

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 кузнечно-прессового завода

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ

ЮУрГУ–. ЮУрГУ–13.03.02.2017.226.ПЗ

Консультанты:

Автор проекта

Безопасность электроснабжения

студент группы МиЭт- 448

_____ / гл. инженер Миасского РЭС филиала
«МРСК Урала» Челябэнерго

_____ /
должность

_____ / Бухтияров А.Д./

_____ /
подпись

_____ /
ФИО

_____ /
13 июня 2017 г.

_____ /
_____ /_Гладких В.М./

_____ /
подпись

_____ /
ФИО

_____ /
_____ 2017

_____ /
г.

Профессор, д.т.н.

Доцент, к.т.н.

должность

должность

_____/Четошникова

_____/Смоленцев Н.И./

Л.М./

подпись

ФИО

подпись

ФИО

2017

г.

2017

г.

Нормоконтроль

Доцент, к.т.н.

должность

_____/Смоленцев Н.И./

подпись

ФИО

2017

г.

Миасс 2017

АННОТАЦИЯ

Бухтияров А.Д. «Электроснабжение группы цехов кузнечно-прессового завода». Миасс: ЮУрГУ, ЭТФ, 2017, 113 с., 17 илл., 31 таблицы.

Библиография литературы – 12 наименований, 4 листа чертежей ф. А1.

В данном курсовом проекте был произведен расчет «Электроснабжения группы цехов кузнечно-прессового завода», который расположен на Южном Урале (Челябэнерго). В ходе расчетов был произведен расчет нагрузок по предприятию в целом, был найден центр электрических нагрузок (ЦЭН) на основании которого было выбрано месторасположение главной понизительной подстанции (ГПП). Затем последовал выбор трансформаторных подстанций (ТП) и низковольтных распределительных пунктов (НРП). Так же было выбрано рациональное напряжение внешнего электроснабжения, на основании которого произведен выбор оборудования внешнего электроснабжения предприятия. На основании полученных данных и информации из соответствующей литературы была построена схема внутреннего электроснабжения предприятия и выбрано соответствующее оборудование. В завершении проекта была рассчитана компенсация реактивной мощности, показатели качества электроэнергии (ПКЭ) и выбрана схема релейной защиты синхронных двигателей.

ЮУрГУ–13.03.02.2017.226.ПЗ ВКР

Изм. Лист № докум. Подпись Дата Разраб.
Бухтияров А.Д.

Лит. Лист Листов

Провер. Смоленцев Н.И.

3 112

Электроснабжение группы цехов кузнечно-прессового завода

ВВЕДЕНИЕ

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

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

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

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

На электростанциях применяются блоки по 500, 800 и 1200 МВт.

Следствием увеличения единичных мощностей агрегатов и установленных мощностей станции и всё большего объединения энергосистем является внедрение напряжения 1150 кВ переменного и 1500 кВ постоянного тока.

Соответственно растут мощности подстанций и единичные мощности трансформаторов, устанавливаемых на них. Увеличиваются мощности потребителей, что требует установки более мощных ТП, прокладки новых сетей, повышение надёжности всего электрооборудования и системы электроснабжения в целом.

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

определяются по соответствующим формулам:

$$\frac{\dots}{\dots} \quad (1.7)$$

$$\frac{\dots}{\dots} \quad (1.8)$$

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.

Лист																	
Дата																	
ЮУрГУ – 02 . 2017. ПЗ ВКР																	
19																	
16	Станок плоско-шлифовальный	4	3,6	14,4	0,14	0,50	1,73	2,02	3,49	51,84							
17	Станок настольно-сверлильный	2	0,6	1,2	0,14	0,50	1,73	0,17	0,29	0,72							
18	Станок токарно-карусельный	2	34,3	68,6	0,20	0,65	1,17	13,72	16,04	2352,98							
19	Станок резьбо-шлифовальный	3	7,5	22,5	0,14	0,50	1,73	3,15	5,46	168,75							
20	Ножницы гильотинные	1	1,6	1,6	0,20	0,65	1,17	0,32	0,37	2,56							
Итого по ШР-3		37		221,9	0,16	0,55	1,50	35,63	53,44	3235,3	15,22	1,46	1,04	52,02	55,72	76,23	115,82
Механическое отделение 2 (ШР-4)																	
21	Станок кругло-шлифовальный	4	10,2	40,8	0,20	0,65	1,17	8,2	9,54	416,16							
22	Станок поперечно-строгальный	3	3,1	9,3	0,14	0,50	1,73	1,3	2,26	28,83							
23	Станок токарно-винторезный	2	10	20,0	0,14	0,50	1,73	2,8	4,85	200,00							
24	Станок горизонтально-фрезерный	3	7,5	22,5	0,14	0,50	1,73	3,2	5,46	168,75							
25	Станок вертикально-сверлильный	2	4,8	9,6	0,14	0,50	1,73	1,3	2,33	46,08							
26	Станок вертикально-фрезерный	4	7,5	30,0	0,14	0,50	1,73	4,2	7,27	225,00							
27	Станок вертикально-сверлильный	6	0,6	3,6	0,14	0,50	1,73	0,5	0,87	2,16							
28	Станок зубофрезерный	4	11,4	45,6	0,20	0,65	1,17	9,1	10,66	519,84							
29	Станок настольно-сверлильный	4	0,6	2,4	0,14	0,50	1,73	0,3	0,58	1,44							
30	Полуавтомат отрезной	3	9,5	28,5	0,20	0,65	1,17	5,7	6,66	270,75							
31	Ножовка механическая	2	1,8	3,6	0,20	0,65	1,17	0,7	0,84	6,48							
32	Пресс-ножницы	3	7,5	22,5	0,14	0,50	1,73	3,2	5,46	168,75							
33	Кран-балка	2	2,2	4,4	0,20	0,50	1,73	0,9	1,52	9,68							
Итого по ШР-4		42		242,8	0,17	0,6	1,41	41,37	58,31	2063,92	28,6	1,27	1,03	52,53	60,13	79,84	121,31

