

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)»

Факультет электротехнический

Кафедра автоматики

Направление подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

Доцент, к.т.н.

_____ / Голощапов С.С./

_____ 2017 г.

Электроснабжение группы цехов металлургического завода
(тема)

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ–140400.2017.234 ПЗ ВКР

Консультанты:

Безопасность электроснабжения

_Гл. инженер Миасского РЭС филиала «МРСК
Урала» Челябинэнерго

должность

_____ / _Гладких В.М./

подпись

ФИО

_____ 2017 г.

Автор проекта

студент группы МиЭт- 448

_____ / _Леонова А.Н./

подпись

ФИО

13 июня 2017 г.

Релейная защита электроснабжения

Профессор, д.т.н.

должность

_____ / Четошникова Л.М./

подпись

ФИО

_____ 2017 г.

Руководитель проекта

Профессор, д.т.н.

должность

_____ / Валннв Г.С./

подпись

ФИО

_____ 2017 г.

Нормоконтроль

Доцент, к.т.н.

должность

_____ / Смоленцев Н.И./

подпись

ФИО

_____ 2017 г.

Миасс 2017

АННОТАЦИЯ

Леонова А.Н.

Электроснабжение завода
дорожных машин

Миасс ЮУрГУ, ЭТФ;

2017 г., 103 стр., рис-18, табл.-31

Библ. Список 9 наим.

Пояснительная записка к выпускной квалификационной работе «Электроснабжение завода дорожных машин» содержит : 103 страницы, 18 рисунков и 31 таблицу.

Проведен расчет системы электроснабжения завода дорожных машин. Рассмотрены особенности проектирования, рассчитаны токи короткого замыкания, компенсация реактивной мощности, показатели качества электроэнергии. Также дополнительно изучен вопрос установки АСКУЭ. Произведен расчет релейной защиты кабельной линии и секционного выключателя. В рамках безопасности жизнедеятельности проведен расчет заземляющего контура ГПП. Спроектирована схема электроснабжения.

Цель работы – Определение основных параметров внешнего и внутреннего электроснабжения предприятия. Выбор оборудования. Сравнение технико-экономических показателей. Расчет компенсации реактивной мощности.

140400.2017.234. ПЗ					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	
Разраб.		Леонова А.Н.	<i>Леонова</i>	21.06	Лит. Лист Листов
Провер.		Валеев Г.С.	<i>Валеев</i>	21.06.17	3 103
Реценз		Валеев Г.С.			
Н. Контр.		Смоленцев Н.И.	<i>Смоленцев</i>	22.06.17	
Утверд.		Валеев Г.С.			

					<i>13.03.02.2017.234.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>1</i>

					13.03.02.2017.234.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		2

					13.03.02.2017.234.ПЗ	Лист
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7.2.Выбор выключателей КРУ.....	59
7.3.Выбор трансформатора тока в ячейках КРУ.....	62
7.4.Выбор трансформаторов напряжения.....	64
7.5. Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания.....	67
7.6. Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП.....	69
7.7. Выбор коммутационного оборудования НРП.....	69
8. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.....	70
9. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	78
10. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА.....	82
10.1 Максимальная токовая защита	84
10.2 Токовая отсечка.....	85
10.3 Защита от однофазных замыканий на землю.....	86
10.4 Защита секционного выключателя. Токовая отсечка.....	87
10.5 Максимальная токовая защита с выдержкой времени.....	89
11. ВНЕДРЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ АСКУЭ В СОВРЕМЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ.....	91
11.1.Понятие и структура работы.....	91
11.2.Функции АСКУЭ.....	92
11.3.Преимущества системы.....	93
12.БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	95
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	102
БИБЛЕОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	103

1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

1.1 Расчет электрических нагрузок ремонтно-механического цеха

Расчетные мощности P_p и Q_p определяются по формулам:

$$P_p^H = K_{PA} \cdot \sum_1^n k_{IIAi} \cdot P_{НОМi} \quad , \quad (1.1)$$

$$Q_p^H = K_{PP} \cdot \sum_1^n k_{IIAi} \cdot P_{НОМi} \cdot tg \varphi_i \quad (1.2)$$

где k_{IIA} – коэффициент использования по активной мощности, характеризует степень использования установленной мощности за наиболее загруженную смену. Его значение для отдельных электроприемников приводится в электротехнических справочниках.

$$tg \varphi = tg(\arccos \varphi)$$

K_{pa} – расчетный коэффициент активной мощности; определяется по справочным материалам $K_{pa}=f(n_3; k_{IIA})$;

K_{pp} – расчетный коэффициент реактивной мощности:

$$K_{pp} = \frac{1}{1 + 6\sqrt{n_3}} \quad (1.3)$$

n_3 - эффективное число электроприемников:

$$n_3 = \frac{\left(\sum_1^n P_{ном.i} \right)^2}{\sum_1^n P_{ном.i}^2} \quad (1.4)$$

Полная расчетная нагрузка группы трехфазных электроприемников определяется выражением:

									Лист
									7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.02.2017.234.ПЗ

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (1.5)$$

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (1.6)$$

где U_n – номинальное напряжение цеховой сети, $U_n = 0,38$ кВ.

Групповой коэффициент использования по активной мощности и $\text{tg}\varphi$ определяются по соответствующим формулам:

$$K_{\text{иа}\Sigma} = \frac{\sum_1^n k_{\text{иа}i} \cdot P_{\text{ном}i}}{\sum_1^n P_{\text{ном}i}}, \quad (1.7)$$

$$\text{tg}\varphi_{\Sigma} = \frac{\sum k_{\text{иа}} \cdot P_{\text{ном}} \cdot \text{tg}\varphi}{\sum k_{\text{иа}} \cdot P_{\text{ном}}} . \quad (1.8)$$

Остальные значения величин в итоговых строках по каждой ШР таблицы 1 определяются суммированием величин в столбцах.

В результате расчетов, произведенных по формулам (1.1) - (1.8) полученные данные сводим в таблицы 1 и 2.

						13.03.02.2017.234.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			8

Таблица 1 – Расчет нагрузок по цеху

№ п/п	Исходные данные					Расчетные величины					Расчетные мощности										
	По заданию технологов					Справочные данные					K _{ср}	K _{ср2}	n _с	K _{ср3}	P _с , кВт	Q _с , квар	S _с , кВА	I _с , А			
	Наименование цехов (подразделений, узлов СЭС, ЭП)	n	Установленная мощность, кВт		tgφ	k _{ср}	cosφ	k _{ср2} ·P _{ном} , кВт	k _{ср2} ·P _{ном} ·tgφ, кВт	n·P ² _{ном} , кВт									P _с , кВт	Q _с , квар	S _с , кВА
			P _{ном}	ΣP _{ном}																	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18				
Участок 1 механической обработки (ШР - 1)																					
1	Тепловая завеса	1	30	30	0,8	0,98	0,2	24	4,87	900											
2	Станок долбежный	4	6,7	26,8	0,12	0,4	2,29	3,22	7,37	179,56											
3	Станок поперечно-строгальный	2	14	28	0,12	0,4	2,29	3,36	7,70	392											
4	Станок заготовный	3	0,75	2,25	0,12	0,4	2,29	0,27	0,62	1,69											
5	Станок токарный	4	11	44	0,12	0,4	2,29	5,28	12,1	484											
6	Кран-балка	2	8,5	17	0,15	0,5	1,73	2,55	4,42	144,5											
	Итого по ШР-1	16		148,05	0,26	0,72	0,96	38,68	37,07	2101,75	10,43	1,13	1,05	43,70	39,0	58,57	88,98				
Участок 2 механической обработки (ШР-2)																					
7	Станок зубонарезной	5	11,7	58,5	0,17	0,65	1,17	9,95	11,63	684,45											
8	Станок вертикальный фрезерный	3	13	39	0,12	0,4	2,29	4,68	10,7	507											
9	Станок шлифовальный	5	14	70	0,12	0,4	2,29	8,40	19,2	980											
10	Станок токарный	3	16	48	0,12	0,4	2,29	5,76	13,2	768											
11	Станок горизонтально-расточной	2	29	58	0,12	0,4	2,29	6,96	15,95	1682											
12	Станок радиально-сверлильный	4	6,9	27,6	0,12	0,4	2,29	3,31	7,59	190,44											
13	Пила дисковая	3	8,9	26,7	0,15	0,5	1,73	4,01	6,94	237,63											
14	Пила ножовочная	5	1,7	8,5	0,15	0,5	1,73	1,28	2,21	14,45											
15	Тележка вспомогательная	3	1,4	4,2	0,65	0,65	1,17	2,73	3,19	5,88											
16	Тепловая завеса	2	1,4	2,8	0,8	0,98	0,2	2,24	0,45	3,92											
	Итого по ШР-2	35		343,3	0,14	0,48	1,85	49,31	91,12	5073,8	23,23	1,67	1,03	82,34	94,27	125,17	190,18				

Продолжение таблицы 1 – Расчет нагрузок по цеху

Участок 3 механической обработки (ШР-3)																	
17	Станок универсально-заточной	6	4,5	27	0,12	0,4	2,29	3,24	7,42	122							
18	Станок карусельный	2	50	100	0,12	0,4	2,29	12	27,50	5000							
19	Станок радиально-сверлильный	4	6,9	27,6	0,12	0,4	2,29	3,31	7,59	190,44							
20	Станок центровальный	6	1,7	10,2	0,12	0,4	2,29	1,22	2,80	17,34							
21	Машина наплавочная	2	11,7	23,4	0,6	0,9	0,48	14,04	6,8	273,78							
22	Пресс гидравлический	2	2,8	5,6	0,65	0,8	0,75	3,64	2,7	15,68							
23	Станок токарно-винторезный	1	15	15	0,12	0,4	2,29	1,8	4,12	225							
24	Ножницы гильотинные	3	7	21	0,17	0,65	1,17	3,57	4,17	147							
	Итого по ШР-3	26		229,8	0,19	0,56	1,47	42,83	63,14	5990,7	8,81	1,48	1,06	63,38	66,68	92,00	139,78
Участок по ремонту оборудования (ШР-4)																	
25	Станок токарно-винторезный	3	7,5	22,5	0,12	0,4	2,29	2,7	6,19	168,75							
26	Станок универсально-фрезерный	6	3	18	0,12	0,4	2,29	2,16	4,9	54							
27	Станок точильный	4	1	4	0,12	0,4	2,29	0,48	1,10	4							
28	Станок сверлильный	1	10	10	0,12	0,4	2,29	1,2	2,7	100							
29	Станок долбежный	2	6,8	13,6	0,12	0,4	2,29	1,63	3,74	92,48							
	Итого по ШР-4	16		68,1	0,12	0,4	2,29	8,17	18,72	419,23	11,1	0,8	1,05	6,54	19,66	20,72	31,48
Заготовительное отделение (ШР-5)																	
30	Пресс-ножницы	1	9,5	192	0,45	0,65	1,17	86,4	101,01	90							
31	Вальцы	3	9	27	0,5	0,5	1,73	14	23,38	243							
32	Станок вертикально-сверлильный	3	9,6	28,8	0,12	0,4	2,29	3,46	7,92	276,48							
33	Ножницы гильотинные	1	9	9	0,17	0,65	1,17	1,53	1,79	81							
34	Преобразователь сварочный	1	14	14	0,4	0,5	1,73	5,6	9,7	196							
35	Трансформатор сварочный ПВ 60%	1	15	11,62	0,2	0,4	2,29	2,32	5,32	225							
36	Кран-балка	1	16,5	17	0,15	0,5	1,73	2,48	4,29	272,3							
	Итого по ШР-5	11		298,92	0,39	0,6	1,33	115,28	153,41	1383,98	64,56	0,70	1,02	80,70	156,60	176,17	267,66

Продолжение таблицы 1 – Расчет нагрузок по цеху

Кузнечное отделение (ШР-6)																	
37	Печь термическая	2	90	180	0,85	0,95	0,33	153	50,29	16200							
38	Молот	1	35	35	0,24	0,65	1,17	8,4	9,82	1225							
39	Станок гибочный	2	1,7	3,4	0,12	0,4	2,29	0,41	0,93	5,78							
40	Станок продольно-строгальный	2	46	92	0,12	0,4	2,29	11,04	25,30	4232							
41	Установка термообработки, колес	2	25	50	0,5	0,8	0,75	25	18,75	1250							
42	Кран-укосина ПВ 25%	2	1	1	0,2	0,5	1,73	0,2	0,35	2							
Итого по ШР-6		11		361,4	0,55	0,88	0,53	198,05	105,44	22914,78	5,70	0,96	1,07	190,13	112,80	221,07	335,88
Термический участок (ШР-7)																	
43	Однофазная нагрузка	9		215				145,9	298,61	6525							
44	Тельфер ПВ 25%	2	2	2	0,15	0,5	1,73	0,30	0,52	8							
45	Печь термическая	2	30	60	0,85	0,95	0,33	51,0	16,76	1800							
46	Вентиллятор	1	7	7	0,65	0,8	0,75	4,55	3,41	49							
Итого по ШР-7		14		284	0,71	0,53	1,58	201,8	319,30	8382	9,62	1,00	1,05	201,8	336,5	392,32	596,07
Слесарный участок (ШР-8)																	
47	Станок универсально-заочной	4	1	4	0,12	0,4	2,29	0,48	1,10	4							
48	Станок вертикально-фрезерный	4	5,6	22,4	0,12	0,4	2,29	2,69	6,16	125,44							
49	Наждак	3	2,8	8,4	0,2	0,45	1,98	1,68	3,33	23,52							
50	Станок сверлильный	3	1	3	0,12	0,4	2,29	0,36	0,8	3							
51	Станок токарно-винторезный	4	11	44	0,12	0,4	2,29	5,28	12,10	484							
52	Станок горизонтально-фрезерный	3	8,8	26,4	0,12	0,4	2,29	3,17	7,26	232,32							
53	Наждак	2	2,8	5,6	0,2	0,45	1,98	1,12	2,22	15,68							
Итого по ШР-8		23		113,8	0,13	0,41	2,23	14,78	33,00	887,96	14,58	1,5	1,04	21,57	34,44	40,64	62
Итого по цеху		152		1847,37	0,36	0,6	1,23	668,86	821,21	47154,21	72	0,70	1,02	468,20	574,85	741,39	1126,43

Таблица 2 – Определение загрузки фаз, обусловленной однофазными

Наименование цехов (подразделений)	ΣP _{ном} , кВт	n	n P _{ном}	Установленная мощность ЭП, подключенных на U _{лр} , кВт			Коеффициент приведения			Установленная мощность однофазного ЭП, кВт			k _{ка}	cosφ	tgφ	Средняя мощность														
				ab		bc	ca	к фазе	k	q	a	b				c	P _{ср} , кВт			Q _{ср} , квар										
				5	6	7	8	9	10	11	12	13				14	15	16	17	18	19	20	21	22						
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22								
Электроприёмники, подключенные на U _{лр}																														
Печь сопротивления	40	2	800	20	20		a	0,34	-0,05								8,96				-0,7									
							b	0,36	0,53														5,04			7,42				
							b	0,34	-0,05		20														8,96			-0,7		
							c	0,36	0,53																				7,42	
Печь индукционная	120	3	4800	40	40		a	1,4	1,3								39,2				36,4									
							b	-0,4	1,88														-11,2			52,64				
							b	1,4	1,3		40														39,2			36,4		
							c	-0,4	1,88																				52,64	
Печь шахтная	25	1	625		40	25	a	1,4	1,3								-11,2				52,64									
							a	-0,4	1,88																		11,725			
							c	0,66	0,09		25														12,6				1,575	
							a	0,28	0,47																					
Итого от ЭП подключенных на	185	6	6225	60	60	65											41,86	42	45,64	100,07	95,76	98,035								
Электроприёмники, подключенные на U _ф																														
Электропечь ванная	30	3	300								10	10	10	0,3	0,9/0,5		3	3	3	1,5	1,5	1,5								
Итого по термическому участку	215	9	6525														44,86	45	48,64	101,57	97,26	99,535								
Полная мощность, кВт		A	111,03	Наиболее загруженная фаза А																										
		B	107,17																											
		C	110,78																											

1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Расчет начинается с определения низковольтных нагрузок по цехам.

Средняя активная нагрузка за наиболее загруженную смену для каждого электроприемника или подгруппы электроприемников определяется по формуле:

$$P_p = K_{pa} \cdot k_{ua} \cdot P_{ном} \quad (1.9)$$

Средняя реактивная нагрузка за наиболее загруженную смену определяется по выражению:

$$Q_p = K_{pp} \cdot k_{ua} \cdot P_{ном} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (1.10)$$

Расчетные активная P_p и реактивная Q_p нагрузки определим по выражениям (1.9), (1.10).

Расчетная осветительная нагрузка $P_{p.осв.}$ цеха вычисляется по выражению (1.11) с учетом площади производственной поверхности пола $F_{ц}$ цеха, определяемой по генплану предприятия, удельной осветительной нагрузки $P_{уд.осв.}$ и коэффициента спроса на освещение $K_{с.осв.}$.

$$P_{p.осв.} = K_{с.осв.} \cdot P_{уд.осв.} \cdot F_{ц} \quad (1.11)$$

$$Q_{p.осв.} = P_{p.осв.} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (1.12)$$

После суммирования нагрузок P_p и $P_{p.осв.}$ и нагрузок Q_p и $Q_{p.осв.}$ вычисляется полная расчетная низковольтная нагрузка цеха S_p по формуле (1.5).