Лист	Дата	ЮУРГУ - .02 .2017.ПЗ ВКР															
34	Станок универсально-фрезерный	3	10	192	0,14	0,50	1,73	26,9	46,56	13152							
35	Станок токарно-карусельный	2	31,3	63	0,20	0,65	1,17	13	14,64	1959							
36	Станок токарно-винторезный	2	18,6	37,2	0,20	0,65	1,17	7,44	8,70	691,92							
37	Станок резьбо-шлифовальный	4	7,5	30,0	0,14	0,50	1,73	4,20	7,27	225,00							
38	Станок плоско-шлифовальный	3	8,2	24,6	0,14	0,50	1,73	3,44	5,97	201,72							
39	Станок обдирочно-шлифовальный	3	1,7	5,1	0,20	0,65	1,17	1,02	1,19	8,67							
40	Станок настольно-сверлильный	4	0,6	2,4	0,14	0,50	1,73	0,34	0,58	1,44							
41	Станок токарно-винторезный	4	8,4	33,6	0,14	0,50	1,73	4,70	8,15	282,24							
42	Станок вертикально-фрезерный	2	7,5	15,0	0,14	0,50	1,73	2,10	3,64	112,50							
43	Станок вертикально-сверлильный	4	1,6	6,4	0,14	0,50	1,73	0,90	1,55	10							
44	Вентилятор	1	1,5	1,5	0,80	0,80	0,75	1,20	0,90	2,3							
Итого по ШР-5		32		410,40	0,16	0,5	1,53	64,74	99,14	16647,36	10,12	1,65	1,05	106,82	104,34	149,32	226,87
Отделение очистки деталей (ШР-6)																	
45	Ультразвуковой генератор	3	20	60	0,20	0,65	1,17	12	14,03	1200							
46	Шкаф сушильный	4	7,5	30	0,80	0,96	0,29	24,0	7,00	225							
47	Ванна промывки	2	24	48,0	0,60	0,75	0,88	28,80	25,40	1152,00							
48	Ванна ультразвуковой очистки	2	10	20,0	0,50	0,75	0,88	10,00	8,82	200,00							
49	Кондиционер	4	10	40,0	0,80	0,80	0,75	32,00	24,00	400,00							
50	Станок профиле-шлифовальный	5	3,3	17	0,14	0,50	1,73	2,31	4,00	54							
51	Станок координатно-расточной	2	25	50	0,14	0,50	1,73	7	12,12	1250							
52	Вентилятор	3	1,5	2	0,80	0,80	0,75	1,8	1,35	7							
Итого по ШР-6		25		266,8	0,44	0,77	0,82	117,91	96,72	4488,20	15,85	0,85	1,04	100,22	100,77	142,13	215,94
Итого по цеху		165		1900,45	0,29	0,6	1,36	554,81	753,13	124595,05	29	0,70	1,03	388,37	527,19	654,80	994,87
20																	

Таблица 2 – Расчет однофазной нагрузки

Наименование цехов (подразделений)	$\Sigma P_{\text{ном}}$, кВт	n	$n P_{\text{ном}}^2$	Установленная мощность ЭП, подключенных на $U_{\text{л}}$, кВт			Коэффициент приведения			Установленная мощность однофазного ЭП, кВт			$k_{\text{из}}$	$\cos\varphi$	tgφ	Средняя мощность					
				ab	bc	ca	к фазе	k	q	a	b	c				$P_{\text{ср}}$, кВт			$Q_{\text{ср}}$, квар		
																a	b	c	a	b	c
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 $U_{\text{л}}$																					
Машина контактной сварки	172	2	14792	86			a	1	0,58				0,35	0,5	1,73	30,10			17,46		
							b	0	1,15								0,00			34,62	
							b	1	0,58							0,35	0,5	1,73		30,10	
Машина стыковой сварки	193	2	74498			193	c	1	0,58				0,35	0,5	1,73			67,55			39,18
							a	0	1,15								0,00			77,68	
Итого от ЭП подключенных на $U_{\text{л}}$	365	4	89290	86	86	193										30,10	30,10	67,55	95,14	52,07	73,79
Электроприёмники, подключенные на $U_{\text{ф}}$																					
Трансформатор сварочный	20	2	200							10	10		0,4	0,5	1,73	4	4	0	2	2	0
Итого по термическому участку	385	6	89490													34,10	34,10	67,55	97,14	54,07	73,79
Полная мощность, кВа		A	102,95	Наиболее загруженная фаза А																	
		B	63,927																		
		C	100,04																		

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:

$$P_{p,act} = \frac{P_{p,act,1} + P_{p,act,2} + \dots + P_{p,act,n}}{n} \quad (1.9)$$

Средняя реактивная нагрузка за наиболее загруженную смену определяется по выражению:

$$Q_p = \frac{Q_{p,1} + Q_{p,2} + \dots + Q_{p,n}}{n} \quad (1.10)$$

Расчетные активная P_p и реактивная Q_p нагрузки определим по выражениям (1.1), (1.2).

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 $K_{с.осв.}$.

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

$$P_p = P_{p,act} + P_{p,осв.} \quad (1.12)$$

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.

Таблица 3 – Расчет нагрузок по предприятию

Наименование цехов, подразделений, ЭП	№	$P_{ном}$, кВт	$K_{на}$	$\cos \varphi$	$tg \varphi$	$P_{ср}$, кВт	$Q_{ср}$, кВт	$K_{ра}$	P_p , кВт	Q_p , кВт	$F_{ц}$, м ²	$P_{уд.осв.}$, кВт/м ²	$\cos \phi_{ос}$ в.	$tg \phi_{ос}$ в.	$K_{с.ос}$ в.	$P_{р.осв.}$, кВт	$Q_{р.осв.}$, квар	$P_p + P_{р.ос}$ в., кВт	$Q_p + Q_{р.ос}$ в., квар	S_p , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21

Низковольтная нагрузка (0,4 кВ)

1) Компрессорная станция	10	125	0,8	0,85	0,62	100	61,97	0,9	90	55,77	5700	0,01	0,75	0,88	0,85	48,45	42,73	138,45	98,5	169,91
2) Склад	14	105	0,5	0,87	1,03	26,25	45,47	1,27	33,34	57,75	2520	0,01	0,75	0,88	0,85	21,42	18,89	54,76	76,64	94,19
3) Заводоуправление	18	130	0,5	0,75	0,88	65	57,32	1	65	57,32	4180	0,01	0,75	0,88	0,85	35,53	31,33	100,53	88,65	134,03
4) Автотранспортный цех	27	195	0,4	0,7	1,02	78	79,58	1	78	79,58	4350	0,015	0,7	1,02	0,85	55,46	56,58	133,46	136,16	190,66
5) Зарядная станция	6	45	0,7	0,87	0,5	31,5	23,63	1,01	31,82	23,87	1920	0,01	0,75	0,88	0,85	16,32	14,39	48,14	38,26	61,49
6) Прессовый	16	96	0,67	0,8	0,8	57,96	41,11	0,86	46,36	30,77	207	0,01	0,75	0,88	0,85	17,61	15,55	48,12,92	42,44,59	64,177

ЮУрГУ – 02 . 2017 . ПЗ ВКР

цех	7	0	5	8	6		8	7	0	2	2	3		2							
7) Окрасочный цех	65	1106	0,5	0,87	5	870	652,5	0,8	696	522	0	0,015	0,7	1,02	0,85	139,2	142	835,23	664,04	1067	
8) Кузнечный цех	158	5390	0,5	0,75	0,8	3503,5	3089,8	0,8	2471,8	4	0	0,01	0,75	0,8	2	0,85	176,1	155,3	2978,92	2627,16	3971,9
9) Заводская лаборатория	35	220	0,35	0,65	1,17	77	90,02	1	77	90,02	7200	0,015	0,7	1,02	0,85	91,8	93,6	168,8	183,67	246	
10) Цех товаров народного потребления	28	1140	0,45	0,75	0,88	513	452,42	0,75	384,75	339,32	9150	0,01	0,75	0,88	0,85	77,78	68,6	462,53	407,92	616,71	
11) Деревообделочный цех	27	169	0,4	0,6	1,33	67,6	90,13	1	67,6	90,13	8960	0,015	0,7	1,02	0,85	114,24	116,6	181,84	206,68	275,29	

e: 5 6 4 9 1 3 5 8 9 4 2 4 1 2

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:

$$r_{\text{ц}} = \sqrt{\frac{P_{\text{р.н/н1}}}{\pi \cdot m}} \quad (1.13)$$

$$r_{\text{осв}} = \sqrt{\frac{P_{\text{осв}}}{\pi \cdot m}} \quad (1.14)$$

где $P_{\text{р.н/н1}}$ – расчетная активная нагрузка электроприемников до 1000В, кВт;

$r_{\text{н}}$ – расчетная активная нагрузка электроприемников свыше 1000В, кВт;

$r_{\text{осв}}$ – расчетная активная нагрузка осветительной сети, кВт.

m – масштаб площадей картограммы нагрузок, кВт/м²,

$$P_{\text{р.н/н1}} = P_{\text{р.н/н1}} \cdot \left(\frac{r_{\text{ц}}}{r_{\text{н}}} \right)^2 \quad (1.15)$$

где $P_{\text{р.н/н1}}$ – минимальная расчетная активная мощность одного цеха;

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

Угол сектора для низковольтной нагрузки цеха $\alpha_{\text{н/в.н}}$, град, определяется по формуле:

$$\alpha_{\text{н/в.н}} = 360 \cdot \frac{P_{\text{н/в.н}}}{P_{\text{р.н/н1}}} \quad (1.16)$$

Угол сектора для высоковольтной нагрузки цеха $\alpha_{\text{в/н.н}}$, град,

определяется по формуле:

$$\alpha_{\text{в/н.н}} = 360 \cdot \frac{P_{\text{в/н.н}}}{P_{\text{р.н/н1}}} \quad (1.17)$$

Угол сектора для осветительной сети цеха $\alpha_{\text{осв}}$, град, определяется по формуле:

ЮУрГУ–13.03.02.2017.226.ПЗ ВКР

$$\text{осв.} = 360 \cdot \text{осв.}$$

$$X_{\text{ц.ЭН}} \cdot Y_{\text{ц.ЭН}} \quad (1.18)$$

Координаты символического центра электрических нагрузок
всего предприятия в целом, м, рассчитываем по формулам: (1.19)

$$\dots \quad (1.20)$$

где: X_i, Y_i – координаты символического центра нагрузок i -го цеха, м.

Все расчеты по картограмме нагрузок сводим в таблицу

4. Таблица 4 – Определение центра нагрузок

Номера, название цехов, подразделений	P_{Σ} , кВт	$P_{\text{р.нв}}$, кВт	$P_{\text{р.вв}}$, кВт	$P_{\text{р.осв}}$, кВт	X, м	Y, м	m	R, мм	$\alpha_{\text{нв}}$, град	$\alpha_{\text{вв}}$, град	$\alpha_{\text{осв}}$, град
1) Компрессорная станция	2154,5	90,0	2016	48,45	248	940	0,6 1	34	15,0 4	337	8,1
2) Склад	54,8	33,3	0	21,42	90	863	0,6 1	5	219, 2	0	141
3) Заводоуправление	100,5	65,0	0	35,53	422	806	0,6 1	7	232, 8	0	127
4) Автотранспортный цех	133,5	78,0	0	55,46	75	697	0,6 1	8	210, 4	0	150
5) Зарядная станция	48,1	31,8	0	16,32	143	665	0,6 1	5	238	0	122
6) Прессовый цех	4812,9	4636, 8	0	176,1	519	608	0,6 1	50	346, 8	0	13,2
7) Окрасочный цех	835,2	696,0	0	139,2	130	552	0,6 1	21	300	0	60
8) Кузнечный цех	5778,9	2802, 8	2800	176,1	519	468	0,6 1	55	174, 6	174	11
9) Заводская лаборатория	168,8	77,0	0	91,8	65	402	0,6 1	9	164, 2	0	196
10) Цех товаров народного потребления	462,5	384,8	0	77,78	59	153	0,6 1	16	299, 5	0	60,5
11) Деревообделочный цех	181,8	67,6	0	114,2	359	223	0,6 1	10	133, 8	0	226
12) Ремонтно-механический цех	425,9	388,4	0	37,49	563	272	0,6 1	15	328, 3	0	31,7
Итого	15157, 4	9351, 5	4816,0	990,0							
Координаты центра, м					410	557					

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:

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

где S_p – расчетная электрическая нагрузка цеха, *кВА*;

$F_{ц}$ – площадь цеха, m^2 .

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

Плотность электрической нагрузки цеха σ , <i>кВА/м²</i>	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 $S_{эт}$, <i>кВА</i>	250	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500

Выбор цеховых ТП сводится к решению нескольких задач:

- выбор единичной мощности трансформатора;
- выбор общего числа трансформаторов (оптимального);
- выбор числа трансформаторов на каждой подстанции;
- выбор местоположения.

Далее определим оптимальное число трансформаторов в цехе:

$$n_{\text{опт}} = \frac{P_p}{S_{\text{ном.т}}} + N_m, \quad (2.2)$$

$$n_{\text{опт}} = \frac{P_p}{S_{\text{ном.т}}} + N_m, \quad (2.3)$$

$$n_{\text{опт}} = \frac{P_p}{S_{\text{ном.т}}} + N_m, \quad (2.4)$$

где $K_{\text{зт.доп}}$ – коэффициент загрузки – допустимый. Он зависит от категории надежности.

$K_{\text{зт.доп}} = 0,67-0,7$ – I категория

$K_{\text{зт.доп}} = 0,7-0,8$ – II категория

$K_{\text{зт.доп}} = 0,8-0,9$ – III категория

N_m – добавка до ближайшего целого числа;

m – добавка к минимальному числу трансформаторов до оптимального значения.

$$n_{\text{опт}} = \frac{P_p}{S_{\text{ном.т}}} + N_m + m, \quad (2.5)$$

Если $N_m < 0$, то m принять равным 0.