В результате расчетов, произведенных по формулам (1.1) – (1.12) полученные данные сводим в таблицу 3:

										Лист
										13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2017.234.ПЗ

Таблица 3 - Расчет нагрузок по предприятию

№ цеха	Наименование цехов, подразделений, ЭП	п ₃	Р _{ном} , кВт	К _{нд}	cosφ	t _{ср}	Р _{ср} , кВт	Q _{ср} , кВт	К _{ра}	Р _р , кВт	Q _р , кВт	F _ц , м ²	Р _{ул.осв.} , кВт/м ²	с _{осв.фос}	t _{ср.фос}	К _{с.осв}	Р _{р.осв.} , кВт	Q _{р.Ор.осв.} , квар	Р _{р+Р.осв.} , кВт	Q _{р+Ор.осв.} , квар	S _р , кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
Низковольтная нагрузка (0,4 кВ)																						
1	Склад запасных частей	10	39	0,25	0,55	1,52	9,75	14,81	1,39	13,55	20,59	890	0,01	0,75	0,88	0,85	7,57	6,68	21,12	27,27	34,49	
2	Склад горюче-смазочных материалов	20	90	0,3	0,6	1,33	27,00	36	1	27	36	623	0,01	0,75	0,88	0,85	5,3	4,67	32,3	40,67	51,94	
3	Склад	5	15	0,25	0,55	1,52	3,75	5,69	1,72	6,45	9,79	1175	0,01	0,75	0,88	0,85	9,99	8,81	16,44	18,6	24,82	
4	Блок цехов 1 основного производства	142	3790	0,55	0,75	0,88	2084,50	1838,36	0,8	1667,6	1470,69	7358	0,01	0,75	0,88	0,85	62,54	55,16	1730,14	1525,85	2306,86	
5	Склад леса	15	25	0,25	0,55	1,52	6,25	9,49	1,25	7,81	11,86	890	0,01	0,75	0,88	0,85	7,57	6,68	15,38	18,54	24,09	
6	Электроремонтный цех	72	1847,37	0,36	0,63	1,23	668,86	821,21	0,7	468,2	574,85	1869	0,01	0,75	0,88	0,85	15,89	14,01	484,09	588,86	762,30	
7	Котельная	45	500	0,8	0,85	0,62	400,00	247,9	0,85	340	210,72	1064	0,01	0,75	0,88	0,85	9,04	7,97	349,04	218,69	411,89	
8	Бытовые	10	30	0,5	0,7	1,02	15,00	15,3	1,05	15,75	16,07	463	0,01	0,75	0,88	0,85	3,94	3,47	19,69	19,54	27,74	
9	Блок цехов 2 основного производства	165	4205	0,6	0,8	0,75	2523,00	1892,25	0,8	2018,4	1513,8	5340	0,01	0,75	0,88	0,85	45,39	40,03	2063,79	1553,83	2583,33	
10	Малярный цех	86	1245	0,75	0,85	0,62	933,75	578,69	0,8	747	462,95	4005	0,01	0,75	0,88	0,85	34,04	30,02	781,04	492,97	923,60	
11	Вентиляторная градирня	10	85	0,8	0,85	0,62	68,00	42,14	1	68	42,14	641	0,01	0,75	0,88	0,85	5,45	4,81	73,45	46,95	87,17	
12	Обрубной цех	33	1265	0,75	0,8	0,75	948,75	711,56	0,85	806,44	604,83	1335	0,01	0,75	0,88	0,85	11,35	10,01	817,79	614,84	1023,14	
13	Блок цехов 3 основного производства	183	6100	0,6	0,85	0,62	3660,00	2268,26	0,8	2928	1814,61	11107	0,01	0,75	0,88	0,85	94,41	83,26	3022,41	1897,87	3568,88	
14	Компрессорная	92	148	0,8	0,85	0,62	118,40	73,38	0,8	94,72	58,7	854	0,01	0,75	0,88	0,85	7,26	6,4	101,98	65,1	120,99	
15	Кислородная станция	40	280	0,75	0,8	0,75	210,00	157,5	0,85	178,5	133,88	1367	0,01	0,75	0,88	0,85	11,62	10,25	190,12	144,13	238,58	
16	Чугунолитейный цех	98	2765	0,75	0,85	0,62	2073,75	1285,19	0,8	1659	1028,15	3702	0,01	0,75	0,88	0,85	31,47	27,75	1690,47	1055,9	1993,14	
17	Блок цехов 4 основного производства	72	2255	0,55	0,75	0,88	1240,25	1093,8	0,8	992,2	875,04	6693	0,015	0,7	1,02	0,85	85,34	87,06	1077,54	962,1	1444,55	
18	Склад оборудования	12	25	0,25	0,55	1,52	6,25	9,49	1,08	6,75	10,25	712	0,01	0,75	0,88	0,85	6,05	5,34	12,8	15,59	20,17	
19	Центральная заводская лаборатория	31	660	0,45	0,7	1,02	297,00	303	0,8	237,6	242,4	3560	0,01	0,75	0,88	0,85	30,26	26,69	267,86	269,09	379,68	
20	Инженерный корпус	20	120	0,45	0,7	1,02	54,00	55,09	1	54	55,09	417	0,015	0,7	1,02	0,85	5,32	5,43	59,32	60,52	84,74	
21	Заводоуправление	21	30	0,55	0,75	0,88	16,50	14,55	1	16,5	14,55	534	0,01	0,75	0,88	0,85	4,54	4	21,04	18,55	28,05	
22	Столовая	12	180,00	0,80	0,85	0,62	144,00	89,24	0,90	129,6	80,32	392	0,015	0,7	1,02	0,85	5	5,1	134,6	85,42	159,42	
Освещение территории												134400	0,002	0,7	1,02	1	268,8	274,23	268,8	274,2	384,00	
Итого (0,4 кВ):			25699,37				15508,76	11562,9		12483,1	9287,28	189391	0,01				768,14	727,8	13251,21	10015,1	16683,57	
Высоковольтная нагрузка (10 кВ)																						
14	Компрессорная (СД)	4	1600	0,8	0,85	-0,62	1280	-793,27	1	1280	-793,27											
16	Чугунолитейный цех (ДСП)	2	4000	0,75	0,85	0,62	3000	1859,23	1	3000	1859,23											
16	Чугунолитейный цех (индукционный печи)	2	5000	0,7	0,95	0,33	3500	1150,39437	1	3500	1150,3944											
Итого (10 кВ):			10600				7780	-793,27		7780	-793,27											
Предприятие :			36299,37				23288,76	13779,25												21031,21	12231,5	24329,4

1.3 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия

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. При этом радиус окружности и углы секторов для каждого цеха соответственно определяются:

$$R_i = \sqrt{\frac{1}{\pi \cdot m}} \cdot \sqrt{P_{pi}} \quad (1.13)$$

где P_{pi} , $P_{pнвi}$, $P_{pввi}$, $P_{pосвi}$ – расчетные активные нагрузки соответственно всего цеха, электроприемников до 1 кВ, электроприемников свыше 1 кВ, электрического освещения, кВт;

m – масштаб площадей картограммы нагрузок, кВт·м²:

$$m = \frac{P_{p.min}}{\pi \cdot R_{min}^2} \quad (1.14)$$

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

R_{min} – минимальный радиус, $R_{min} = 5$ мм.

Углы секторов для каждого цеха определяются по формулам:

$$\alpha_{нвi} = \frac{360}{P_{pi\Sigma}} \cdot P_{p.нвi}; \quad \alpha_{ввi} = \frac{360}{P_{pi\Sigma}} \cdot P_{p.ввi}; \quad \alpha_{освi} = \frac{360}{P_{pi\Sigma}} \cdot P_{p.освi} \quad (1.15)$$

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

										Лист
										15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2017.234.ПЗ

$$x_{ц.н.} = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot x_i}{\sum_1^n P_{pi}}, \quad (1.16)$$

$$y_{ц.н.} = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot y_i}{\sum_1^n P_{pi}}, \quad (1.17)$$

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

Расчеты произведенные по формулам (1.13) – (1.17) сведем в таблицу 4.

Таблица 4 – Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия

№ цеха	Название цехов, подразделений	$P_{р\sum}$, кВт	$P_{р.нв.}$, кВт	$P_{р.вв.}$, кВт	$P_{р.осв.}$, кВт	X, м	Y, м	m	R, мм	$\alpha_{нв.}$, град	$\alpha_{вв.}$, град	$\alpha_{осв.}$, град
1	Склад запасных частей	21,1	13,6	0	7,57	257,00	504,00	0,51	4	231	0	129
2	Склад горюче-смазочных материалов	32,3	27,0	0	5,3	174,00	287,00	0,51	4	300,9	0	59,1
3	Склад	16,4	6,5	0	9,99	106,00	492,00	0,51	3	141,2	0	219
4	Блок цехов 1 основного производства	1730,1	1667,6	0	62,54	221,00	417,00	0,51	33	347	0	13
5	Склад леса	15,4	7,8	0	7,57	321,00	411,00	0,51	3	182,8	0	177
6	Электроремонтный цех	484,1	468,2	0	15,89	234,00	340,00	0,51	17	348,2	0	11,8
7	Котельная	349,0	340,0	0	9,04	158,00	338,00	0,51	15	350,7	0	9,32
8	Бытовые	19,7	15,8	0	3,94	64,00	243,00	0,51	4	288	0	72
9	Блок цехов 2 основного производства	2063,8	2018,4	0	45,39	221,00	270,00	0,51	36	352,1	0	7,92
10	Маллярный цех	781,0	747,0	0	34,04	304,00	266,00	0,51	22	344,3	0	15,7
11	Вентиляторная градирня	73,5	68,0	0	5,45	123,00	245,00	0,51	7	333,3	0	26,7
12	Обрубной цех	817,8	806,4	0	11,35	304,00	130,00	0,51	23	355	0	5
13	Блок цехов 3 основного производства	3022,4	2928,0	0	94,41	211,00	143,00	0,51	43	348,8	0	11,3
14	Компрессорная	1382,0	94,7	1280	7,26	113,00	162,00	0,51	29	24,67	333	1,89
15	Кислородная станция	190,1	178,5	0	11,62	53,00	168,00	0,51	11	338	0	22
16	Чугунолитейный цех	8190,5	1659,0	6500	31,47	306,00	130,00	0,51	72	72,92	286	1,38
17	Блок цехов 4 основного производства	1077,5	992,2	0	85,34	96,00	77,00	0,51	26	331,5	0	28,5
18	Склад оборудования	12,8	6,8	0	6,05	30,00	94,00	0,51	3	189,8	0	170
19	Центральная заводская лаборатория	267,9	237,6	0	30,26	209,00	75,00	0,51	13	319,3	0	40,7
20	Инженерный корпус	59,3	54,0	0	5,32	251,00	42,00	0,51	6	327,7	0	32,3
21	Заводоуправление	21,0	16,5	0	4,54	226,00	40,00	0,51	4	282,3	0	77,7
22	Столовая	134,6	129,6	0	5	194,00	40,00	0,51	9	346,6	0	13,4
Итого		20762,4	12483,1	7780	499,3							
Координаты центра, м						243	183					

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

13.03.02.2017.234.ПЗ

Лист

16

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

Выбор трансформаторов является важным этапом проектирования.

Мощность трансформаторов цеховых ТП зависит от величины нагрузки электроприемников, их категории надежности электроснабжения. При одной и той же равномерно распределенной нагрузке с увеличением площади цеха должна уменьшаться единичная мощность трансформаторов. Так, в цехе, занимающем значительную площадь, установка трансформаторов заведомо большей единичной мощности увеличивает длину питающих линий цеховой сети и потери электроэнергии в них.

Плотность электрической нагрузки:

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

где S_p – расчетная электрическая нагрузка цеха, кВА;

$F_{ц}$ – площадь цеха, м².

Таблица 5 – Связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора цеховой ТП и σ

Плотность электрической нагрузки цеха σ , кВА/м ²	0,03...0,05	0,05...0,06	0,06...0,08	0,08...0,11	0,11...0,14	0,14...0,18	0,18...0,25	0,25...0,34	0,34...0,5	0,5... ВЫШЕ
Экономически целесообразная мощность 1-го тр-ра цеховой ТП $S_{э.т.}$, кВА	250	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500

Далее определяем предельную величину реактивной мощности, которую могут пропустить выбранные трансформаторы:

$$Q_{1p} = \sqrt{(N_T^{ном} \cdot K_{зм.доп} \cdot S_{ном.т})^2 - P_p^2}, \quad (2.4)$$

где $S_{ном.т}$ – номинальная мощность трансформаторов цеховой ТП;

P_p – расчетная активная нагрузка на ТП.

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

При $Q_{1p} < Q_p$ трансформаторы ТП не могут пропустить всю реактивную нагрузку и поэтому часть ее должна быть скомпенсирована с помощью конденсаторов, которые следуют установить на стороне низшего напряжения на ТП. Мощность этих конденсаторов будет составлять

$$Q_{ку} = Q_p - Q_1$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах будут соответственно:

$$K_{зм.норм} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{N_T^{ном} \cdot S_{ном.т}}, \quad (2.5)$$

$$K_{зт.п/ав} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{N_{ТП}^{опт}} \cdot \frac{N_{Т(ВЗ.РЕЗ)}}{(N_{Т(ВЗ.РЕЗ)} - 1) \cdot S_{Т.НОМ}}; \quad (2.6)$$

Результаты по выбору числа, мощности и типа трансформаторов приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Выбор цеховых ТП

№ цеха	Наименование цехов и подразделений	Категория надёжности	N _{над}	P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА	F _ц , м ²	σ, кВА/м ²	S _{гр} , кВА	Тип тр-ра	K _{ст.доп}	N ³ _{т.мин}	ΔN _т	N _{т.мин}	m	N _т ^{опт}	S _{элект.} , кВА	№ п/с	Q _г , квар	Q _д , квар	K _{ст.контр.}	K _{ст.п.ав}	
																							11
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	Склад запасных частей	3		21,12	27,27	34,49	890	0,039															
2	Склад горюче-смазочных материалов	3		32,3	40,67	51,94	623	0,083															
3	Склад	3		16,44	18,6	24,82	1175	0,021															
5	Склад леса	3		15,38	18,54	24,09	890	0,027															
4	Блок цехов 1 основного производства	2		1730,14	1526	2307	7338	0,314															
Итого			2	1815,38	1631	2442		0,314	2000	ТМ3	0,7	2,00	0,7	2	0	2	1600	1	1312,25	1312,25	318,68	0,70	1,4*
8	Бытовые	3		19,69	19,54	27,74	463	0,06															
11	Вентиляторная градирня	2		73,45	46,95	87,17	641	0,136															
9	Блок цехов 2 основного	2		2063,79	1554	2583	5340	0,484															
Итого			2	2156,93	1620	2698		0,484	2000	ТМ3	0,7	2,00	0,46	2	0	2	1600	2	604,36	604,36	1015,96	0,70	1,4*
14	Компрессорная	2		101,98	65,1	121	854	0,142															
18	Склад оборудования	3		12,8	15,59	20,17	712	0,028															
17	Блок цехов 4 основного производства	2		1077,54	962,1	1445	6693	0,216															
Итого			2	1192,32	1043	1586		0,216	1250	ТМ3	0,7	2,00	0,64	2	0	2	1000	3	733,74	733,74	309,05	0,70	1,4*
19	Центральная заводская лаборатория	2		267,86	269,1	379,7	3560	0,107															
20	Инженерный корпус	2		59,32	60,52	84,74	417	0,203															
21	Заводоуправление	3		21,04	18,55	28,05	534	0,053															
22	Столовая	3		134,6	85,42	159,4	392	0,407															
Итого			2	482,82	433,6	651,9		0,407	2000	ТМ3	0,7	1,00	0,66	2	0	2	400	4	283,7	283,7	149,88	0,70	1,4*
6	Электроремонтный цех	2		484,09	588,9	762,3	1869	0,408															
7	Котельная	2		349,04	218,7	411,9	1064	0,387															
10	Малярный цех	2		781,04	493	923,6	4005	0,195															
12	Обрубной цех	2		817,79	614,8	1023	1335	0,613															
13	Блок цехов 3 основного производства	2		3022,41	1898	3569	11107	0,321															
15	Кислородная станция	2		190,12	144,1	238,6	1367	0,175															
16	Чугунолитейный цех	2		1690,47	1056	1993	3702	0,538															

* - в послеаварийном режиме часть нагрузки должна быть отключена.

3. ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ, СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП ПРЕДПРИЯТИЯ

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

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:

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 0.016 \cdot P_p^{IV}}, \quad (3.1)$$

где l_i - длина питающей ГПП линии, [км];

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

Расчетная (максимальная) активная нагрузка предприятия:

$$P_{р.п} = (P_{р.н} + P_{р.в} + \Delta P_{т\sigma}) \cdot k_{ом} + P_{р.о}, \quad (3.2)$$

где $P_{р.н}$ - сумма расчетных мощностей цехов, обусловленная низковольтными электроприемниками;

										Лист
										21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2017.234.ПЗ

$P_{P.B}$ - сумма расчетных активных высоковольтных нагрузок предприятия, создаваемых высоковольтными синхронными, асинхронными электродвигателями;

$P_{P.O}$ - расчетная активная нагрузка освещения предприятия, включающая внутрицеховое и наружное освещение;

$\Delta P_{T\Sigma}$ - суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых ТП;

Потери в трансформаторах ТП рассчитаны и результаты расчетов сведены в таблицу 7.

k_{OM} – коэффициент одновременности максимумов,

$$k_{OM} = 0,9.$$

$$k_{OM} = f(m, k_{ua}),$$

где m - число групп электроприемников.

$$m = 24 + 8 = 32$$

k_{ua} - средневзвешенное значение коэффициента использования.

Значение k_{ua} определяется по формуле:

$$k_{ua} = \frac{P_{срн/в} + P_{срв/в}}{P_{номн/в} + P_{номв/в}} = \frac{15508.76 + 7780}{25699.37 + 10600} = 0.64$$

$$k_{OM} = f(32; 0.64),$$

$$k_{OM} = 0.85$$

									Лист
									22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.02.2017.234.ПЗ

Таблица 7 – Потери в цеховых трансформаторах

№ п/с	Тип тр-ра	S _{ном.т.} , кВА	N _{т.опт}	k _{зт.норм.}	P _{хх} , кВт	P _{кз} , кВт	I _{хх} , %	U _{кз} , %	ΔP _т , кВт	ΔQ _т , кВт
1	ТМЗ	1600	2	0,70	2,8	15	1,3	5,5	20,30	127,84
2	ТМЗ	1600	2	0,70	2,8	15	1,3	5,5	20,30	127,84
3	ТМЗ	1000	2	0,70	1,9	10,8	1,2	5,5	14,38	77,90
4	ТМЗ	400	2	0,70	0,95	5,5	2,1	4,5	7,29	34,44
5	ТМЗ	400	2	0,70	0,95	5,5	2,1	4,5	7,29	34,44
6	ТМЗ	250	2	0,70	0,74	3,7	2,3	4,5	5,11	22,53
7	ТМЗ	630	2	0,70	1,68	7,6	1,2	5,5	10,81	49,08
8	ТМЗ	630	2	0,70	1,68	7,6	1,2	5,5	10,81	49,08
9,10	ТМЗ	1250	4	0,70	2,65	10,8	1,2	4,8	31,77	177,60
11	ТМЗ	500	2	0,24	1,28	5,9	1,9	6	3,23	22,42
12	ТМЗ	1250	2	0,70	2,65	10,8	1,2	4,8	15,88	88,80
Итого									147,17	811,95

Тогда:

$$P_{P.л} = (12483.07 + 7780 + 147.17) \cdot 0.85 + 768.14 = 19137.36 \text{ кВт}$$

Величина рационального напряжения:

$$U_{рац.и} = 4.34 \cdot \sqrt{4 + 0.016 \cdot 19137.36} = 74,40 \text{ кВ},$$

Для сравнения заданы два варианта внешнего электроснабжения предприятия: 35 и 110 кВ.