Найденное число трансформаторов не может быть меньше, чем число трансформаторов, требуемых по условиям надежности.

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

$$Q_{\text{п}} = \sqrt{S_{\text{ном.т}}^2 - P_p^2}, \quad (2.6)$$

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

P_p – расчетная активная нагрузка на ТП.

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

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

$$Q_{ку} = Q_p - Q_1 \quad (2.8)$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах будут соответственно:

$$K_{зт.норм} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{N_T \cdot S_{ном.т}} \quad (2.9)$$

$$K_{зт.посл.ав} = \frac{\sqrt{P_{посл.ав}^2 + Q_{посл.ав}^2}}{N_T \cdot S_{ном.т}} \quad (2.10)$$

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

Таблица 6 – Выбор цеховых ТП

Номера, наименование цехов и подразделений	Категория надёжности	$N_{т.мин}^{над}$	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	$F_{ц}$, м ²	σ , кВА/м ²
1	2	3	4	5	6	7	8
1) Компрессорная станция	1		138,45	98,5	169,9	5700	0,03
2) Склад	3		54,76	76,64	94,19	2520	0,037
3) Заводоуправление	2		100,53	88,65	134	4180	0,032
Итого		2	293,74	263,8	398,1		0,037
4) Автотранспортный цех	2		133,46	136,2	190,7	4350	0,044
5) Зарядная станция	2		48,14	38,26	61,49	1920	0,032
7) Окрасочный цех	2		835,23	664	1067	10920	0,098
Итого		2	1016,83	838,5	1319		0,098
9) Заводская лаборатория	2		168,8	183,7	249,5	7200	0,035
10) Цех товаров народного потребления	2		462,53	407,9	616,7	9150	0,067
Итого		2	631,33	591,6	866,2		0,067
11) Деревообделочный цех	2		181,84	206,7	275,3	8960	0,031
12) Ремонтно-механический цех	3		425,86	565,4	707,9	2940	0,241
Итого		2	607,7	772,1	983,2		0,241
6) Прессовый цех	2	2	4812,92	4245	6417	20720	0,31
8) Кузнечный цех	2	2	2978,92	2627	3972	20720	0,192

Номера, наименование цехов и подразделений	S _{эт} , кВА	Тип тр- ра	K _{эт.доп}	N ^э _{т.мин}	ΔN _т	N _{т.мин}	m	N _{т.опт}	S _{ном.т.} , кВА	№ п/с	Q _{1р} , квар	Q ₁ , квар	Q _{ку} , квар	K _{эт.норм.}	K _{эт.п/ав}
1	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1) Компрессорная станция															
2) Склад															
3) Заводоуправление															
Итого	250	ТМЗ	0,7	2,00	0,32	2	0	2	250	1	190,31	190,31	73,48	0,70	1,4*
4) Автотранспортный цех															
5) Зарядная станция															
7) Окрасочный цех															
Итого	630	ТМЗ	0,7	2,00	-0,31	2	0	2	800	2	469,53	469,53	368,93	0,70	1,4*
9) Заводская лаборатория															
10) Цех товаров народного потребления															
Итого	500	ТМЗ	0,7	2,00	0,20	2	0	2	500	3	302,36	302,36	289,23	0,70	1,4*
11) Деревообделочный цех															
12) Ремонтно-механический цех															
Итого	1250	ТМЗ	0,7	1,00	0,31	2	0	2	500	4	347,42	347,42	424,7	0,70	1,4*
6) Прессовый цех	1600	ТМЗ	0,7	4,00	-0,30	4	0	4	2000	5,6	2862,83	2862,83	1381,76	0,70	0,9
8) Кузнечный цех	1250	ТМЗ	0,7	4,00	0,60	2	2	4	1250	7,8	1837,4	1837,4	789,76	0,70	1,4*

1,4* – в послеаварийном режиме часть нагрузки необходимо отключить

3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ, СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП

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

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

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

где $l_i = 1 \text{ км}$ - длина питающей ГПП линии;

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

Расчетная (максимальная) активная нагрузка предприятия:

$$P_{\text{р.н}} = \sum_{\text{цехов}} P_{\text{р.н.цех}} + \sum_{\text{других потребителей}} P_{\text{р.н.потр}}, \quad (3.2)$$

где $P_{\text{р.н}}$ - сумма расчетных активных низковольтных нагрузок всех цехов и других потребителей предприятия;

$P_{\text{р.в}}$ - сумма расчетных активных высоковольтных нагрузок предприятия, создаваемых высоковольтными синхронными, асинхронными электродвигателями;

$P_{\text{р.о}}$ - 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,

$OM = (, иа).$

(3.3)

где m - число групп электроприемников.

$k_{иа}$ - средневзвешенное значение коэффициента использования.

Значение $k_{иа}$ определяется по формуле:

$$k_{иа} = \frac{\frac{P_{ср н / в}}{P_{ном н / в}} + \frac{P_{ср в / в}}{P_{ном в / в}}}{\frac{P_{ср н / в}}{P_{ном н / в}} + \frac{P_{ср в / в}}{P_{ном в / в}}} = \frac{11682.66 + 4816}{20239.45 + 6520} = 0.62$$

$$k_{OM} = f(8; 0.62) ,$$

$$k_{OM} = 0.95$$

Таблица 7 – Потери в цеховых трансформаторах

№ п/с	Тип тр-ра	$S_{ном.т.,}$ кВА	$N_{т^{опт}}$	$k_{зт.норм.}$	$P_{xx},$ кВт	$P_{кз},$ кВт	$I_{xx},$ %	$U_{кз},$ %	$\Delta P_{т},$ кВт	$\Delta Q_{т},$ кВт
1	ТМЗ	250	2	0,70	0,74	3,7	2,3	4,5	5,11	22,53
2	ТМЗ	800	2	0,70	1,9	7,6	1,5	4,4	11,25	58,50
3	ТМЗ	500	2	0,70	1,28	5,9	1,9	6	8,34	48,40
4	ТМЗ	500	2	0,70	1,28	5,9	1,9	6	8,34	48,40
5,6	ТМЗ	2000	4	0,70	3,75	16,5	1	4,8	47,34	268,16
7,8	ТМЗ	1250	4	0,70	2,65	10,8	1,2	4,8	31,77	177,60
Итого									112,15	623,58

Тогда:

$$P_{P.П} = (9351.48 + 4816 + 112,15) \cdot 0,95 + 1474.94 = 15040.58 \text{ кВт}$$

Величина рационального напряжения:

$$U_{рац.і} = 4,34 \cdot \sqrt{1 + 0,016 \cdot 15040.58} = 67.47 \text{ кВ}$$

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

Для окончательного выбора необходимо произвести технико-экономическое сравнение вариантов с ближайшим меньшим и большим по сравнению с полученным значением уровнями напряжения.

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

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{э.с.и}}^2} \quad (3.4)$$

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

$$Q_{\text{э.с.и}} = P_{\text{расч}} \cdot \text{tg}\varphi_i \quad (3.5)$$

где $\text{tg}\varphi_i$ находится по таблице 8.

Таблица 8 – Значения тангенса φ

Напряжение сети, кВ	35	110
$\text{tg}\varphi_i$	0,27	0,31

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП:

$$\Delta Q_{\text{тр}} = 0,07 \cdot \sqrt{S_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{э.с.и}}^2} \quad (3.6)$$

Мощность трансформаторов ГПП определяется из соотношений:

$$S_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{расч}} + \Delta Q_{\text{тр}}}{k_{\text{зм.дон}}} \quad (3.7)$$

где $n = 2$ – число трансформаторов ГПП;

$k_{\text{зм.дон}} = 0,7$ - коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме, определяется из условия резервирования.

Произведем расчёт по выражениям (3.4) - (3.7) и сведём полученные результаты в таблицу 9, 10.

Таблица 9 - Полная расчетная нагрузка предприятия

Напряжение, кВ	tgφ	Qэ.с, квар	ΔQ _{ГПП} , квар	S _{р.п.} , кВА
110	0,31	4662,58	1 102	15456,23
35	0,27	4060,96	1 091	15331,10

Таблица 10 - Выбор трансформаторов на ГПП

Напряжение, кВ	N _т , шт	K _{з.доп}	S _т , кВА	S _{н.т} , кВА	Тип	K _{зт.норм.}	K _{зт.п/ав}
110	2	0,7	11040,16	16000	ТДН- 16000/110	0,48	0,97
35	2	0,7	10950,78	16000	ТДНС- 16000/35	0,48	0,96

Сведем полученные результаты в таблицу 11 и выберем трансформатор.

Таблица 11 – Расчетные и справочные данные для трансформаторов ГПП

Напряжение, кВ	35	110
Экономически целесообразная реактивная мощность Q _{э.с} , квар	4060,96	4662,58
Полная расчетная нагрузка S _{р.п.} , кВА	15331,10	15456,23
Мощность трансформаторов ГПП S _т , кВА	10950,78	11040,16
Тип трансформаторов на ГПП	ТДНС- 16000/35	ТДН- 16000/110
Номинальная мощность трансформатора S _{н.т} , кВА	16000	16000
Напряжение на высокой стороне U _{вн} , кВ	35	115
Напряжение на низкой стороне U _{нн} , кВ	10	11

Энергосистема

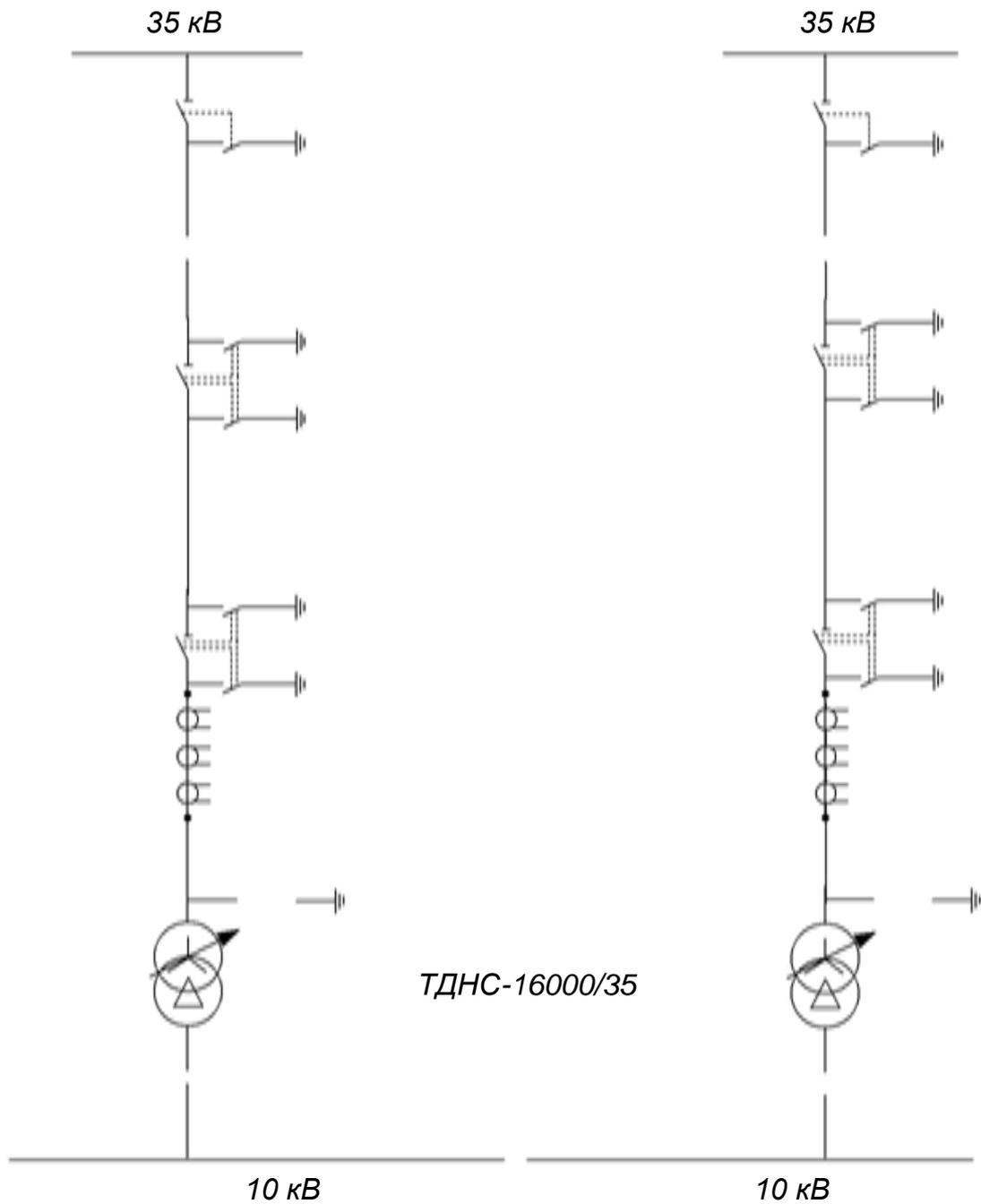


Рисунок 1 - Вариант схемы внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 35 кВ