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

13.03.02.2017.234.ПЗ

Лист

23

Энергосистема

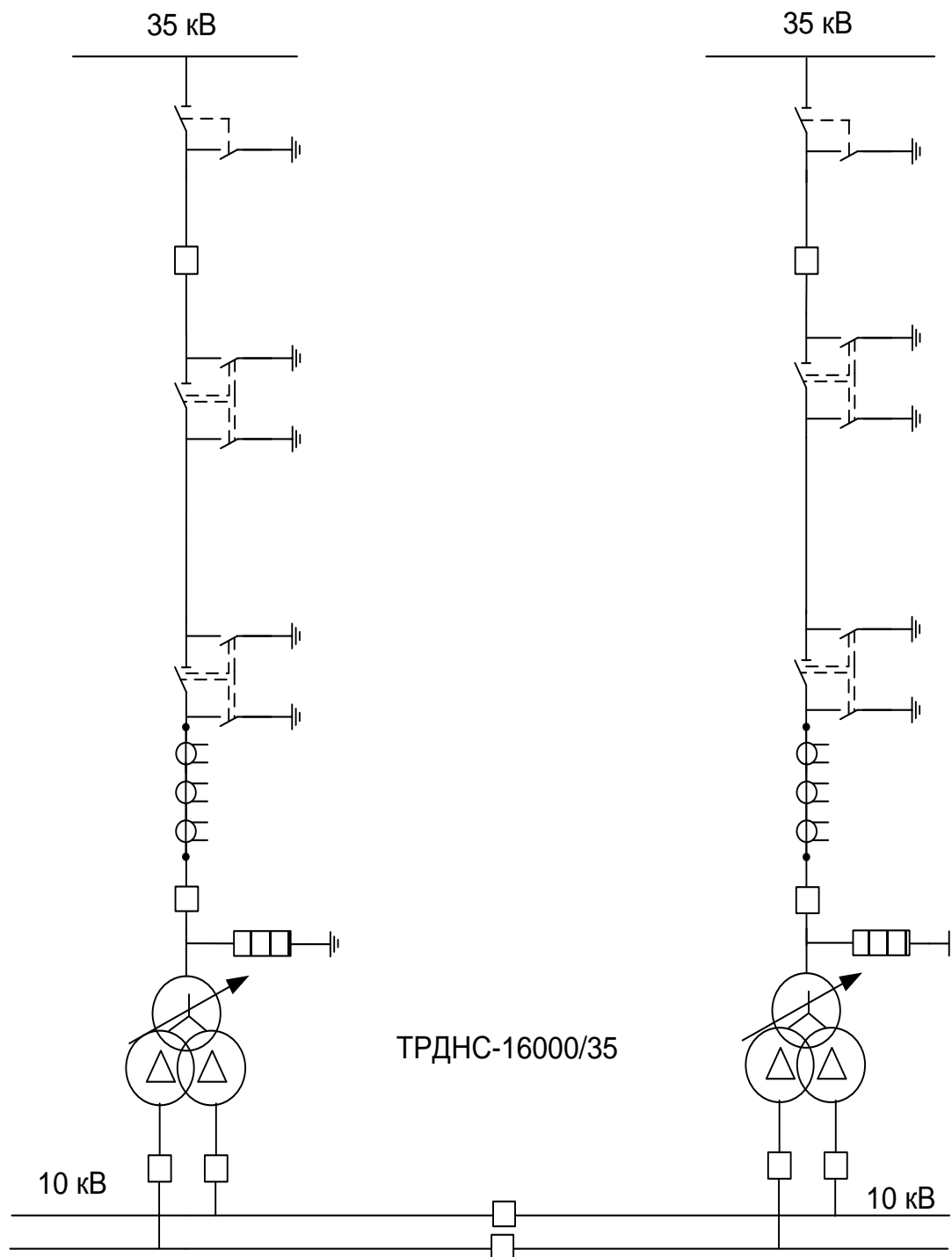


Рисунок 1 - Вариант схемы внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 35 кВ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.234.ПЗ

Лист

27

Энергосистема

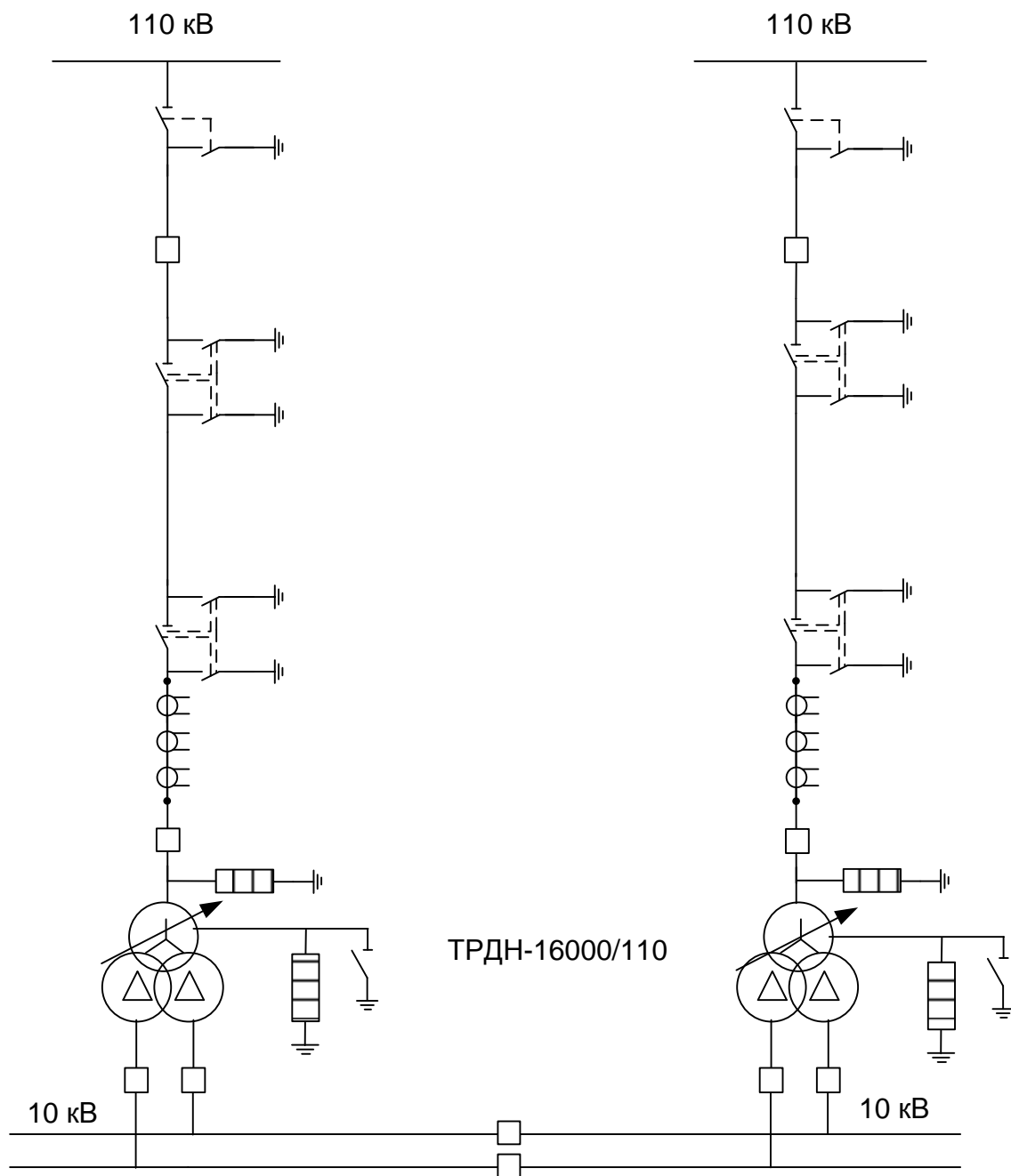


Рисунок 2 - Вариант схемы внешнего электроснабжения предприятия на
напряжении 110 кВ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.234.ПЗ

Лист

28

4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

4.1 Расчеты для схемы внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 35 кВ

Определим потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП.

Параметры трансформатора ТРДНС-25000/35:

$$\Delta P_{XX} = 17 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{K3} = 85 \text{ кВт}$$

$$I_{XX} = 0,7 \%$$

$$U_{K3} = 10,5 \%$$

Потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_T = n \cdot (\Delta P_{XX} + K_{\text{эт.норм.}}^2 \cdot \Delta P_{K3}) \quad , \quad (4.1)$$

$$\Delta Q_T = n \cdot \left(\frac{I_{XX}}{100} \cdot S_{H.T} + K_{\text{эт.норм.}}^2 \cdot \frac{U_{K3}}{100} \cdot S_{H.T} \right) \quad , \quad (4.2)$$

$$\Delta P_T = 2 \cdot (17 + 0,37^2 \cdot 85) = 57,19 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \left(\frac{0,5}{100} \cdot 25000 + 0,37^2 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot 25000 \right) = 1066,15 \text{ квар.}$$

Потери электроэнергии в трансформаторе:

$$\Delta A_T = n \cdot (\Delta P_{XX} \cdot T_T + K_{\text{эт.норм.}}^2 \cdot \Delta P_{K3} \cdot \tau) \quad , \quad (4.3)$$

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

									Лист
									29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.234.ПЗ				

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

где T_M - годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки равное 6400 [1];

T_{Γ} - годовое число часов работы предприятия равное 8760.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{6400}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 5113 \text{ ч},$$

$$\Delta A_{\tau} = 2 \cdot (17 \cdot 8760 + 0,37^2 \cdot 85 \cdot 5113) = 416,412 \cdot 10^3 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

Произведем расчет линии электропередачи от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия.

Нагрузка в начале линии:

$$S_{P,Л} = \sqrt{(P_{P,Л} + \Delta P_{\tau})^2 + Q_{Э,С}^2} \quad , \quad (4.5)$$

$$S_{P,Л} = \sqrt{(18116,84 + 147,17)^2 + 4891,55^2} = 18174,03 \text{ кВА}$$

Расчетный ток одной цепи линии:

$$I_{P,Л} = \frac{S_{P,Л}}{\sqrt{3} \cdot N \cdot U_H} \quad , \quad (4.6)$$

где N - число линий.

$$I_{P,Л} = \frac{18174,03}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 149,90 \text{ А}$$

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

$$I_{\Pi} = 2 \cdot I_{P,Л} \quad , \quad (4.7)$$

										Лист
										30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.234.ПЗ					

$$I_{II} = 2 \cdot 149,90 = 299,79 \text{ A}$$

Сечение проводов линий находим по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{P.L}}{j_{\text{э}}} \quad , \quad (4.8)$$

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

$$F_{\text{э}} = \frac{149,90}{1,1} = 136 \text{ мм}^2,$$

Выбираем ближайшее меньшее стандартное сечение. Провод АС-150/24 [2]. Данные провода: $I_{II} = 450 \text{ A}$, $r_0 = 0,198 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,406 \text{ Ом/км}$ [2].

Проверяем провод по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{доп}} = 450 \text{ A} > I_{II} = 299,79 \text{ A}$$

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta A_{II} = N \cdot (3 \cdot I_{P.L}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau) \quad , \quad (4.9)$$

$$\Delta A_{II} = 2 \cdot (3 \cdot 149,90^2 \cdot 0,198 \cdot 4 \cdot 5113) \cdot 10^{-3} = 545949,96 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$$

Ниже выполним расчет токов короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП или ЦРП.

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

					13.03.02.2017.234.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

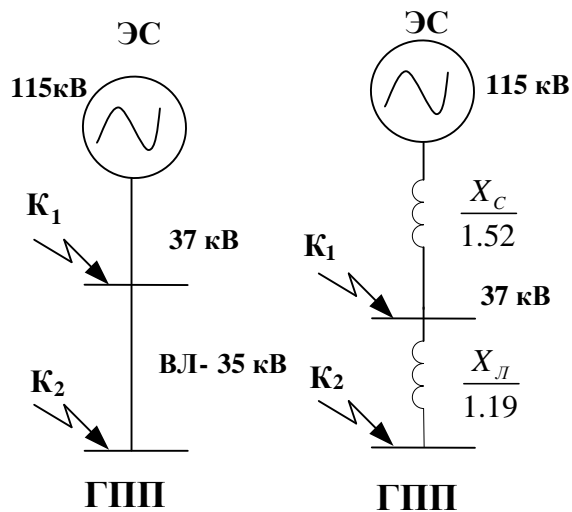


Рисунок 3 – Схема расчета токов короткого замыкания

Определим параметры схемы замещения.

При мощности короткого замыкания $S_C = 660 \text{ MVA}$, а базисная мощность $S_B = 1000 \text{ MVA}$. За базисное напряжение принимаем среднее напряжение в ступени, где рассматривается КЗ. Среднее напряжение на 5% больше номинального, следовательно, $U_B = 37 \text{ кВ}$

Сопротивление системы в относительных единицах:

$$x_{C*} = \frac{S_B}{S_C} = \frac{1000}{660} = 1.52 \quad (4.10)$$

Сопротивление воздушной линии 35 кВ:

$$x_{л*} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_B}{U_B^2} = \frac{0.406 \cdot 4 \cdot 1000}{37^2} = 1.19 \quad (4.11)$$

Определяем ток короткого замыкания в точке К1.

Ток короткого замыкания в точке К1 (периодическая слагающая $I_{пн}$ принимается неизменной в течение всего процесса замыкания):

$$I_{K1} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot x_{C*}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 1.52} = 10.27 \text{ кА.} \quad (4.12)$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К1:

$$i_{yд1} = \sqrt{2} \cdot K_v \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot 10.27 = 26.14 \text{ кА,} \quad (4.13)$$

где $K_{yд}$ - ударный коэффициент равный 1,8 [4].

Рассчитаем ток КЗ в точке К2.

$$I_{K2} = I_{Пт} = I_{П.0} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot (x_{C*} + x_{Л*})}, \quad (4.14)$$

$$I_{K2} = I_{Пт} = I_{П.0} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot (1.52 + 1.19)} = 5.76 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К2:

$$i_{yд} = \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot 5.76 = 14.66 \text{ кА.}$$

Произведем выбор коммутационной аппаратуры в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП.

Выбор и проверка выключателей производится по следующим параметрам:

1) номинальному напряжению:

$$U_C \leq U_H, \quad (4.15)$$

2) номинальному току:

$$I_{\text{раб.маx}} \leq I_H, \quad (4.16)$$

где $I_{\text{раб.маx}}$ - рабочий ток выключателя в наиболее тяжелом режиме:

$$I_{\text{раб.маx}} = \frac{1.4 \cdot S_{\text{ГПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (4.17)$$

					13.03.02.2017.234.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Таблица 12 – Выбор и проверка аппаратов

Данные установки	Каталожные данные
Выключатель ВГБЭ-35-630/12.5 УХЛ1	
$U_c = 35 \text{ кВ}$ $I_{РАБ.УТЯЖ} = 577,35 \text{ А}$ $I_{ПО} = 10,27 \text{ кА}$ $I_{УД.маx} = 26,14 \text{ кА}$ $I_{ПО} = 10,27 \text{ кА}$ $B_K = 10,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$ $I_{НОМ} = 630 \text{ А}$ $I_{ДИН} = 31,5 \text{ кА}$ $I_{ДИН.маx} = 40 \text{ кА}$ $I_{ОТК} = 31,5 \text{ кА}$ $B_{К.ДОП} = 468,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Разъединитель РДЗ.1-35Б/1000 УХЛ1	
$U_c = 35 \text{ кВ}$ $I_{РАБ.УТЯЖ} = 577,35 \text{ А}$ $I_{ПО} = 10,27 \text{ кА}$ $B_K = 10,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$ $I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$ $I_{ДИН.маx} = 63 \text{ кА}$ $B_{К.ДОП} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Ограничитель перенапряжений ОПН-У УХЛ 1	
$U_c = 35 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$

Определим технико-экономические показатели сравниваемых схем внешнего электроснабжения.

Годовые приведенные затраты находятся по выражению:

$$Z_{\Gamma\Sigma} = \sum_{i=1}^n E_i \cdot K_i + C_{\text{э}} + Y, \quad (4.23)$$

где E_i – общие ежегодные отчисления от капиталовложений, определяются по формуле:

$$E_i = E_H + E_{Ai} + E_{Oi}, \quad (4.24)$$

где E_H – нормативный коэффициент эффективности, $E_H = 0,12$;

E_{Ai} – отчисления на амортизацию [4];

E_{Oi} – расходы на обслуживание [4];

K_i – сумма капитальных затрат i -ой группы одинаковых элементов;

Y – народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения, определяется для вариантов, неравноценных по надежности. Для учебного проектирования рассматриваются равнонадежные варианты и показатель Y , таким образом, из расчетов исключается.

$C_{\text{э}}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии, вычисляется по формуле:

$$C_{\text{э}} = (\Delta A_T + \Delta A_L) \cdot C'_0, \quad (4.25)$$

где C'_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии, определяется по выражению:

$$C'_0 = \delta \cdot \left(\frac{\alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (4.26)$$

где α – основная ставка тарифа, $\alpha = 1208.56$ руб./кВт·мес;

β – стоимость одного кВт·ч электроэнергии, $\beta = 1.33960$ руб./кВт·ч;

δ - поправочный коэффициент, для сетей напряжением 35 кВ, $\delta = 1,08$
 K_M - отношение потерь активной мощности предприятия в момент наибольшей активной нагрузки к максимальным потерям активной мощности, $K_M = 1$.

$$C'_0 = 1,08 \cdot \left(\frac{1208,56 \cdot 1 \cdot 12}{5113} + 1,33960 \right) = 4,51 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч}$$

Результаты расчета экономических показателей сводим в таблицу 13.

Таблица 13.- Экономические показатели

Наименование оборудования	Кол-во, шт (км)	Стоимость единицы, тыс.руб.	Капиталовложения К, тыс.руб.	Отчисления Е, о.е	Затраты Е·К, тыс.руб./год	Потери эл/энергии и ΔА, кВт·ч/год	Стоимость потерь эл/энергии и Сэ, тыс.руб./год
Разъединитель РДЗ.1-35/1000УХЛ1	18	89	1602	0,193	309,19	-	-
Выключатель ВГБЭ-35	4	570	2280	0,193	440,04	-	-
Ограничитель перенапряжения ОПН-35/40,5-10I УХЛ1	6	11	66	0,193	12,74	-	-
Трансформатор ТРДНС-25000/35	2	12990	25980	0,193	5014,14	587322,42	2648,83
Двухцепная ВЛ 35 кВ	4	4270	17080,0	0,152	2596,16	547959,69	2471,31
Всего по варианту			47008		8372,26	1135282	5120,14
ГОДОВЫЕ ЗАТРАТЫ Зг, тыс.руб./год	13492,40						

4.2 Расчеты для схемы внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 110 кВ по аналогичным формулам (4.1 – 4.26)

Определим потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП.