Энергосистема

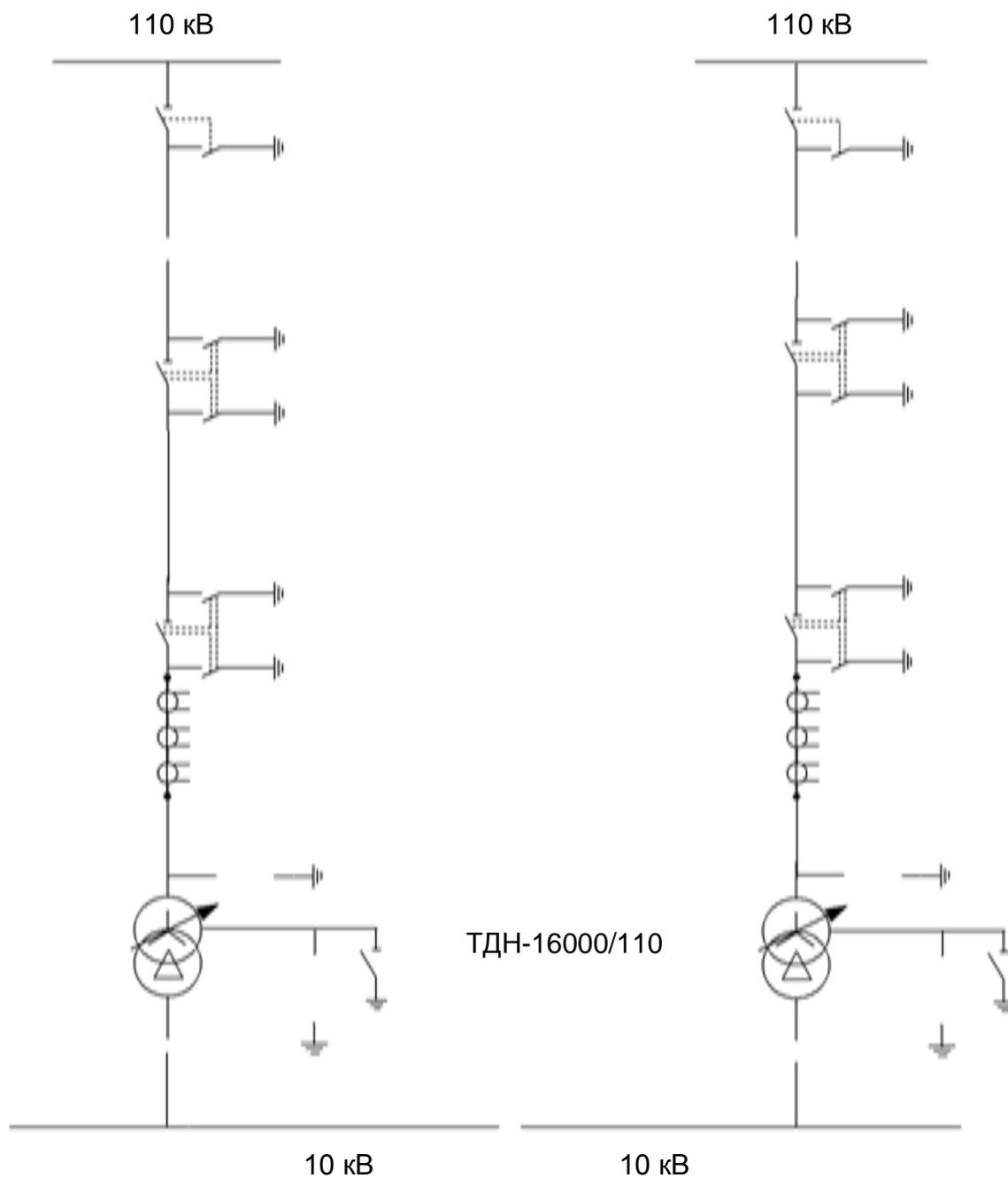


Рисунок 2 - Вариант схемы внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 110 кВ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ 35 И 110кВ

4.1 Расчеты для схемы внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 110 кВ

4.1.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП.

Параметры трансформатора ТДН-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:

$$\Delta P_T = (\Delta P_{XX} + \Delta P_{K3}) \cdot T \quad (4.1)$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \left(\frac{I_{XX} \cdot S}{100} + \frac{U_{K3} \cdot S}{100} \right) \cdot T \quad (4.2)$$

$$\Delta P_T = 2 \cdot (18 + 0,48 \cdot 85) = 75,66 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \left(\frac{0,5 \cdot 16000}{100} + 0,48 \cdot \frac{10,5 \cdot 16000}{100} \right) = 958,51 \text{ квар}$$

Потери электроэнергии в трансформаторе:

$$\Delta A_T = n \cdot (\Delta P_{XX} \cdot T + K3 \cdot \Delta P_{K3} \cdot \tau) \quad (4.3)$$

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

$$\tau = \frac{T_M}{10^4} \quad (4.4)$$

где T_M - годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки равно 6400 [2];

T_G - годовое число часов работы предприятия равно 8760.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{6400}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 5113 \text{ ч}$$

$$\Delta A_T = 2 \cdot 18 \cdot 8760 + 0,48 \cdot 85 \cdot 5113 = 518,15 \cdot 10^3 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$$

4.1.2 Расчет параметров линии электропередачи от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия на напряжение 110 кВ.

Нагрузка в начале линии:

$$S_{\text{н.л.}} = \sqrt{(P_{\text{н.л.}} + \Delta P)^2 + Q_{\text{н.л.}}^2} \quad ; \quad (4.5)$$

$$S_{\text{р.л.}} = \sqrt{15040,58 + 112,15^2 + 4662,58^2} = 15818,99 \text{ кВА}$$

Расчетный ток одной цепи линии:

$$I_{\text{р.л.}} = \frac{S_{\text{р.л.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{л.}}} \quad , \quad (4.6)$$

где N - число линий.

$$I_{\text{р.л.}} = \frac{15818,99}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 41,51 \text{ А}$$

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

$$I_{\text{п}} = 2 \cdot I_{\text{р.л.}} \quad . \quad (4.7)$$

$$I_{\text{п}} = 2 \cdot 41,51 = 83,03 \text{ А}$$

Сечение проводов линий находим по экономической плотности тока:

$$F = \frac{I_{\text{п}}}{j_{\text{э}}} \quad (4.8)$$

где $j_{\text{э}} = 1,1$ экономическая плотность тока, $\text{А}/\text{мм}^2$.

$$F = \frac{83,03}{1,1} = 75,48 \text{ мм}^2$$

Выбираем ближайшее стандартное сечение. Но т.к. по условиям проверки на коронирование минимальное сечение для проводов 110 кВ должно быть не менее 70 мм^2 , то выбираем провод АС-70/11 [11]. Провод

имеет длительно допустимый ток $I_{дон} = 265 \text{ A}$ и удельные сопротивления $r_0 = 0,428 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,444 \text{ Ом/км}$ [11].

Проверяем провод по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{дон} = 265 \text{ A} > I_{п} = 83,03 \text{ A}$$

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta P_{л} = \frac{2 \cdot (3 \cdot 41,51 \cdot 0,428 + 1 \cdot 5113) \cdot 10^{-3}}{\text{год}} = 22629,61 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}} \quad (4.9)$$

4.1.3 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.

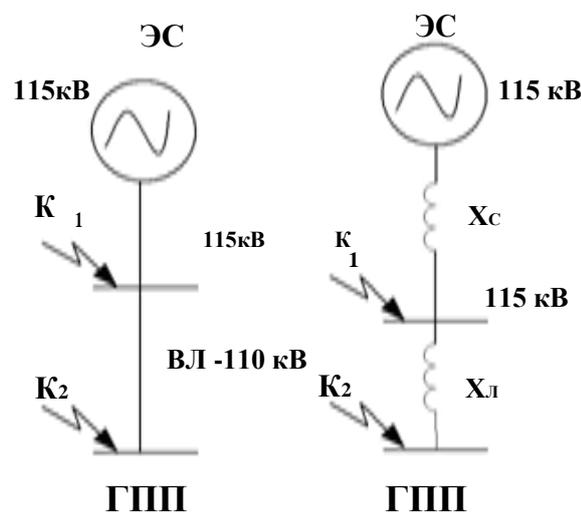


Рисунок 3 – Схема расчета токов короткого замыкания

Определим параметры схемы замещения.

При мощности короткого замыкания $S_c = 2000 \text{ МВА}$, а базисная мощность $S_B = 1000 \text{ МВА}$. За базисное напряжение принимаем среднее напряжение в ступени, где рассматривается КЗ. Среднее напряжение на 5% больше номинального, следовательно, $U_B = 115 \text{ кВ}$

Сопrotивление системы в относительных единицах:

$$x_{C^*} = \frac{S_B}{S_C} \quad (4.10)$$

$$x_{C^*} = \frac{1000}{0,5 \cdot 2000} =$$

Сопrotивление воздушной линии 110 кВ:

$$x_{Л*} = \frac{0,444 \cdot 1 \cdot 1000}{115^2} = 0,03 \quad (4.11)$$

Определяем ток короткого замыкания в точке К1.

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

$$I_{К1} = I_{Пт} = I_{П.0} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,5} = 10,04 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К1:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 10,04 = 24,42 \text{ кА}$$

где $K_{y\delta}$ - ударный коэффициент, равный 1,8 [10].

Рассчитаем ток КЗ в точке К2.

$$I_{К2} = I_{Пт} = I_{П.0} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (0,5 + 0,03)} = 9,47 \text{ кА} \quad (4.14)$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К2:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 9,47 = 24,11 \text{ кА}.$$

4.1.4 Выбор коммутационной аппаратуры в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП

Выбор и проверка выключателей производится по следующим параметрам:

номинальному напряжению:

$$U_{ном} \leq U_{н.в.к.} \quad (4.15)$$

номинальному току:

$$I_{ном} \leq I_{н.в.к.} \quad (4.16)$$

где: $I_{н.в.к.}$ – рабочий ток выключателя в наиболее тяжелом режиме:

$$I_{н.в.к.} = 1,4 \cdot I_{н.н.} \quad (4.17)$$

номинальному току электродинамической стойкости:

симметричному:

$$I_{эд} \leq I_{н.в.к.} \quad (4.18)$$

асимметричному:

$$I_{эд} \leq I_{н.в.к.} \cdot \sqrt{1,8} \quad (4.19)$$

номинальному току отключения:

симметричному:

$$I_{от} \leq I_{н.в.к.} \quad (4.20)$$

асимметричному:

$$I_{от} \leq I_{н.в.к.} \cdot \sqrt{1,8} \quad (4.21)$$

где β – процентное содержание апериодической составляющей в токе короткого замыкания.

номинальному импульсу квадратичного тока (термической стойкости):

$$I_{имп}^2 \cdot t_{имп} \leq I_{н.в.к.}^2 \cdot t_{тер} \quad (4.22)$$

где: $t_{з.мин}$ – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{в}$ – собственное время отключения выключателя по каталогу;

$T_a = 0,05$ с – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

$I_{тер}$ – номинальное значение тока термической стойкости для выбранного выключателя;

$t_{тер}$ – время термической стойкости.

Выбираем выключатели:

Намечаем к установке на подстанции системы и ГПП одготипные выключатели типа ВГТ-110П^{*}/40/2500У1.

ВГ – выключатель элегазовый.

Т – условное обозначение конструктивного исполнения

П^{*} – категория по длине пути по внешней изоляции. Категория загрязнения Б.

110 – номинальное напряжение, кВ

40 – номинальный ток отключения, кА

2500 – номинальный ток, А

У1 – категория размещения и климатическое исполнение.

Привод ППРК-1800С – привод пружинный кулачковый специальный.

Работа статического включения 1800 Дж.

Рабочий ток выключателя в наиболее утяжеленном режиме по формуле (4.17):

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 117,57 \text{ А}$$

Время отключения выключателя:

$$\tau = t_3 + t_B = 0,01 + 0,025 = 0,035 \text{ с}$$

где t_3 – минимальное время срабатывания защиты;

t_B – собственное время срабатывания выключателя.

Значение аperiodической составляющей тока КЗ в момент времени τ :

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п10} |0| K1 \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (4.23)$$

где T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока при КЗ, $T_a = 0,05$ [2].

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 10,04 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,05}} = 7,05 \text{ кА}$$

Нормированное значение аperiodической составляющей тока отключения для данного выключателя:

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,40 \cdot 40 = 22,63 \text{ кА}, \quad (4.24)$$

где β_H - нормированное содержание аperiodической составляющей в токе отключения.

Проверим выключатель на термическую стойкость по условию (4.22):

$$B_K = 10,04^2 \cdot (0,01 + 0,025 + 0,05) \leq 40^2 \cdot 3$$

$$8,57 \leq 4800$$

Сведем расчетные и справочные данные в таблицу 12.

Таблица 12 – Расчетные и справочные данные выключателя

Параметры аппарата	Данные установки	Каталожные данные ВГТ-110П*/40/2500У1
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный ток, А	117,57	2500
Номинальный ток отключения, кА	10,04	40
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	24,42	102
Тепловой импульс, кА ² ·с	8,57	4800

Из таблицы видно, что выключатель подходит для установки.

Выбираем разъединители:

Разъединители выбираются по:

1. номинальному напряжению: $U_c \leq U_H$;
2. номинальному длительному току: $I_{\text{раб.утяж}} \leq I_H$;
3. электродинамической стойкости: $i_{\text{уд.мах}} \leq I_{\text{дин}}$;
4. термической стойкости: $B_K \leq B_{K.\text{дон}}$.