Параметры трансформатора ТРДН-16000/110:

$$\Delta P_{XX} = 18 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{K3} = 85 \text{ кВт}$$

$$I_{XX} = 0,5 \%$$

$$U_{K3} = 10,5 \%$$

Потери мощности в трансформаторах определим по формуле (4.1 – 4.2):

$$\Delta P_T = 2 \cdot (18 + 0,58^2 \cdot 85) = 93,54 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \left(\frac{0,5}{100} \cdot 16000 + 0,58^2 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot 16000 \right) = 1297,32 \text{ кВар}.$$

Потери электроэнергии в трансформаторе определим по формуле (4.3):

$$\Delta A_T = 2 \cdot (18 \cdot 8760 + 0,58^2 \cdot 85 \cdot 5113) = 609,587 \cdot 10^3 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$$

Расчетаем линии электропередачи от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия.

Нагрузка в начале линии определяется по формуле (4.5):

$$S_{P.L} = \sqrt{(18116,84 + 147,17)^2 + 5616,22^2} = 19056,76 \text{ кВА},$$

Расчетный ток одной цепи линии определяется по формуле (4.6):

$$I_{P.L} = \frac{19056,76}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 50,01 \text{ А},$$

									Лист
									38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.02.2017.234.ПЗ

Ток в послеаварийном режиме (в случае питания всей нагрузки по одной цепи линии) определяется по формуле (4.7)::

$$I_{II} = 2 \cdot 50.01 = 100.02 \text{ A},$$

Сечение проводов линий находим по экономической плотности тока, определяется по формуле (4.8):

$$F_{э} = \frac{50.01}{1.1} = 45 \text{ мм}^2,$$

Выбираем ближайшее меньшее стандартное сечение по условию короны - АС-70/11.

Данные провода: $I_{д} = 265 \text{ A}$, $r_0 = 0.428 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,444 \text{ Ом/км}$. [2].

Проверяем провод по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{доп} = 265 \text{ A} > I_{II} = 100,02 \text{ A}$$

Потери активной энергии в проводах линии за год определяется по формуле (4.9):

$$\Delta A_{л} = 2 \cdot (3 \cdot 50.01^2 \cdot 0.428 \cdot 4 \cdot 5113) \cdot 10^{-3} = 131364.35 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

Произведем расчет токов короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП или ЦРП.

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

										Лист
										39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2017.234.ПЗ

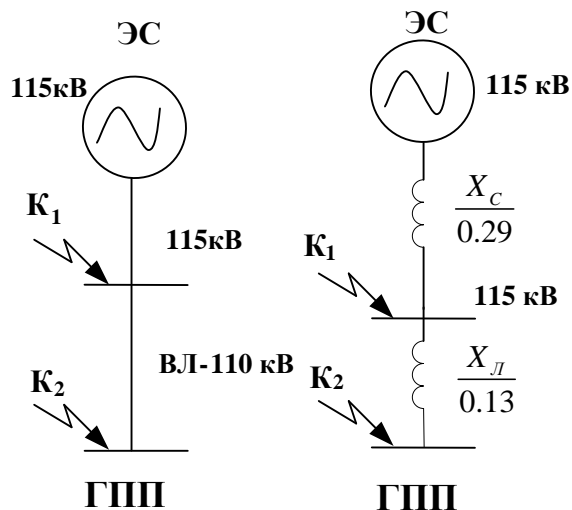


Рисунок 4 – Схема расчета токов короткого замыкания

Определим параметры схемы замещения.

При мощности короткого замыкания $S_C = 3500 \text{ MVA}$, а базисная мощность $S_B = 1000 \text{ MVA}$. За базисное напряжение принимаем среднее напряжение в ступени, где рассматривается КЗ. Среднее напряжение на 5% больше номинального, следовательно, $U_B = 115 \text{ кВ}$

Сопротивление системы в относительных единицах определяется по формуле (4.10):

$$x_{C*} = \frac{1000}{3500} = 0.29,$$

Сопротивление воздушной линии 110 кВ определяется по формуле (4.11):

$$x_{Л*} = \frac{0,444 \cdot 4 \cdot 1000}{115^2} = 0.13,$$

Определяем ток короткого замыкания в точке К1.

Таблица 14.- Выбор и проверка аппаратов

Данные установки	Каталожные данные
Выключатель ВГБ-110А	
$U_C = 110 \text{ кВ}$ $I_{РАБ.УТЯЖ} = 117.57 \text{ А}$ $I_{ПО} = 17.31 \text{ кА}$ $I_{ВД.маx} = 44.06 \text{ кА}$ $I_{ПО} = 17.31 \text{ кА}$ $B_K = 25.47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$ $I_{НОМ} = 200 \text{ А}$ $I_{ДИН} = 40 \text{ кА}$ $I_{ДИН.маx} = 101,8 \text{ кА}$ $I_{ОТК} = 40 \text{ кА}$ $B_{К.ДОП} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Разъединитель РДЗ-110/1000Н.УХЛ1	
$U_C = 110 \text{ кВ}$ $I_{РАБ.УТЯЖ} = 117.57 \text{ А}$ $I_{ВД.маx} = 44.06 \text{ кА}$ $B_K = 25.47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$ $I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$ $I_{ДИН.маx} = 160,4 \text{ кА}$ $B_{К.ДОП} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Ограничитель перенапряжений ОПН-110 В УХЛ1	
$U_C = 110 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$

Определим технико-экономические показатели сравниваемых схем внешнего электроснабжения.

Удельная стоимость потерь электроэнергии, определяется по формуле (4.28): $C'_0 = 1,03 \cdot \left(\frac{959.1 \cdot 1 \cdot 12}{5113} + 1.3488 \right) = 3.71 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч}$,

где α основная ставка тарифа, $\alpha = 959.1 \text{ руб./кВт}\cdot\text{мес}$;

β – стоимость одного кВт·ч электроэнергии, $\beta = 1.3488 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}$;

δ - поправочный коэффициент, для сетей напряжением 110 кВ
 $\delta = 1,03$;

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

Результаты расчета экономических показателей сводим в таблицу 15.

Таблица 15 - Экономические показатели

Наименование оборудования	Кол-во, шт (км)	Стоимость единицы, тыс.руб.	Капиталовложения К, тыс.руб.	Отчисления Е, о.е	Затраты Е·К, тыс.руб./год	Потери эл/энергии ΔA , кВт·ч/год	Стоимость потерь эл/энергии C_{Σ} , тыс.руб./год
Разъединитель РДЗ 110/1000Н.УХЛ1	18	180	3240	0,193	625,32	-	-
Выключатель ВГТ-110П*/40/2500У1	4	870	3480	0,193	671,64	-	-
Ограничитель перенапряжения ОПН-110/77-10П-УХЛ1	6	26	156	0,193	30,11	-	-
Ограничитель перенапряжения ОПН-У-110/56-10П-УХЛ1	2	25	50	0,193	9,65	-	-
Трансформатор ТРДНС-16000/110	2	15640	31280	0,193	6037,04	609587,16	2260,15
Двухцепная ВЛ 110 кВ	4	4780	19120	0,152	2906,24	131364,35	487,06
ЗОН-СЭЩ 110 кВ	2	25	50	0,193	9,65	-	-
Всего по варианту			57376		10289,65	740952	2747,21
ГОДОВЫЕ ЗАТРАТЫ $Z_{г}$, тыс.руб./год	13036,86						

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.

Согласно НТП ЭПП-94 для распределительных сетей следует применять, как правило, напряжение 10 кВ. Так как отсутствует нагрузка на напряжение 6 кВ, принимаем напряжение внутреннего электроснабжения предприятия 10 кВ.

5.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия

При построении схемы электроснабжения необходимо учитывать требования НТП ЭПП-94.

Схема выполняется одноступенчатая, распределение электроэнергии осуществляется по магистральным схемам при последовательном, линейном расположении подстанций (число трансформаторов, присоединяемых к одной магистрали 2) и по радиальным схемам при нагрузках, расположенных в различных направлениях от ГПП. Так как имеются потребители первой и второй категорий, то предусматривается секционирование во всех звеньях схемы. При радиальном питании применяется глухое присоединение цеховых трансформаторов, а при магистральной схеме питания подстанции перед цеховым трансформатором устанавливаются коммутационные аппараты.

					<i>13.03.02.2017.234.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		45

5.3 Конструктивное выполнение электрической сети

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

Распределительные сети предприятия напряжением 10 кВ выполним кабельными линиями.

В качестве основного способа прокладки выбираем прокладку кабелей в траншее (в одной траншее допускается прокладка шести кабелей). Поскольку грунт предприятия имеет среднюю коррозионную активность, в грунте имеются блуждающие токи, то, для прокладки в траншее, выбираем кабели типа ААШвУ. Под автомобильной дорогой кабель прокладывается в трубах.

5.4 Расчет питающих линий

Сечение кабелей напряжением 10 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потери напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам короткого замыкания. Все результаты расчетов приведены в таблице 15.

Расчетный ток в кабельной линии в нормальном режиме:

$$I_{P.K} = \frac{S_{P.K}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (5.1)$$

где $S_{P.K}$ – мощность, которая должна передаваться по кабельной линии в нормальном режиме, кВА. При питании однострансформаторной цеховой подстанции это расчетная нагрузка трансформатора подстанции с учетом потерь, при питании двухтрансформаторной подстанции – расчетная нагрузка, приходящаяся на один трансформатор, с учетом потерь. Для магистральной линии мощность $S_{P.K}$ определяем для каждого участка путем

									Лист
									46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.02.2017.234.ПЗ

суммирования расчетных нагрузок соответствующих трансформаторов, питающихся по данному участку магистральной линии:

$$S_{P.K} = \sqrt{\left(\frac{P_P}{n_K}\right)^2 + \left(\frac{Q_P}{n_K}\right)^2}, \quad (5.2)$$

n_K - число запараллеленных кабелей в кабельной линии.

Сечение кабельной линии, определяемое по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{P.K}}{j_{\text{э}}}, \quad (5.3)$$

где $j_{\text{э}} = 1,2$ - экономическая плотность тока для кабелей с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами при числе часов использования максимума нагрузки $T_M = 6400$ ч/год.

По результату расчета выбираем кабель, имеющий ближайшее меньшее стандартное сечение по отношению к $F_{\text{э}}$. При выборе типа исполнения кабеля должны учитываться условия окружающей среды. Для выбранного кабеля по таблицам находим длительно допустимый ток согласно.

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки рассчитывается по формуле:

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{п}} \cdot K_t \cdot I_{\text{доп}} > \frac{I_{P.K}}{n_K}, \quad (5.4)$$

где $K_{\text{п}}$ - поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [4, табл.1.3.26], в нашем случае $K_{\text{п}} = 0,87$ при трех кабелях в траншее, $K_{\text{п}} = 1$ – в воздухе;

K_t - поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [1, табл.1.3.3], при прокладке кабелей в земле и нормированной температуре алюминиевых жил с бумажной изоляцией $22,2^{\circ}\text{C}$ [4, табл. 2.72] и температуре почвы $15,2^{\circ}\text{C}$ $K_t = 1,13$.

Под послеаварийным режимом кабельной линии будем понимать режим, когда выходит из строя одна из двух кабельных линий, питающих потребители первой и второй категорий. При этом нагрузка на линию

удваивается, то есть:

$$I_{AB} = 2 \cdot I_{P.K} ; \quad (5.5)$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I'_{AB} = K_{AB} \cdot I'_{доп} > \frac{I_{AB}}{n_K} , \quad (5.6)$$

где K_{AB} - коэффициент перегрузки [4, табл.1.3.2].

Потеря напряжения в кабельной линии в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$\Delta U = \frac{P_P \cdot r_0 \cdot l + Q_P \cdot x_0 \cdot l}{n_K \cdot U_H^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{доп} = 5\% , \quad (5.7)$$

где P_P , Q_P - расчетные активная и реактивная нагрузки кабеля в послеаварийном режиме;

r_0 , x_0 - удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля, Ом/км, [3];

l - длина кабельной линии, км.

Результаты расчетов по формулам (5.1) - (5.7) сведены в таблицу 17.

									Лист
									48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.234.ПЗ				

Таблица 16 – Выбор кабельных линий

№ п/п	Конечные пункты КЛ	P _р , кВт	Q _р , квар	S _{р.к} , кВА	I _{р.к} , А	F _р , мм ²	F _{жирн.} , мм ²	Тип кабеля	Кол-во прокладок	Способ прокладки	Нагрузка на кабель		I _{доп.} , А	K _{ср} , о.е.	K _с , о.е.	I _{доп.} , А	K _{каб.} , о.е.	I _{дв.} , А	I _{кв}	f ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	ΔU, %
											норм.	п авар.										
Для потребителей 0,4 кВ																						
1	ТП1 - НРП1	10,56	13,64	17,25	24,89	20,7	25	А-АШвУ	2	в траншее в лотке	24,9	49,8	125	1	0,88	110,0	1,25	137,50	0,202	1,17	0,091	0,858
2	ТП1 - НРП2	16,15	20,34	25,97	37,48	31,2	35	А-АШвУ	2	в траншее в лотке	37,5	75,0	145	1	0,88	127,6	1,25	159,50	0,143	0,84	0,087	0,687
3	ТП1 - НРП3	8,22	9,30	12,41	17,92	14,9	25	А-АШвУ	2	в траншее в лотке	17,9	35,8	125	1	0,88	110,0	1,25	137,50	0,211	1,17	0,091	0,691
4	ТП1 - НРП4	7,69	9,27	12,04	17,38	14,5	35	А-АШвУ	2	в траншее в лотке	17,4	34,8	145	1	0,88	127,6	1,25	159,50	0,202	0,84	0,087	0,458
6	ТП2 - НРП5	9,85	9,77	13,87	20,02	16,7	25	А-АШвУ	2	в траншее в лотке	20,0	40,0	125	1	0,88	110,0	1,25	137,50	0,108	1,17	0,091	0,417
7	ТП2 - НРП6	36,73	23,48	43,59	62,91	52,4	70	А-АШвУ	2	в траншее в лотке	62,9	125,8	220	1	0,88	193,6	1,25	242,00	0,094	0,42	0,08	0,510
9	ТП3 - НРП7	50,99	32,55	60,49	87,32	72,8	95	А-АШвУ	2	в траншее в лотке	87,3	174,6	260	1	0,88	228,8	1,25	286,00	0,109	0,31	0,078	0,627
10	ТП3 - НРП8	6,40	7,80	10,09	14,56	12,1	25	А-АШвУ	2	в траншее в лотке	14,6	29,1	125	1	0,88	110,0	1,25	137,50	0,170	1,17	0,091	0,435
12	ТП4 - НРП9	133,93	134,55	189,84	274,01	193,7	240	А-АШвУ	2	в траншее в лотке	274,0	548,0	520	1	0,88	457,6	1,25	572,00	0,053	0,125	0,071	0,434
13	ТП4 - НРП10	29,66	30,26	42,37	61,16	51,0	70	А-АШвУ	2	в траншее в лотке	61,2	122,3	220	1	0,88	193,6	1,25	242,00	0,089	0,42	0,08	0,412
14	ТП4 - НРП11	10,32	9,28	14,02	20,24	16,9	25	А-АШвУ	2	в траншее в лотке	20,2	40,5	125	1	0,88	110,0	1,25	137,50	0,085	1,17	0,091	0,349
Для потребителей 10 кВ																						
3	ЗРУ - ТП1	907,69	815,47	1220,20	70,45	58,7	70	А-АШвУ	2	в траншее в лотке	70,4	140,9	180	1	0,88	158,4	1,25	198,00	0,253	0,42	0,086	0,057
4	ЗРУ - ТП2	1078,47	810,16	1348,87	77,88	64,9	70	А-АШвУ	2	в траншее в лотке	77,9	155,8	180	1	0,88	158,4	1,25	198,00	0,368	0,42	0,086	0,096
5	ЗРУ - ТП3	596,16	521,40	792,00	45,73	38,1	50	А-АШвУ	2	в траншее в лотке	45,7	91,5	155	1	0,88	136,4	1,25	170,50	0,887	0,589	0,09	0,176
6	ЗРУ - ТП4	241,41	216,79	324,46	18,73	15,6	25	А-АШвУ	2	в траншее в лотке	18,7	37,5	100	1	0,88	88,0	1,25	110,00	0,906	1,17	0,099	0,138
7	ЗРУ - ТП5	416,57	403,78	580,14	33,49	27,9	35	А-АШвУ	2	в траншее в лотке	33,5	67,0	125	1	0,88	110,0	1,25	137,50	0,323	0,84	0,095	0,063
8	ТП-5 - ТП-6	174,52	109,35	205,95	11,89	9,9	25	А-АШвУ	2	в траншее в лотке	11,9	23,8	100	1	0,88	88,0	1,25	110,00	0,045	1,17	0,099	0,005
9	ЗРУ - ТП8	799,42	553,91	972,56	56,15	46,8	50	А-АШвУ	2	в траншее в лотке	56,2	112,3	155	1	0,88	136,4	1,25	170,50	0,968	0,589	0,09	0,232
10	ТП-8 - ТП-7	390,52	246,49	461,80	26,66	22,2	25	А-АШвУ	2	в траншее в лотке	26,7	53,3	100	1	0,88	88,0	1,25	110,00	0,083	1,17	0,099	0,020
11	ЗРУ - ТП9	3022,41	1897,87	3568,88	206,05	171,7	185	А-АШвУ	2	в траншее в лотке	206,0	412,1	285	1	0,88	250,8	1,25	313,50	0,902	0,31	0,083	0,494
12	ТП9 - ТП10	1511,21	948,94	1784,44	103,02	85,9	95	А-АШвУ	2	в траншее в лотке	103,0	206,0	225	1	0,88	198,0	1,25	247,50	0,096	0,31	0,083	0,026
13	ЗРУ - ТП11	95,06	72,07	119,29	6,89	5,7	25	А-АШвУ	2	в траншее в лотке	6,9	13,8	100	1	0,88	88,0	1,25	110,00	0,551	1,17	0,099	0,033
14	ЗРУ - ТП12	845,24	527,95	996,57	57,54	47,9	50	А-АШвУ	2	в траншее в лотке	57,5	115,1	155	1	0,88	136,4	1,25	170,50	0,711	0,589	0,09	0,194

Продолжение таблицы 16 – Выбор кабельных линий

N п/п	Конечные пункты КЛ	P _р , кВт	Q _р , квар	S _{р.кв} , кВА	I _{р.кв} , А	F _з , мм ²	F _{гор.} , мм ²	Тип кабеля	Кол-во	Способ прокладки	Нагрузка на кабель		I _{доп.} , А	K _{ср.} , о.е.	K _{д.} , о.е.	Г _{доп.} , А	K _{д.в.} , о.е.	Г _{д.в.} , А	I, км	γ ₀ , Ом/км	γ ₀ , Ом/км	ΔU, %
											норм.	п/авар.										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
15	ЗРУ - СД1	400,00	-198,32	446,46	25,78	21,5	25	ААШГУ	1	в траншее и в лотке	25,8	-	100	0,84	1,13	94,9	1,25	118,65	0,547	1,17	0,099	0,245
16	ЗРУ - СД2	400,00	-198,32	446,46	25,78	21,5	25	ААШГУ	1	в траншее и в лотке	25,8	-	100	0,84	1,13	94,9	1,25	118,65	0,560	1,17	0,099	0,251
17	ЗРУ - СД3	400,00	-198,32	446,46	25,78	21,5	25	ААШГУ	1	в траншее и в лотке	25,8	-	100	0,84	1,13	94,9	1,25	118,65	0,575	1,17	0,099	0,258
18	ЗРУ - СД4	400,00	-198,32	446,46	25,78	21,5	25	ААШГУ	1	в траншее и в лотке	25,8	-	100	0,84	1,13	94,9	1,25	118,65	0,589	1,17	0,099	0,264
19	ЗРУ - ДСП1	2000,00	929,62	2205,49	127,33	106,1	95	ААШГУ	1	в траншее и в лотке	127,3	-	225	0,84	1,13	213,6	1,25	266,96	1,009	0,31	0,083	0,704
20	ЗРУ - ДСП2	2000,00	929,62	2205,49	127,33	106,1	95	ААШГУ	1	в траншее и в лотке	127,3	-	225	0,84	1,13	213,6	1,25	266,96	1,040	0,31	0,083	0,725
21	ЗРУ - ИП1	2500,00	575,20	2565,32	148,11	123,4	95	ААШГУ	1	в траншее и в лотке	148,1	-	225	0,84	1,13	213,6	1,25	266,96	1,072	0,31	0,083	0,882
22	ЗРУ - ИП2	2500,00	575,20	2565,32	148,11	123,4	95	ААШГУ	1	в траншее и в лотке	148,1	-	225	0,84	1,13	213,6	1,25	266,96	1,108	0,31	0,083	0,911

6. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

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

$$I_K = I_{I0} = I_{It} \quad , \quad (6.1)$$

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

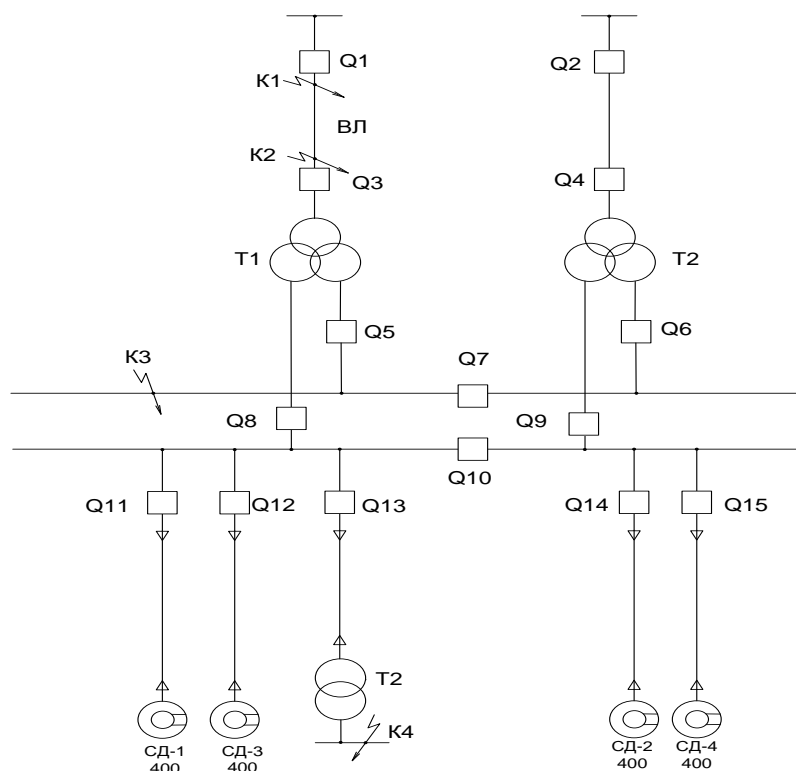
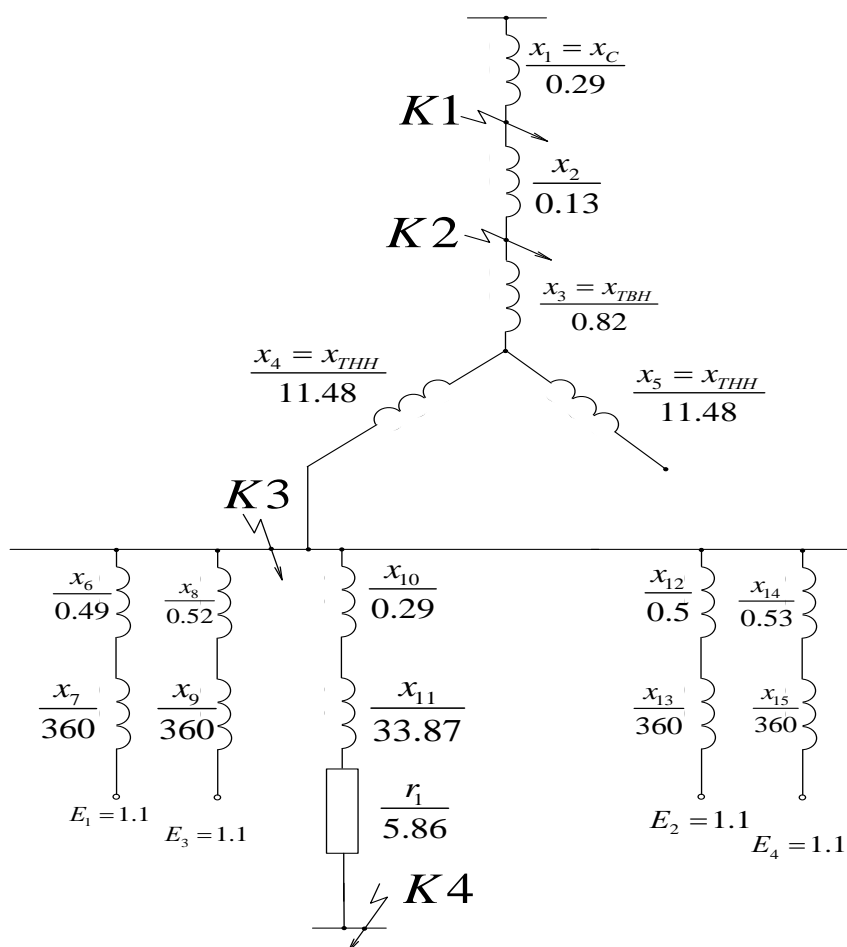


Рисунок 6 – Расчетная электрическая схема СЭС предприятия для расчета токов КЗ

					13.03.02.2017.234.ПЗ	Лист 51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 включен секционный выключатель в распределительном устройстве 10 кВ ГПП, то есть все электроприемники питаются от одного трансформатора. В этом случае все асинхронные двигатели будут влиять на величину тока КЗ. При определении токов КЗ в точках K_1 и K_2 подпитку от асинхронных двигателей можно не учитывать. В подпитке точки K_3 участвуют все асинхронные 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).



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.234.ПЗ

Лист

52

Точку К₄ полагаем расположенной на шинах 0,4 кВ цеховой ТП с трансформаторами наибольшей мощности и наименее удаленной от ГПП (ТП-2).

Сопротивление кабельной линии от ГПП до ТП-2:

$$x_{10} = x_{КЛ} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{CP2}^2} = 0.368 \cdot 0.083 \cdot \frac{1000}{10.5^2} = 0.29$$

В сети напряжением ниже 1000 В необходимо учитывать и активные сопротивления.

Полное сопротивление трансформатора цеховой ТП:

$$z_{11} = z_{T2} = \frac{u_{КЗ}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{H.T.}} = \frac{5.5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1600} = 34.38$$

Активное сопротивление трансформатора

$$r_1 = r_{T2} = \Delta P_{КЗ} \cdot \frac{S_B}{S_{H.T.}^2} = 15 \cdot 10^3 \cdot \frac{1000}{1600^2} = 5.86$$

Индуктивное сопротивление трансформатора

$$x_{11} = x_{T2} = \sqrt{z_{11}^2 - r_1^2} = 33.87$$

Перейдем к расчету токов короткого замыкания.

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

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

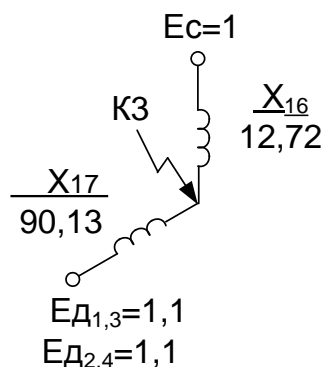


Рисунок 8 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К₃

Сопротивления на рисунке 8:

$$x_{16} = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 = 0.29 + 0.13 + 0.82 + 11.48 = 12.72$$

$$x_{17} = \frac{1}{\frac{1}{x_6 + x_7} + \frac{1}{x_8 + x_9} + \frac{1}{x_{12} + x_{13}} + \frac{1}{x_{14} + x_{15}}} = \frac{1}{\frac{1}{0.49 + 360} + \frac{1}{0.52 + 360} + \frac{1}{0.5 + 360} + \frac{1}{0.53 + 360}} = 90.13$$

Базисный ток:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 55 \text{ кА}$$

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви:

$$I_C = \frac{E_{C^*}}{x_{16}} \cdot I_B = \frac{1}{12.72} \cdot 55 = 4.32 \text{ кА}$$

$$I_{Д1-4/0/} = \frac{E_{Д1,2^*}}{x_{17}} \cdot I_B = \frac{1.1}{90.13} \cdot 55 = 0.67 \text{ кА}$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке К₃:

$$I_{К3/0/} = I_C + I_{Д1-4/0/} = 4.32 + 0.67 = 4.99,$$

Так как подпитку точки К₃ от асинхронных двигателей учитываем только в начальный момент, то периодическую составляющую тока К₃ можно считать неизменной:

$$I_{К3} = I_{П0} = I_{Пt} = 4.99 \text{ кА},$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{К3} = \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot 4.99 = 12.71 \text{ кА}$$

здесь $K_y = 1.8$ согласно [1].

Мощность короткого замыкания

$$S_{К33} = \sqrt{3} \cdot U_B \cdot I_{П0} = \sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 4.99 = 90.82 \text{ МВА}$$

Определим ток короткого замыкания в точке К₄.

Суммарное индуктивное сопротивление

$$x_{\Sigma} = x_{16} + x_{10} + x_{11} = 46.88 \text{ полное сопротивление}$$

$$z_{18} = \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_1^2} = 47.24,$$

Мощность короткого замыкания в точке К₄:

$$S_{К34} = \frac{S_B}{z_{18}} = \frac{1000}{47.24} = 21.17 \text{ МВА}$$

									Лист
									55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.02.2017.234.ПЗ

Ток короткого замыкания при базисном напряжении $U_B = 0,4$ кВ найдем по формуле:

$$I_{K4} = I_{П,0} = I_{Пт} = \frac{S_{KЗ4}}{\sqrt{3} \cdot U_B} = \frac{21,17}{1,73 \cdot 0,4} = 30,55 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K4} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 30,55 = 69,13 \text{ кА}$$

где ударный коэффициент K_y принят 1,6 согласно [1].

Результаты расчетов по всем точкам КЗ представлены в таблице 18:

Таблица 18 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	Напряжение U_{CP} расчетной точки, кВ	Токи, кА		Мощность КЗ ступени, МВА
		$I_{П,0}$	$i_{уд}$	
К ₁	115	17,31	44,06	3500
К ₂	115	11,95	30,42	2380,27
К ₃	10,5	4,99	12,71	90,82
К ₄	0,4	30,55	69,13	21,17

Для оценки теплового импульса воздействия тока КЗ на отдельные элементы системы электроснабжения необходимо найти время отключения КЗ. С этой целью построим диаграмму селективности действия максимальной токовой защиты (рисунок 11), степень селективности примем равной 0,5с.

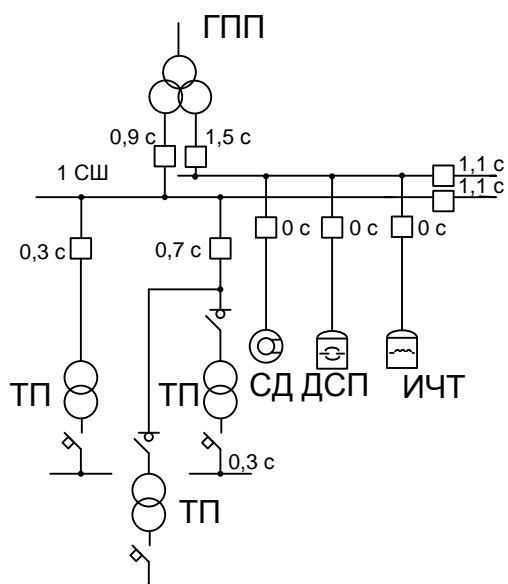


Рисунок 9 – Диаграмма селективности действия максимальной токовой защиты

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.234.ПЗ

Лист

57

7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

7.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП

РУ НН ГПП выполняется комплектным из шкафов серии КЭ – 10/40 для внутренней установки. Шкаф КЭ – 10/40 комплектуется элегазовыми выключателями типа VD4, встроенными разъединителями вводного типа, сборными шинами и трансформаторами тока типа ТЛ-10.

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные ячеек КРУ представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Выбор ячеек КРУ ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные КЭ-10/40
$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$	$u_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$u_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ ГПП} = 0,65 \text{ кА}$	$I_{НОМ} = 1 \text{ кА}$
$i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$i_{УД} = 12,71 \text{ кА}$	$i_{ДИН} = 102 \text{ кА}$
$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$	$B_K = 38,65 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР} = 40^2 \cdot 4 = 6400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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

$$I_{УТЯЖ ГПП} = \frac{1,4 \cdot S_{Н.Т.}^{ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1,4 \cdot 16000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 0,65 \text{ кА}$$

Ударный ток указан в таблице для точки короткого замыкания К₃.

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле:

$$B_K = I_{п.0}^2 \cdot (t_{отк} + T_A) = 4.99^2 \cdot (1,5 + 0,05) = 38.65 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $T_A = 0,05$ с согласно [2];

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{ов} = 1,5 + 0,05 = 1,5 \text{ с},$$

$t_{рз}$ – выдержка времени срабатывания релейной защиты, с;

$t_{ов}$ – полное время отключения выключателя типа VD4, с.

7.2 Выбор выключателей КРУ

Выключатели выбираются по рассмотренным выше условиям.

Подробный выбор выключателя на вводе в КРУ рассмотрен в таблице 18. Секционный выключатель принимается того же типа, что и вводной.

В ячейках КРУ типа КЭ – 10/40 устанавливаются элегазовые выключатели типа VD4 собственным временем отключения $t_{св} = 0,075$ с и полным временем отключения $t_{ов} = 0,08$ с.

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

$$i_{A,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_A}} = \sqrt{2} \cdot 4.99 \cdot e^{\frac{-0,085}{0,05}} = 1.23 \text{ кА},$$

где $\tau = t_{рз\text{MIN}} + t_{св} = 0,01 + 0,075 = 0,085$ с.

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

									Лист
									59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.234.ПЗ				

$$i_{A,НОМ} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{НОМ} \cdot I_{НОМ.ОТКЛ.}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 20 \cdot 25}{100} = 7,07 \text{ кА}$$

Таблица 20– Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные VD4 – 12.40.25
$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$	$u_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$u_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ ГПП} = 0,65 \text{ кА}$	$I_{НОМ} = 1 \text{ кА}$
$I_{НОМ.ОТКЛ.} \geq I_{П,τ}$	$I_{П,τ} = 4,99 \text{ кА}$	$I_{НОМ.ОТКЛ.} = 25 \text{ кА}$
$i_{A,НОМ} \geq i_{A,τ}$	$i_{A,τ} = 1,23 \text{ кА}$	$i_{A,НОМ} = 9,9 \text{ кА}$
$i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$i_{УД} = 12,71 \text{ кА}$	$i_{ДИН} = 63 \text{ кА}$
$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$	$B_K = 38,65 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Остальные выключатели напряжением 10 кВ выбираются аналогично, результаты выбора представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Выбор выключателей и трансформаторов тока схемы внутреннего электроснабжения

Кабельные линии (начало - конец)	U _{но} м,кВ	I _р , А	I _{утя} ж, А	I _{по} , кА	I _{уд} , кА	Тип выключателя	Тип ТТ
ГПП -ТП-1	10	70,4	140,9	4,99	12,71	VD 12.40.25	ТЛК-10-150- 0,5/10P
ГПП -ТП-2	10	77,9	155,8	4,99	12,71	VD 12.40.25	ТЛК-10-200- 0,5/10P
ГПП -ТП-3	10	45,7	91,5	4,99	12,71	VD 12.40.25	ТЛК-10-100- 0,5/10P
ГПП -ТП-4	10	18,7	37,5	4,99	12,71	VD 12.40.25	ТЛК-10-50- 0,5/10P
ГПП -ТП-5	10	33,5	67,0	4,99	12,71	VD 12.40.25	ТЛК-10-100- 0,5/10P
ГПП -ТП-8	10	56,2	112,3	4,99	12,71	VD 12.40.25	ТЛК-10-150- 0,5/10P
ГПП -ТП-9	10	206,0	412,1	4,99	12,71	VD 12.40.25	ТЛК-10-450- 0,5/10P
ГПП -ТП-11	10	6,9	13,8	4,99	12,71	VD 12.40.25	ТЛК-10-50- 0,5/10P
ГПП -ТП-12	10	57,5	115,1	4,99	12,71	VD 12.40.25	ТЛК-10-150- 0,5/10P
ГПП -ДСП	10	127,3	-	4,99	12,71	VD 12.40.25	ТЛК-10-150- 0,5/10P
ГПП -ИП	10	148,1	-	4,99	12,71	VD 12.40.25	ТЛК-10-150- 0,5/10P
ГПП - СД	10	25,8	-	4,99	12,71	VD 12.40.25	ТЛК-10-50- 0,5/10P

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

13.03.02.2017.234.ПЗ

Лист

61

7.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ

В ячейках КРУ типа КУ-104М устанавливаются трансформаторы тока типа ТЛК-10. Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные /3/ трансформаторов тока на вводе в КРУ указаны в таблице.

Для проверки выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке составляем схему включения трансформаторов тока и измерительных приборов (рисунок 12).

Таблица 22 – Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ ГПП

Условия выбора	Расчётные параметры сети	Каталожные данные ТШЛ-10-УЗ; ТЗ
$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$	$u_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$u_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ ГПП} = 0,65 \text{ кА}$	$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$
$i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$i_{УД} = 12,71 \text{ кА}$	$i_{ДИН} = 100 \text{ кА}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$	$B_K = 38,65 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 100^2 \cdot 3 = 30000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

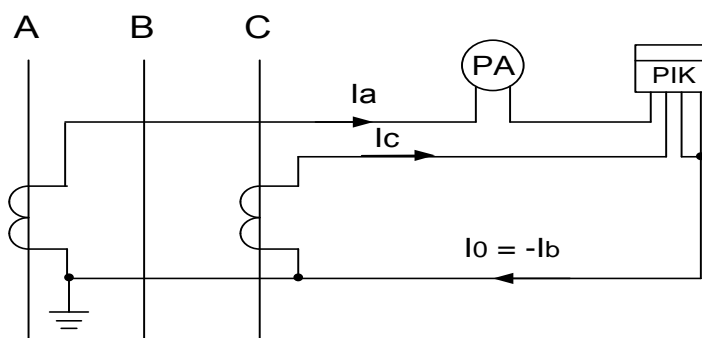


Рисунок 10 – Схема включения трансформаторов тока и приборов

Определяем нагрузку по фазам, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов, для выбора наиболее загруженного трансформатора тока.

Таблица 23 – Проверка класса точности трансформатора тока

Прибор	Тип прибора	Количество приборов	Нагрузка фазы, ВА		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1	0,5	-	-
Двухтарифный счетчик энергии	СЭТ-4р-01Т-21 (П)	1	0,1	-	0,1
Итого:			0,6	-	0,1

По данным таблицы 23 видно, что наиболее загруженной является фаза А, мощность приборов в этой фазе $S_{\text{ПРИБ}}=0,6$ ВА.

Сопротивление приборов

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2}. \quad (7.1)$$

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{0,6}{5^2} = 0,024 \text{ Ом.}$$

Во вторичную обмотку наиболее загруженного трансформатора тока включены три прибора, поэтому сопротивление контактов принимается $r_{\text{К}}=0,07$ Ом.

Номинальное сопротивление вторичной обмотки в классе точности 0,5 $Z_{2\text{НОМ}}=0,8$ Ом.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{ПРОВ}} = Z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}} \quad (7.2)$$

$$r_{\text{ПРОВ}} = 0,8 - 0,024 - 0,07 = 0,706 \text{ Ом.}$$

Для подстанции с высшим напряжением 110 кВ в качестве соединительных принимаем алюминиевые провода, удельное сопротивление

$$\text{алюминия } \rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}.$$

В цепях 6–10 кВ длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов в один конец можно принять $l=5$ м. Так как трансформаторы тока включены по схеме неполной звезды, то

$$l_{\text{РАСЧ}} = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 5 = 8,66 \text{ м.}$$

Сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{РАСЧ}}}{r_{\text{ПРОВ}}}, \quad (7.3)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 8,66}{0,706} = 0,35 \text{ мм}^2.$$

В качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм² по условию механической прочности.

7.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим условиям:

- 1) по напряжению $u_{\text{НОМ}} = u_{\text{УСТ}}$,
- 2) по конструкции и схеме соединения обмоток;
- 3) по классу точности.

										Лист
										64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.234.ПЗ					

Принимаем к установке три однофазных трансформатора напряжения типа ЗНОЛ.06-10У3. Схема включения трансформаторов напряжения – «звезда с землей – звезда с землей – разомкнутый треугольник».

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

$$S_{\text{НАГР}} \leq S_{2\text{НОМ}}, \quad (7.4)$$

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

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

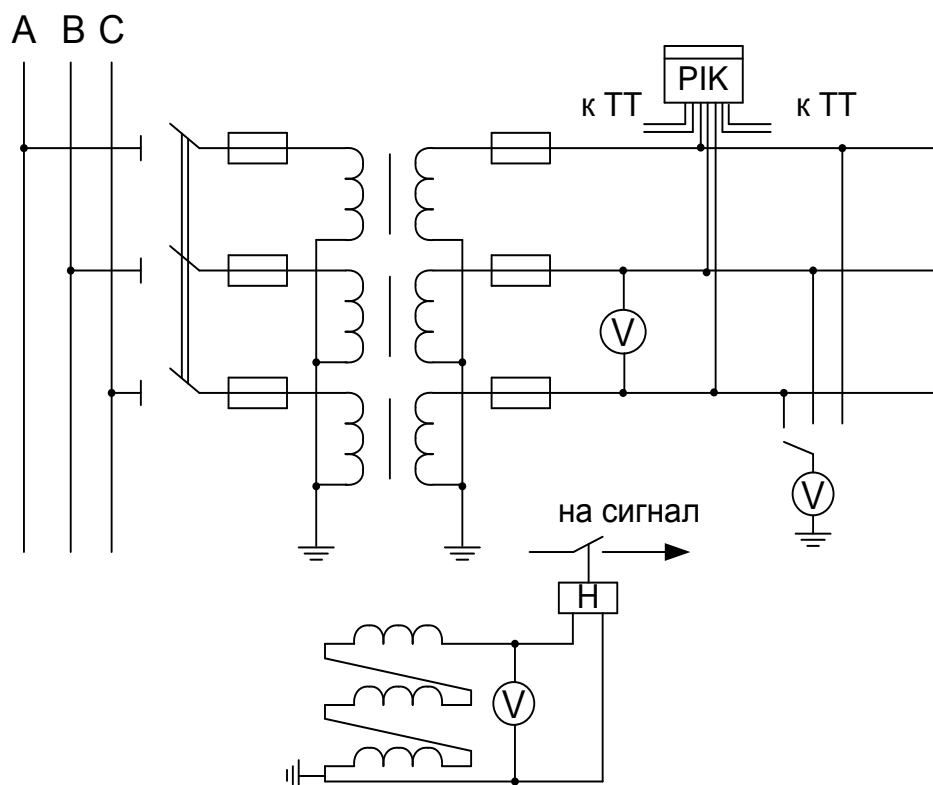


Рисунок 11 – Схема включения трансформаторов напряжения и приборов

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.234.ПЗ

Лист

65

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор	Тип	Число приборов	Число обмоток	с одной обмотки, ВА	cosφ	sinφ	Общая потребляемая мощность		
							P, Вт	Q, вар	
Вольтметр (сборные шины)	Э-335	2	1	2,0	1,00	0	4	-	
Счетчик энергии	Ввод 10 кВ от трансформатора	СЭТ-4р-01Т-21 (П)	2	2	5	0,38	0,925	7,6	18,5
Счетчик энергии	Линии 10 кВ	СЭТ-4р-01Т-21 (П)	14	2	5	0,38	0,925	53,2	129,5
Итого:								64,8	148

Мощность, потребляемая приборами:

$$S_{\text{НАГР}} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (7.5)$$

$$S_{\text{НАГР}} = \sqrt{64.8^2 + 148^2} = 162 \text{ ВА.}$$

Так как имеются счетчики денежного расчета, то трансформаторы напряжения необходимо проверить в классе точности 0,5. Номинальная мощность вторичной обмотки одного трансформатора напряжения типа ЗНОЛ.06-10УЗ в классе точности 0,5 $S_{2\text{НОМ}}=150$ ВА. Номинальная мощность трех трансформаторов напряжения, соединенных в звезду, $S_{2\text{НОМ}} = 2 \cdot 150 = 300$ ВА.

Таким образом, $S_{\text{НАГР}} < S_{2\text{НОМ}}$, следовательно, трансформаторы напряжения будут работать в классе точности 0,5. Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель

АКРВГ с алюминиевыми жилами сечением 4 мм² по условию механической прочности. Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПKN001-10У3 /5/ и втычной разъединитель.

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

Кабели напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения проверяются на термическую стойкость к токам короткого замыкания. Расчет всех характерных термических сечений кабелей сведен в таблицу 25.

Таблица 25 – Проверка кабелей на термическую стойкость

Начало и конец кабельной линии	I _к , кА	t _{рз} , с	t _{ов} , с	T _а , с	В _к , кА ² · с	С	F _{тс} , мм ²
ГПП-ТП	4,99	0,7	0,08	0,12	22,44	100	50
ТП - ТП	4,99	0,7	0,08	0,12	22,44	100	50
ГПП - ДСП	4,99	0,01	0,08	0,12	5,24	100	25
ГПП - ИП	4,99	0,01	0,08	0,12	5,24	100	25
ГПП - СД	4,99	0,01	0,08	0,12	5,24	100	25

t_{рз} – время срабатывания релейной защиты, с;

t_{ов} – полное время отключения выключателя, с;

T_а – время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с;

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

В_к – тепловой импульс тока КЗ.

Термически стойкое сечение для кабельных линий ГПП-ТП определим по выражению:

$$F_{TC} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}. \quad (7.6)$$

$$F_{TC} = \frac{\sqrt{22.44 \cdot 10^6}}{100} = 47.37 \text{ мм}^2.$$

Проверка остальных кабельных линий производится аналогичным образом и корректируется, результаты сведены в таблицу 26

Таблица 26 - Термически устойчивые сечения кабелей

Начало и конец кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, мм ²	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм ²	Тип и площадь сечения нового кабеля мм ²
ГПП -ТП-1	70	50	2хААШВУ 3х70
ГПП -ТП-2	70	50	2хААШВУ 3х70
ГПП -ТП-3	50	50	2хААШВУ 3х50
ГПП -ТП-4	25	50	2хААШВУ 3х50
ГПП -ТП-5	35	50	2хААШВУ 3х50
ТП-5 -ТП-6	25	50	2хААШВУ 3х50
ГПП -ТП-8	50	50	2хААШВУ 3х50
ТП-8 -ТП-7	25	50	2хААШВУ 3х50
ГПП -ТП-9	240	50	2хААШВУ 3х240
ТП-9 - ТП-10	95	50	2хААШВУ 3х95
ГПП -ТП-11	25	50	2хААШВУ 3х50
ГПП -ТП-12	50	50	2хААШВУ 3х50
ГПП -ДСП	95	25	ААШВУ 3х95
ГПП -ИП	95	25	ААШВУ 3х95
ГПП - СД	25	25	ААШВУ 3х25

7.6 Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП

При учебном проектировании допустимо принимать мощность трансформатора собственных нужд, равной 0,5% от мощности силового трансформатора:

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{0,5}{100} \cdot S_{\text{НТ}}^{\text{ГПП}} = 0,005 \cdot S_{\text{ТР}} = 0,005 \cdot 16000 = 80 \text{ кВА} \quad (7.7)$$

Выбираем трансформатор типа ТМ-63/10.

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}}, \quad (7.8)$$

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3,6 \text{ А.}$$

Трансформатор подключается к обмотке НН силовых трансформаторов ГПП через предохранители типа ПКТ101-10-5-31,5 УЗ.

7.7 Выбор коммутационного оборудования НРП

В качестве цеховых ТП принимаем комплектные трансформаторные подстанции типов КТП-250/10/0,4-84У1, КТП-400/10/0,4-84У1, КТП-500/10/0,4-84У1, КТП-630/10/0,4-84У1, КТП-1000/10/0,4-84У1, КТП-1250/10/0,4-84У1, КТП-1600/10/0,4-84У1. Они комплектуются шкафами высокого напряжения с предохранителями и выключателями нагрузки, шкафами низкого напряжения с вводными и секционными автоматическими выключателями, при больших токах короткого замыкания используют специальные автоматические выключатели.

В качестве НРП выбираем силовые распределительные шкафы типа ПР8, комплектуемые автоматическими выключателями АЗ7.

										Лист
										69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2017.234.ПЗ

8 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

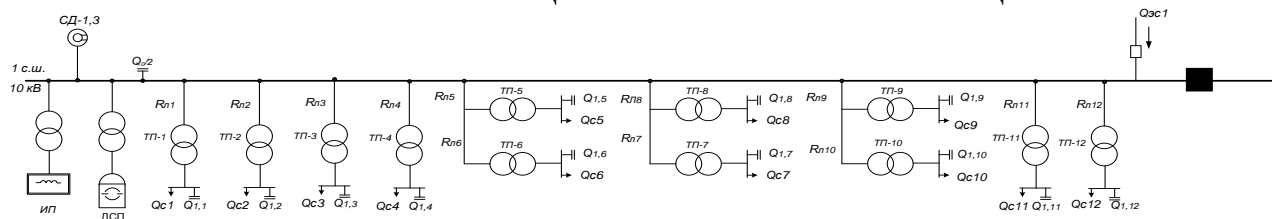


Рисунок 12 – Схема для расчета компенсации реактивной мощности

Оптимальный выбор средств компенсации реактивной мощности является составной частью построения рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия. Расчет проводим для одной секции сборных шин 10 кВ ГПП.

Таблица 27 - Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	Ст. нп, кВА	Q _{лi} кВар	ΔQ _{Ti} кВар	R _{тpi} Ом	R _{ли} Ом
ТП1	1600	656,1	63,92	0,586	0,52
ТП2	1600	302,2	63,92	0,586	1,06
ТП3	1000	366,9	38,95	1,080	0,27
ТП4	400	141,9	17,22	3,438	0,05
ТП5	400	140,8	17,22	3,438	0,57
ТП6	250	13,0	11,26	5,920	0,05
ТП7	630	204,9	24,54	1,915	0,10
ТП8	630	165,2	24,54	1,915	0,57
ТП9	1250	441,2	44,40	0,691	0,28
ТП10	1250	441,2	44,40	0,691	0,03
ТП11	500	72,1	11,21	2,360	0,64
ТП12	1250	226,3	44,40	0,691	0,42
итого:		3171,6	406,0		

В таблице обозначено:

S_{HTi} – номинальная мощность трансформатора i -й ТП;

Q_{i1} и ΔQ_{Ti} – реактивная нагрузка на трансформаторы i -й ТП и потери реактивной мощности в них;

R_{Tpi} – активное сопротивление трансформаторов i -й ТП;

R_{Li} – активное сопротивление i -й кабельной линии.

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

$$R_{Tpi} = \frac{\Delta P_{k3} \cdot U_H^2}{S_{HTi}^2}, \quad (8.1)$$

Активные сопротивления кабельных линий найдем по формуле:

$$R_{Li} = r_{0Li} \cdot l_i, \quad (8.2)$$

где r_{0Li} – удельное сопротивление i -й линии, Ом/км;

l_i – длина i -й линии, км.

Также в составе электроприемников имеется 4 синхронных двигателя мощностью 800 кВт:

Таблица 28 - Номинальные данные синхронных двигателей

Обозначение в схеме	Тип двигателя	$U_{НОМ}$, кВ	$P_{СД,и}$, кВт	$Q_{СД,и}$, квар	N_i , шт	$D1_i$, кВт	$D2_i$, кВт
СД-1...СД-4	СДН	10	400	-209	4	3,88	2,97

такую мощность называют располагаемой $Q_{СДМі}$. Пусть все СД имеют загрузку по активной мощности 1, тогда $Q_{СДМі} = Q_{СДномі}$.

$$Z_{1ГСДі} = C_0 \cdot \frac{Д1_i}{Q_{СДномі}} = 19326,15 \cdot \frac{3,88}{209} = 358782,12 \text{ руб/Мвар};$$

$$Z_{2ГСДі} = C_0 \cdot \frac{Д2_i}{Q_{СДномі}^2 \cdot N} = 19326,15 \cdot \frac{2,97}{209^2 \cdot 4} = 328510,48 \text{ руб/Мвар}^2$$

Определение эквивалентных активных сопротивлений ответвлений с ТП. Для расчета оптимальной реактивной мощности, генерируемой низковольтными БК, необходимо знать эквивалентные сопротивления соответствующих ТП.

Для ТП, питающихся по радиальным линиям:

$$R_{Эі} = r_i = R_{ТРі} + R_{Лі}. \quad (8.7)$$

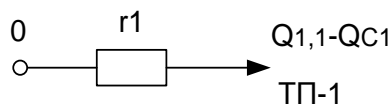


Рис. 13 - Схема замещения радиальной линии

ТП, питающиеся по магистральным линиям:

Введем обозначения:

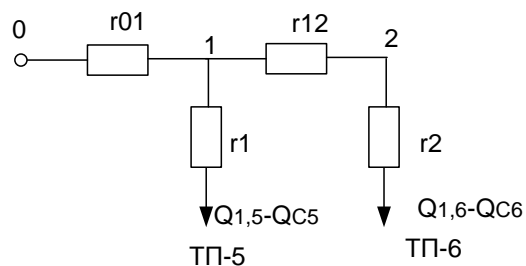


Рис. 14 - Схема замещения магистральной линии

$$r_{01} = R_{л5}$$

$$r_{12} = R_{л6}$$

$$r_1 = R_{тр5}$$

$$r_2 = R_{тр6}$$

Эквивалентная проводимость точки 1 схемы :

$$\frac{1}{R_{T1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2} . \quad (8.8)$$

С учетом полученного эквивалентные сопротивления присоединений ТП5 и ТП6

$$R_{Э5} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot r_1 \text{ Ом} \quad (8.9)$$

$$R_{Э6} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot (r_{12} + r_2) \text{ Ом.} \quad (8.10)$$

Результаты расчета представлены в таблице 29.

Определим реактивную мощность источников, подключенных к первой секции СШ 10 кВ ГПП.

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

$$Q_{Ci} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{3_{10} - 3_{1Г.КН}}{2aC_0 R_{Эi}} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{z}{R_{Эi}}, \quad (8.11)$$

где

$$a = \frac{1000}{U_H^2} = \frac{1000}{10^2} = 10 \text{ кВ}^{-2}; \quad (8.12)$$

$$z = \frac{3_{10} - 3_{1Г.КН}}{2aC_0} = \frac{169143.43 - 328312.53}{2 \cdot 10 \cdot 19326.15} = -0.41 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом}. \quad (8.13)$$

Реактивную мощность, генерируемую синхронными двигателями определяем по формуле:

$$Q_{СДi} = \frac{3_{10} - 3_{1СДi}}{2aC_0 R_{ЭСДi}}, \quad (8.14)$$

					<i>13.03.02.2017.234.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						74
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

где
$$R_{\text{эсДі}} = \frac{R_{\text{лсДі}}}{N_i} + \frac{Z_{2\text{сДі}}}{aC_0}; \quad (8.15)$$

Расчетные данные по СД сведены в таблицу 30.

Таблица 29 - Расчет мощности БК

Трансформаторная подстанция	Rэі Ом	Qсі расчетное, Мвар	Qсі принятое, Мвар	Qкі , квар	Qкі +Qсі, квар	Тип принятой стандартной БК	Qст , квар
ТП1	1,11	-0,964	0,00	159,34	159,34	УК2-0,4-180У3	150
ТП2	1,65	-0,489	0,00	507,98	507,98	УК2-0,4-300У3 УК2-0,4-225У3	525
ТП3	1,35	-0,633	0,00	154,53	154,53	УК2-0,4-180У3	180
ТП4	3,49	-0,243	0,00	74,94	74,94	УК2-0,4-75У3	75
ТП5	8,12	-0,174	0,00	153,67	153,67	УК2-0,4-180У3	180
ТП6	14,11	-0,031	0,00	96,39	96,39	УК2-0,4-100У3	100
ТП7	2,10	-0,377	0,00	41,61	41,61	УК2-0,4-50У3	50
ТП8	2,72	-0,292	0,00	142,24	142,24	УК2-0,4-150У3	150
ТП9	0,37	-1,519	0,00	66,46	66,46	УК2-0,4-75У3	75
ТП10	0,40	-1,429	0,00	66,46	66,46	УК2-0,4-75У3	75
ТП11	3,00	-0,198	0,00	0,00	0,00	-	-
ТП12	1,11	-0,553	0,00	301,67	301,67	УК2-0,4-300У3 УК2-0,4-20У3	320
ГПП	-	2938,167	2938,17	-	-	УКЛ(П)57-10,5-3150У3	3150
ИТОГО:	-	-	0,00	1765,3	1765,3		5030

Таблица 30 - Расчет реактивной мощности синхронных двигателей

Обозначение в схеме	Qсдм, Мвар	З1гсд, руб/Мвар	З2гсд, руб/Мвар ²	Рэсд, Ом	Qсд, Мвар
СД-1...СД-4	0,812	358782,12	328510,48	1,71	- 0,286

Определение мощности высоковольтной батареи производим из условия баланса реактивных мощностей на СШ 10 кВ ГПП:

$$Q_0 = \sum(Q_{li} + \Delta Q_{Ti}) + \Delta Q_T^{ГПП} + Q_B - \sum Q_{Ci} - Q_{СД} - Q_{ЭС1}, \quad (8.16)$$

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

Q_B – реактивная мощность, потребляемая высоковольтной нагрузкой;

$Q_{ЭС1}$ – экономически целесообразная реактивная мощность, передаваемая энергосистемой предприятию по одной линии, ($Q_{ЭС1} = Q_{ЭС}/2$; $Q_{ЭС} = 5616,22$ квар).

После подстановки всех значений в выражение (9.12), получим:

$$Q_0 = 3171.6 + 406 + 663.86 + 1504,81 - 0 - 0 - 2808.11 = 2938,17 \text{ квар.}$$

Выбираем комплектные конденсаторные установки, результаты в табл.9.3.

Баланс реактивной мощностей на сборных шинах 10 кВ главной понизительной подстанции проверяется как равенство генерируемых Q_G и потребленных Q_P реактивных мощностей:

$$Q_{p1} = \sum(Q_{li} + \Delta Q_{Ti}) + \Delta Q_{ГПП} + Q_B + Q_{ку} = \quad (8.13)$$

$$Q_{p1} = 3171.6 + 406 + 663.86 + 1504,81 + 1765,3 = 7511,55 \text{ квар} \quad (8.14)$$

Расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП (без учета мощности, поступающей от энергосистемы):

$$\operatorname{tg}\phi_p = \frac{Q_{p1} - (\sum Q_{\text{ст.н.и}} + Q_{\text{сд}})}{P_{\text{пп}} / 2} = \frac{7511,55 - 5030 - 0}{18116.84 / 2} = 0.27. \quad (8.15)$$

Резерв реактивной мощности:

$$Q_{\text{рез}\%} = \frac{Q_{\text{сдм}} - Q_{\text{сд}}}{Q_{p1}} \cdot 100\% = \frac{0,812 - 0}{7,512} \cdot 100\% = 10,81\%. \quad (8.16)$$

					<i>13.03.02.2017.234.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		77

9 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В структуре ЭП завода присутствуют индукционные печи, работающие на повышенной частоте, следовательно они подключаются к шинам ГПП через преобразователь. Таким образом необходимо провести расчет на соответствие нормам коэффициента искажения синусоидальности.

В нашем случае преобразователь шестифазный, расчет проводим для 5, 7, 11, 13 гармоник.

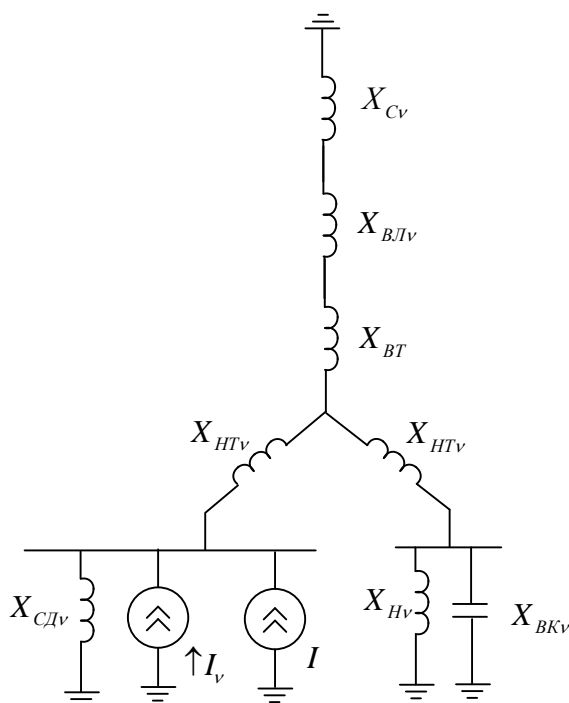


Рисунок 15 – Схема замещения

Сопротивление системы:

$$X_{CDv} = 0,65 \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{K3}} \cdot v, \quad (9.1)$$

где $U_{ном} = 10$ кВ

$S_{K3} = 90,82$ МВА

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

13.03.02.2017.234.ПЗ

Лист

78

Сопротивление нагрузки:

$$X_{Hv} = \frac{34 \cdot v}{\Sigma S_{ном.т} + 2 \cdot S_{СД\Sigma}} \quad , \quad (9.2)$$

где

$$\Sigma S_{ном.т} = \frac{(250 \cdot 2 + 400 \cdot 4 + 500 \cdot 2 + 630 \cdot 4 + 1000 \cdot 2 + 1250 \cdot 6 + 1600 \cdot 4)}{2 \cdot 1000} = 10.76 \text{ МВА}$$

$$S_{СД\Sigma} = \frac{2 \cdot P_{номСД}}{\eta_{ном} \cdot \cos \varphi_{ном}} = \frac{2 \cdot 400}{0,9 \cdot 0,9 \cdot 1000} = 0.99 \text{ МВА}$$

Сопротивление БК:

$$X_{БКv} = \frac{U_{номБК}^2}{Q_{номБК}} \cdot \frac{1}{v} \quad , \quad (9.3)$$

где $U_{номБК} = 10 \text{ кВ}$

$$Q_{номБК} = 3150 \text{ кВА}$$

Суммарное сопротивление в точке подключения преобразователя:

$$X_{\Sigma v} = \frac{1}{\frac{1}{X_{Cv}} - \frac{1}{X_{HAGv}} + \frac{1}{X_{БКv}}} \quad (9.4)$$

Напряжение v -той гармоники определяется:

$$U_v = I_v \cdot X_{\Sigma v} \quad , \quad (9.5)$$

где:

$$I_v = \frac{k \cdot S_{II}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot v^2} \quad , \quad (9.6)$$

где $S_{II} = 2 \cdot 2500 = 5000 \text{ кВА}$

k - коэффициент, учитывающий наличие сдвига фаз между гармониками, для 5 и 7 равен 0,9; для 11 и 13 равен 0,75;

										Лист
										79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.234.ПЗ					

Результаты расчётов по формулам (8.1)-(8.6) сведём в таблицу 32.

Таблица 32 – Результаты расчетов для 5,7,11,13 гармоник

ν	5	7	11	13
$X_{\text{HAG}\nu}$	13,35	18,69	29,37	34,71
$X_{\text{C}\nu}$	3,58	5,01	7,87	9,30
$X_{\text{БК}\nu}$	6,349	4,535	2,886	2,442
$X_{\Sigma\nu}$	2,762	2,728	2,275	2,048
$I_{\nu}, \text{ A}$	5,20	2,65	1,07	0,77
$U_{\nu}, \text{ B}$	14,35	7,23	2,44	1,57

Коэффициент искажения синусоидальности определяется выражением:

$$K_U = \frac{\sqrt{\frac{\sum_{\nu}^{40} U_{\nu}^2}{2}}}{U_1} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{\frac{\sum_{\nu}^{40} U_{\nu}^2}{2}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = 0.16\% < 5\% \quad (8.7)$$

Коэффициент искажения синусоидальности лежит в допустимых пределах.

Также в чугуно-литейном цехе присутствуют дуговые сталеплавильные печи, которые оказывают влияние на качество электроэнергии.

Размах колебания напряжения найдем по формуле и результаты расчетов сведем в таблицу 31:

$$\delta U_{\text{эkv}} = 100 \cdot \frac{S_{\text{мл.мах}} \cdot \sqrt[4]{\frac{\sum S_{\text{пл.i}}}{S_{\text{пл.мах}}}}}{S_{\text{к.з}}} = 100 \cdot \frac{4 \cdot \sqrt[4]{4}}{90.82} = 14.8\%$$

На секциях шин со спокойной нагрузкой:

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

Для расчета релейной защиты кабельной линии и секционного выключателя необходимо составить расчетную электрическую схему СЭС предприятия для расчета токов КЗ.

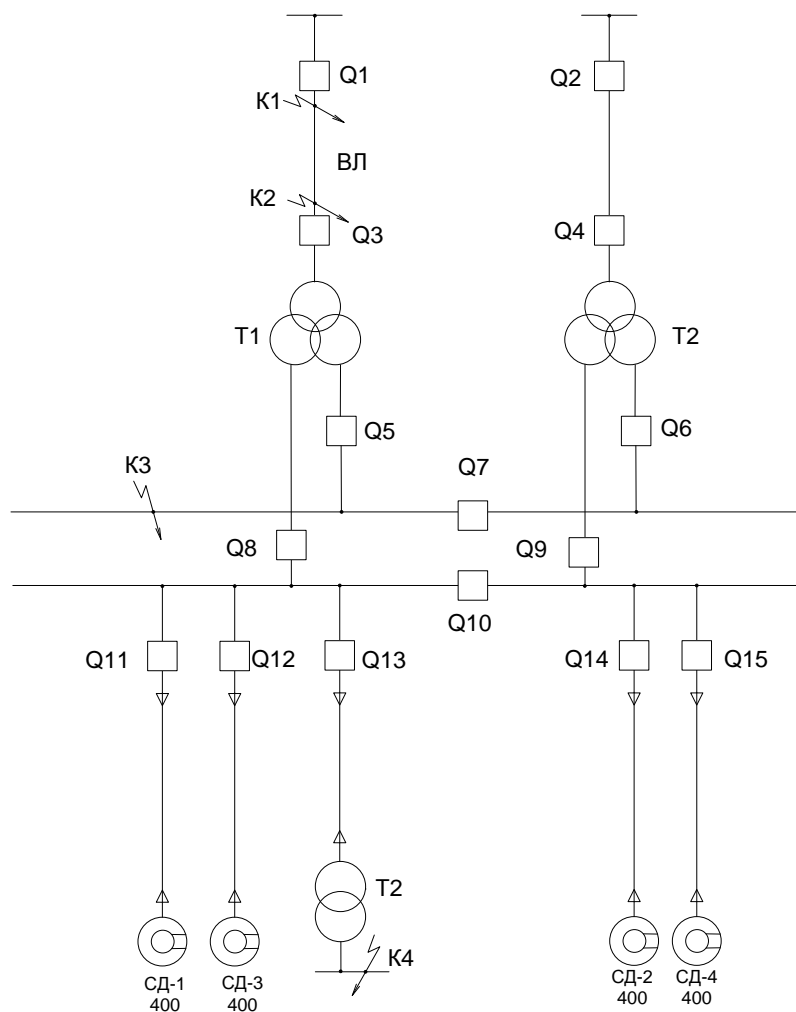


Рисунок 16 – Расчетная электрическая схема СЭС предприятия для расчета токов КЗ

Составим схему замещения для нахождения токов КЗ.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2017.234.ПЗ

Лист

82

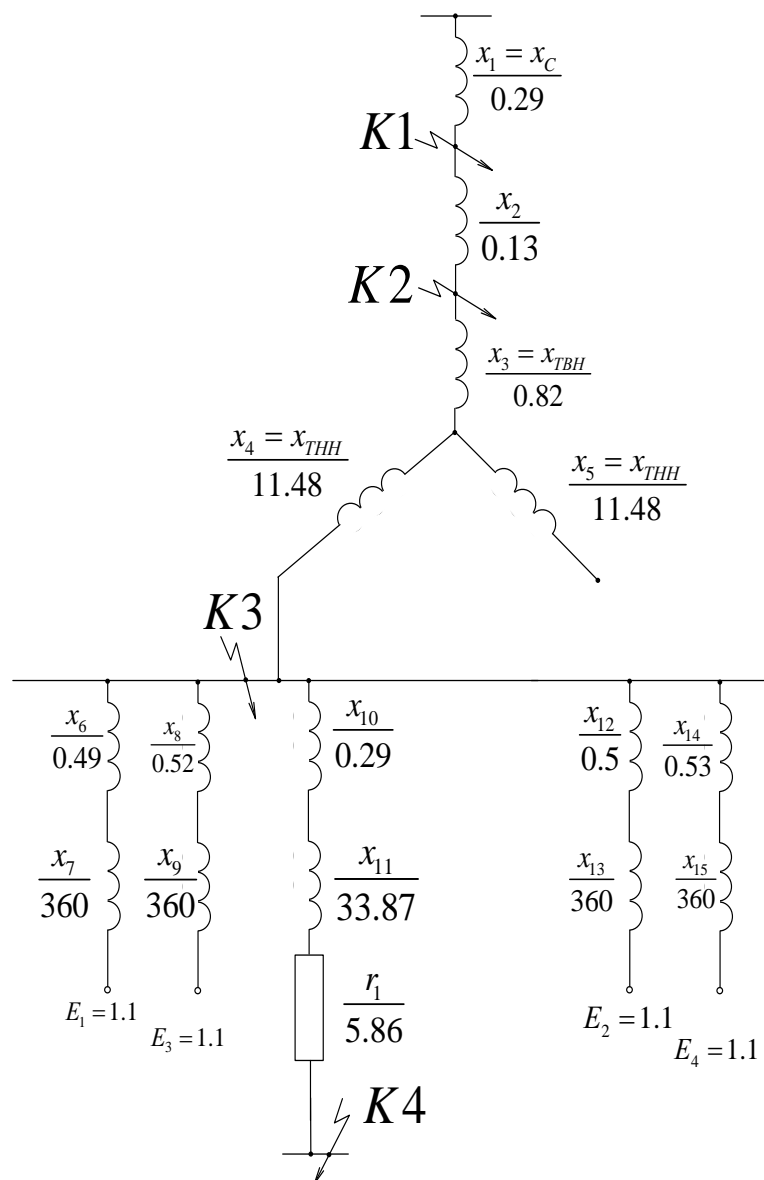


Рисунок 17 – Схема замещения

Расчет релейной защиты кабельной линии 10 кВ

На линиях 10 кВ устанавливаются: токовая отсечка, максимальная токовая защита и защита от однофазных замыканий на землю.

Защита установлена на выключателе Q13 на отходящей от ГПП линии.

					13.03.02.2017.234.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

10.1 Максимальная токовая защита

Для предотвращения излишних срабатываний при отсутствии повреждений в сети или повреждениях на смежных участках защита должна отстраиваться от наибольших токов нагрузки и быть согласованными с защитами смежных участков.

Ток срабатывания защиты отстраивается от максимального тока, протекающего через выключатель:

$$I_{\text{мах.раб}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{попр}} \cdot I_{\text{дл.доп}}, \quad (10.1)$$

где $k_{\text{пер}}$ – коэффициент перегрузки;

$k_{\text{попр}}$ – поправочный коэффициент на число кабельных линий

$I_{\text{дл.доп}} = 180 \text{ А}$ - допустимый тока кабеля (2ААШВУ) сечением 70.

$$I_{\text{раб.макс}} = 1,3 \cdot 0,84 \cdot 180 = 196,6 \text{ А}$$

Ток срабатывания защиты определим по формуле (10.2):

$$I_{\text{с.з.мтз}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot 1}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,1 \cdot 1}{0,9} \cdot 196,6 = 240,3 \text{ А.}$$

Установим реле РСТ-13 с коэффициентом возврата $k_{\text{в}} = 0,9$. Реле включаются во вторичные цепи трансформатора тока ТЛК-10-300-0,5/10Р. Коэффициент трансформации трансформатора тока $k_{\text{т}} = 60$, коэффициент схемы $k_{\text{сх}} = 1$.

Коэффициент чувствительности определяется по току двухфазного КЗ в конце зоны защищаемого объекта по формуле :

$$K_{\text{ч}}^{(4)} = \frac{I_{\text{к}^4} \cdot 0,866}{I_{\text{ср}} \cdot 25} > 1,5 \quad (10.3)$$

									Лист
									84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.234.ПЗ				

$$K_{\text{ч}}^{(4)} = \frac{4900 \cdot 0.866}{230,3 \cdot 25} = 2,13$$

Защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

Ток срабатывания реле определим по формуле :

$$I_{\text{ср.р}} = \frac{k_{\text{сх}}}{k_{\text{т}}} \cdot I_{\text{сз}} = \frac{1}{60} \cdot 240,3 = 4\text{А.} \quad (10.4)$$

Принимаем к установке реле РСТ 11-19, у которого ток срабатывания находится в пределах $I_{\text{ср.р}} = (1,5 - 6)\text{А}$.

Определим сумму уставок по формуле :

$$\Sigma \Theta = \frac{4}{1,5} - 1 = 1,6$$

Найдем ток уставки реле по:

$$I_{\text{ср.р}} = (1+1,6) \cdot 1,5 = 3,9\text{А.}$$

Выдержка времени: $t_{\text{сз}} = t_{\text{сз1}} + \Delta t = 0,6 + 0,4 = 1,0 \text{ с}$,

где $\Delta t = 0,4 \text{ с}$ – степень селективности для статического реле.

Для обеспечения рассчитанного времени срабатывания защиты выбираем реле времени РВ 01, пределы регулирования времени которого от 0,1 до 50 с.

10.2 Токовая отсечка

Выбираем реле РСТ-13.

Ток срабатывания защиты определим по формуле :

$$I_{\text{т.о}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{к.макс}}^{(3)K1} \quad (10.5)$$

где $K_{\text{отс}} = 1,1$ – коэффициент отстройки;

										Лист
										85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.234.ПЗ					

$I_{к.макс}^{(3)КЗ}$ -ток трехфазного замыкания на шинах ТП-1 10 кВ.

$$I_{т.о} = 1,1 \cdot 12,71 = 13,98 \text{ кА.}$$

$$I_{ср.р} = \frac{k_{сх}}{k_{т}} \cdot I_{сз} = \frac{1}{60} \cdot 13980 = 232,99 \text{ А.}$$

(10.6)

10.3 Защита от однофазных замыканий на землю

Защита выполняется с действием на сигнал. Выбираем реле РТЗ-51 04, ток срабатывания которого находится в пределах $I_{ср} = 0,02 \div 0,12 \text{ А}$.

Измерительным органом является трансформатор тока нулевой последовательности типа ТЗЛМ.

Ток срабатывания защиты определим:

$$I_{с.з.озз} = K_{отс} \cdot 3 \cdot I_{ол}, \quad (10.7)$$

где $K_{отс} = 2$ – коэффициент отстройки;

$I_{ол}$ – ток утечки.

$$I_{ол} = L_{кл} \cdot n_{кл} \cdot I_{сол}, \quad (10.8)$$

где $L_{кл} = 368 \text{ м}$ – длина кабельной линии ГПП-ТП2;

$n_{кл} = 2$ – количество кабельных линий;

$I_{сол} = 1,59 \text{ А/км}$ – удельный емкостный ток кабельной линии ААШв (3×70);

$$I_{ол} = 0,368 \cdot 2 \cdot 1,59 = 1,17 \text{ А;}$$

									Лист
									86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.02.2017.234.ПЗ

$$I_{с.з.033} = 2 \cdot 3 \cdot 1,59 = 9,54 \text{ А.}$$

Защита секционного выключателя

Согласно ПУЭ для защиты сборных шин 10 кВ используется двухступенчатая токовая защита:

-токовая отсечка;

- максимальная токовая защита с выдержкой времени.

10.4 Токовая отсечка

1) Защита выполняется с помощью токового реле РСТ 13.

2) Ток, протекающий через секционный выключатель Q10 определяется максимальным рабочим током трансформатора Т1 на стороне низшего напряжения.

$$I_{МАХРАБ}^{НН} = 1,4 \cdot \frac{S_{Т1}}{\sqrt{3} \cdot U_{срНН}}, \quad (10.9)$$

$$I_{МАХРАБ}^{НН} = 1,4 \cdot \frac{S_{Т1}}{\sqrt{3} \cdot U_{срНН}} = 1,4 \cdot \frac{16000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 1231,45 \text{ А}$$

Принимаем к установке трансформатор тока типа ТЛ10-2000-0,5/10Р:

$I_{1Н} = 2000 \text{ А}; I_{2Н} = 5 \text{ А}$. Коэффициент трансформации трансформатора тока:

$$K_I = \frac{I_{1Н}}{I_{2Н}} = \frac{2000}{5} = 400$$

$$I_{\text{раб.макс.}} = 1,3 \cdot 1231,45 = 1600,9 \text{ А}$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = \frac{K_{отс} \cdot 1}{K_B} \cdot I_{\text{раб.макс.}} = \frac{1,1 \cdot 1}{0,9} \cdot 1600,9 = 1956,7 \text{ А}$$

									Лист
									87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.234.ПЗ				

Тогда ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = 1,3 \cdot 1600,9 = 2081,17A$$

4) Коэффициент чувствительности:

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗMIN}^{(3)}}{I_{сз}} \geq 1,2 \quad (10.11)$$

$$K_{ч} = \frac{4900}{2081,17} = 2,35 \geq 1,2 \text{-значит, защита чувствительна.}$$

5) Ток срабатывания реле:

$$I_{ср.р.} = \frac{K_{сх}}{K_1} \cdot I_{сз} = \frac{1}{400} \cdot 2081,17 = 5,2A$$

Принимаем к установке реле РСТ 11-19, у которого ток срабатывания находится в пределах $I_{ср.р} = 1,5 \div 6A$

Определим сумму уставок:

$$\Sigma \Theta = \frac{I_{ср.р}}{I_{MIN}} - 1 = \frac{4,73}{1,5} - 1 = 2,15. \quad (10.12)$$

Принимаем сумму уставок: $\Sigma \Theta = 2,2$

Найдем ток уставки реле:

$$I_{вст} = (1 + \Sigma \Theta) \cdot I_{MIN} = (1 + 2,2) \cdot 1,5 = 4,8A$$

6) Время срабатывания токовой отсечки (блокировка токовой отсечки)

$t_{сз}^{TO} = 0,5c$. Используем реле времени РВ-01.

10.5.Максимальная токовая защита с выдержкой времени

									Лист
									88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.234.ПЗ				

1) Защита выполняется с помощью токового реле РСТ 13 с коэффициентом возврата $k_B = 0,9$.

2) Реле включаются во вторичные цепи выбранного в п.1 трансформатора тока. Коэффициент трансформации трансформатора тока: $k_I = 400$. Коэффициент схемы $k_{CX} = 1$.

3) Ток срабатывания защиты отстраивается от максимального рабочего тока:

$$I_{C3} = \frac{k_{OTC}}{k_B} \cdot I_{MAX.PAB} \quad (10.13)$$

$$I_{C3} = \frac{1,2}{0,9} \cdot 1231,45 = 1641,93 A$$

4) Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{K3MIN}^{(3)}}{I_{C3}} \geq 1,5 \quad (10.14)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{4900}{1641,93} = 2,98 \geq 1,5$$

Следовательно, защита удовлетворяет требованию чувствительности.

Выдержка времени защиты принимается на ступень селективности больше максимальной выдержки времени защит отходящих присоединений.

$$t_{20} = t_{18} + \Delta t = 0,4 + 0,4 = 0,8$$

$$t_{C3} = t_{20} + \Delta t = 0,8 + 0,4 = 1,2,$$

где $\Delta t = 0,4$ с – ступень селективности статического реле.

									Лист
									89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.02.2017.234.ПЗ

Для обеспечения рассчитанного времени срабатывания защиты выбираем реле времени РВ 01, пределы регулирования времени которого от 0,1 до 5 с.

5) Ток срабатывания реле:

$$I_{CP.P} = \frac{\kappa_{cx}}{\kappa_I} \cdot I_{C3} = \frac{1}{400} \cdot 1641,93 = 4,1A$$

Принимаем к установке реле РСТ 11-19, у которого ток срабатывания находится в пределах $I_{CP.P} = 1,5 \div 6A$.

Определим сумму уставок:

$$\Sigma \Theta = \frac{I_{CP.P}}{I_{MIN}} - 1 = \frac{4,1}{1,5} - 1 = 1,73 .$$

Принимаем сумму уставок: $\Sigma \Theta = 1,8$

Найдем ток уставки реле:

$$I_{уст} = (1 + \Sigma \Theta) \cdot I_{MIN} = (1 + 1,8) \cdot 1,5 = 4,2A$$

Используем реле времени РВ-01.

11 ВНЕДРЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ АСКУЭ В СОВРЕМЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

11.1 Понятие и структура работы

									Лист
									90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.234.ПЗ				

Одной из наиболее актуальных задач для любого промышленного предприятия сегодня является эффективное энергосбережение, которое позволяет поддерживать конкурентоспособность в условиях постоянного роста стоимости энергоресурсов. Реализовать меры эффективного энергосбережения невозможно, если на предприятии не обеспечивается точный учет потребления электроэнергии. Важнейшим шагом на этом пути станет создание АСКУЭ.

АСКУЭ — это автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии, которая обеспечивает дистанционный сбор информации с интеллектуальных приборов учета, передачу этой информации на верхний уровень, с последующей ее обработкой. Создание АСКУЭ позволяет автоматизировать учет, и добиться его максимальной точности. Также система учета электроэнергии дает возможность получать ценную информацию аналитического характера, необходимую для разработки действенных решений по энергосбережению.

Система АСКУЭ представляет собой совокупность контрольно-измерительной аппаратуры, сетей передачи данных, компьютеров (серверов) и программного обеспечения. Схематическая структура системы АСКУЭ включает 3 уровня:

Первый уровень. Приборами первого уровня являются обычные счетчики (электронные или индукционные), которые стоят у потребителя. Кроме счетчиков можно использовать специальные датчики, которые подключаются через интерфейс компьютера или через аналого-цифровые преобразователи. Хотелось бы обратить внимание на один нюанс системы АСКУЭ – это возможности интерфейса. Для соединения датчиков с контроллерами используется интерфейс марки RS – 485 (это стандарт, который используется для физического уровня асинхронного интерфейса). Это самая популярная модель, которая нашла свое применение практически во всех системах, связанных с автоматизацией промышленных сетей.

В системе установлен приемник электронного сигнала, его сопротивление составляет 12 кОм. Существуют определенные ограничения передатчика электронного сигнала, что создает ограничение на количество приемников этого сигнала. Поэтому данная модель (RS 485) может принимать сигналы только от 32 датчиков. Такое ограничение – минус.

Второй уровень. Это связующий уровень системы, на линии которого размещены различного типа контроллеров, обеспечивающих транспортировку данных (сигнала). Чаще всего эту роль выполняет преобразователь, который изменяет электронный сигнал от RS 485 на RS 232, идущий на персональный компьютер. Именно преобразованный сигнал может считывать компьютерная программа.

										Лист
										91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2017.234.ПЗ

необходимым инструментом контроля и управления реализацией такого рода малозатратных мероприятий.

12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Необходимо выполнить расчет защитного заземления. Обычно принимают двухслойную модель земли с удельными сопротивлениями

					13.03.02.2017.234.ПЗ	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

учётом сезонных колебаний) сопротивление заземления одной опоры $r_{оп} = 12 \text{ Ом}$; число опор с тросом на каждой линии 20; данные измерений сопротивления трос – опора отсутствуют.

Сопротивление заземлителя растеканию тока R_3 согласно требованиям ПУЭ должно быть не более 0,5 Ом для $U = 110 \text{ кВ}$

Расчётный ток КЗ на стороне 110 кВ составляет 17,3 кА.

Сопротивление естественного заземлителя для двух линий R_e равно:

$$R_e = \sqrt{\frac{r_{оп} \cdot r_t}{n_t}}; \quad (12.1)$$

где n_t – число тросов на опоре;

$$r_t = 0,15 \cdot 1 / S; \quad (12.2)$$

$$R_e = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{r_{оп} \cdot \frac{0,15 \cdot 1}{S \cdot n_t}} = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{12 \cdot \frac{0,15 \cdot 250}{50 \cdot 1}} = 1,5 \text{ Ом}. \quad (12.3)$$

Требуемое сопротивление искусственного заземлителя $R_{иск}$. Получается с учётом того, что $R_3 = 0,5 \text{ Ом}$ и $R_e = 1,5 \text{ Ом}$:

$$R_{иск} = \frac{R_e \cdot R_3}{R_e - R_3} = \frac{1,5 \cdot 0,5}{1,5 - 0,5} = 0,75 \text{ Ом}. \quad (12.4)$$

Составляется предварительная схема заземлителя и наносится на план подстанции (рисунок 16).

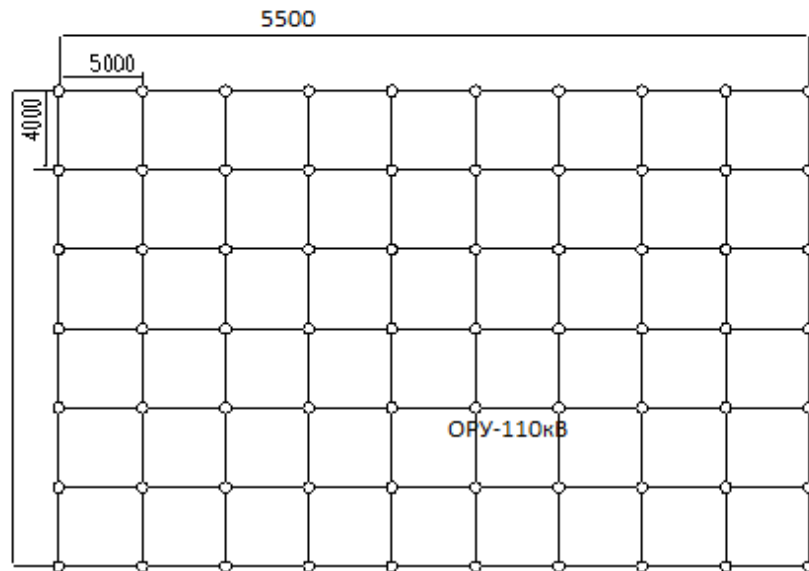


Рисунок 16 – План заземляющего контура

Принимается контурный (распределительный) тип заземлителя, то есть в виде сетки из горизонтальных полосовых и вертикальных стержневых электродов. По предварительной схеме определяется суммарная длина горизонтальных и количество вертикальных электродов:

$$L_{\Gamma} = 658 \text{ м}; n = 70 \text{ шт.}$$

Составляется расчётная модель заземлителя в виде квадрата площадью

$$S = 1512 \text{ м}^2 \text{ (это площадь ОРУ – 110 кВ).}$$

Распределительное устройство 10 кВ также подключается к данному заземляющему контуру. Длина одной его стороны $\sqrt{S} \approx 38,9 \text{ м}$. Количество ячеек по одной стороне модели:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{658}{2 \cdot 38,9} - 1 = 8,46. \quad (12.5)$$

Принимается $m = 9$.

Уточняется суммарная длина горизонтальных электродов:

					13.03.02.2017.234.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot (m+1) \cdot \sqrt{S} = 2 \cdot (9+1) \cdot 38,9 = 778 \text{ м.} \quad (12.6)$$

Длина стороны ячейки:

$$B = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{38,9}{9} = 4,3 \text{ м.} \quad (12.7)$$

Расстояние между вертикальными электродами будет равняться:

$$a = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{n} = \frac{4 \cdot 38,9}{70} = 2,23 \text{ м.}$$

Суммарная длина вертикальных электродов:

$$L_{\text{в}} = n \cdot l_{\text{в}} = 70 \cdot 5 = 350 \text{ м.}$$

Относительная глубина погружения в землю вертикальных электродов:

$$t_{\text{отн}} = \frac{l_{\text{в}} + t_{\text{в}}}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,8}{38,9} = 0,149 \quad (12.8)$$

Относительная длина будет равняться:

$$L_{\text{отн}} = \frac{h_1 - t_{\text{отн}}}{l_{\text{в}}} = \frac{2,3 - 0,149}{5} = 0,43. \quad (12.9)$$

Найдем расчётное эквивалентное удельное сопротивление грунта $\rho_{\text{э}}$.

Предварительно определяется отношение:

$$\rho_1 / \rho_2 = 180 / 60 = 3.$$

Так как $1 < \rho_1 / \rho_2 < 10$, то значение показателя степени κ определяется по формуле:

$$\kappa = 0,43 \cdot \left(L_{\text{отн}} + 0,272 \cdot \ln \left(\frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_{\text{в}}} \right) \right) = 0,43 \cdot \left(0,43 + 0,272 \cdot \ln \left(\frac{2,23 \cdot \sqrt{2}}{5} \right) \right) = 0,238. \quad (12.10)$$

					13.03.02.2017.234.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

Тогда:

$$\rho_{\text{э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^K = 60 \cdot \left(\frac{180}{60} \right)^{0,238} = 60 \cdot 3^{0,0,238} = 78 \text{ Ом} \cdot \text{м}. \quad (12.11)$$

Вычисляется расчётное сопротивление $R_{\text{и}}$ искусственного заземлителя.

Предварительно определяется коэффициент A :

$$A = 0,44 - 0,84 \cdot 0,15 = 0,318. \quad (12.12)$$

Тогда

$$R_{\text{и}} = \frac{A \cdot \rho_{\text{э}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{э}}}{L_{\text{Г}} + L_{\text{В}}} = \frac{0,318 \cdot 78}{38,9} + \frac{78}{778 + 350} = 0,71 \text{ Ом}. \quad (12.13)$$

Это значение $R_{\text{и}}$ приблизительно равно сопротивлению искусственного заземлителя $R_{\text{иск}} = 0,75 \text{ Ом}$.

Общее сопротивление заземлителя подстанции (с учётом сопротивления естественного заземлителя) определим по формуле:

$$R_{\text{э}} = \frac{R_{\text{и}} \cdot R_{\text{Е}}}{R_{\text{и}} + R_{\text{Е}}} = \frac{0,71 \cdot 1,5}{0,71 + 1,5} = 0,482 \text{ Ом}. \quad (12.14)$$

Определяется потенциал заземлённого устройства при протекании по нему тока $K3$:

$$\varphi_{\text{з}} = I_3 \cdot R_3 = 17,3 \cdot 0,482 = 8,34 \text{ кВ}. \quad (12.15)$$

Этот потенциал допустим, так как он меньше 10 кВ.

Электроды заземлителя проверяются на термическую устойчивость к токам $K3$:

$$S_{\text{T}} = I_3 \cdot \frac{\sqrt{t}}{C} = 17300 \cdot \frac{\sqrt{0,038}}{74} = 45,57 \text{ мм}^2, \quad (12.16)$$

где $C = 74$ – постоянный коэффициент для стали.

										Лист
										99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2017.234.ПЗ

Площадь электрода составляет $160 \text{ мм}^2 > S_T = 45,57 \text{ мм}^2$, значит, что по термической стойкости проходит.

Таким образом, искусственный заземлитель подстанции выполняется из горизонтальных пересекающихся полосовых электродов сечением 4x40 мм, длиной не менее 778 м; и вертикальных стержневых электродов в количестве не менее 70 штук, диаметром 12 мм, длиной по 5 м, размещённых в местах пересечения горизонтальных полос по возможности равномерно, то есть на одинаковом расстоянии друг от друга.

Глубина погружения электродов в землю 0,8м.

При этих условиях сопротивление $R_{иск}$ искусственного заземлителя в самое неблагоприятное время года не будет превышать 0,66 Ом.

Расчёт заземления был выполнен на основании ГОСТ 12.1.030 – 81ССБТ И – 1.08.87. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

					<i>13.03.02.2017.234.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						100
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

9. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов./ Л.Д. Рожкова, В. С. Козулин – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. -648 с.

					13.03.02.2017.234.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103