К установке намечаем разъединители типа РДЗ 110/1000Н.УХЛ –
разъединитель на 110 кВ

Р – разъединитель Д

– двухколонковый

З – наличие заземлителей

1000 – номинальный ток, А

Н – повышенной надежности УХЛ

– климатическое исполнение

Сведем расчетные и справочные данные в таблицу 13.

Таблица 13 – Расчетные и справочные данные разъединителя.

Параметры аппарата	Данные установки	Каталожные данные РДЗ 110/1000Н.УХЛ
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Номинальный длительный ток, А	117,57	1000
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	24,42	63
Тепловой импульс, кА ² с	8,57	1875

Выбранные разъединители удовлетворяют условиям.

На вводе ГПП выключатель и разъединитель выбираем аналогичными
тем, которые приведены в таблицах 12, 13.

Трансформаторы тока используем ТФЗМ 110Б-ІУ1;ХЛ1 и дополнительные расчеты на динамическую и термическую стойкость не производим.

Т – трансформатор тока Ф –
с фарфоровой изоляцией

З – с обмотками звеньевого типа М –
модернизированный или маслонаполненный

110 – номинальное напряжение, *кВ*

Б – категория внешней изоляции

І – номер конструктивного варианта

У1;ХЛ1 – климатическое исполнение

От атмосферных и коммутационных перенапряжений устанавливаем ограничители перенапряжений ОПН-110/77-10П-УХЛ1 с $U_{ном}=110$ *кВ*. В нейтрали трансформаторов устанавливаем ограничители перенапряжений ОПН-У-110/56-10П-УХЛ1. Он предназначен для защиты нейтрали трансформаторов от коммутационных перенапряжений при отключенном положении заземляющих ножей в нейтрали трансформатора.

ОПН – ограничитель перенапряжения

110 - номинальное напряжение

77(56) – длительно допустимое напряжение промышленной частоты,
кВ

10 – номинальный разрядный ток, *кА*

П – группа разрядного тока

УХЛ1 – климатическое исполнение В месте присоединения ЛЭП 110
кВ включаем высокочастотный

заградитель ВЗ-100-0,5 У1.

4.1.5 Определим технико-экономические показатели сравниваемых схем внешнего электроснабжения.

Годовые приведенные затраты находятся по выражению:

$$Z = \sum_{i=1}^n \frac{E_i}{(1 + \epsilon)^i} + C_0 \quad (4.25)$$

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

$$E_i = E_{Ai} + E_{Oi} + K_i \cdot E_H + U \quad (2.26)$$

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

E_{Ai} – отчисления на амортизацию [10];

E_{Oi} – расходы на обслуживание [10];

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

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

C_0 – стоимость годовых потерь электроэнергии, вычисляется по формуле:

$$C_0 = (\Delta_T + \Delta_n) \cdot C_0' \quad (2.27)$$

где C_0' – удельная стоимость потерь электроэнергии, определяется по выражению:

$$C_0' = \frac{C_0}{P} \quad (4.28)$$

где: основная ставка тарифа, $= 959,11$ руб/кВт · мес;

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

– поправочный коэффициент, приближенно равный 1,03 для сетей напряжением 110 кВ и выше; K_M – отношение потерь активной мощности предприятия в момент наибольшей активной нагрузки к максимальным потерям активной мощности, $K_M = 1$.

$$C'_0 = 1,03 \cdot \left(\frac{959,1 \cdot 12 \cdot 1}{5113} + 1.3488 \right) = 3,71 \text{ руб.} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

Результаты расчета экономических показателей сводим в таблицу 14.

Таблица 14

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 110/1000Н.УХЛ1	18	179,50	3231	0,193	623,58	-	-
Выключатель ВГТ-110П*/40/2500У1	4	1 200,00	4800	0,193	926,40	-	-
Ограничитель перенапряжения ОПН-110/77-10П-УХЛ1	6	24,90	149	0,193	28,83	-	-
Ограничитель перенапряжения ОПН-У-110/56-10П-УХЛ1	2	27,59	55	0,193	10,65	-	-
Трансформатор ТДН-16000/110	2	14 000,00	28000	0,193	5404,00	518150,27	1921,14
Двухцепная ВЛ 110 кВ	1	3 074,00	3074	0,152	467,25	22629,61	83,90
ЗОН-СЭЩ 110 кВ	2	23,50	47	0,193	9,07	-	-
Всего по варианту			39357		7469,79	540780	2005,04
ГОДОВЫЕ ЗАТРАТЫ 3г, тыс.руб./год	9474,82						

4.2 Расчеты для схемы внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 35 кВ

Расчеты для схемы внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 35 кВ проводим по аналогичным формулам (4.1 – 4.28)

4.2.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП.

Параметры трансформатора ТДНС-16000/35:

$$\Delta P_{XX} = 17 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{K3} = 85 \text{ кВт}$$

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

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

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

$$\Delta P_T = 2 \cdot (17 + 0,48^2 \cdot 85) = 73,02 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \left(\frac{0,7}{100} \cdot 16000 + 0,48^2 \cdot \frac{10}{100} \cdot 16000 \right) = 945,16 \text{ кВт}$$

Потери электроэнергии в трансформаторе определим по формуле (4.3):

$$\Delta A_T = 2 \cdot (17 \cdot 8760 + 0,48^2 \cdot 85 \cdot 5113) = 297,840 \cdot 10^3 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$$

4.2.2 Расчет параметров линии электропередачи от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия на напряжение 35 кВ.

Нагрузка в начале линии определяется по формуле (4.5):

$$S_{P.L} = \sqrt{15040,58^2 + 112,15^2 + 4060,96^2} = 15649,68 \text{ кВА}$$

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

$$I_{P.L} = \frac{15649,68}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 129,08 \text{ А}$$

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

$$I_{\Pi} = 2 \cdot 129.08 = 258.15 \text{ A}$$

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

$$F = \frac{129.08}{1,1} = 117 \text{ мм}^2$$

Выбираем ближайшее стандартное сечение - АС 120/19. Провод имеет длительно допустимый ток $I_{доп} = 390 \text{ A}$ и удельные сопротивления $r_0 = 0,249 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,414 \text{ Ом/км}$ [11].

Проверяем провод по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{доп} = 390 \text{ A} > I_{\Pi} = 258,15 \text{ A}$$

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

$$\Delta A_{\text{л}} = 2 \cdot \left(3 \cdot 129.08^2 \cdot 0,249 \cdot 1 \cdot 5113 \right) \cdot 10^{-3} = 127272,67 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$$

4.2.3 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.

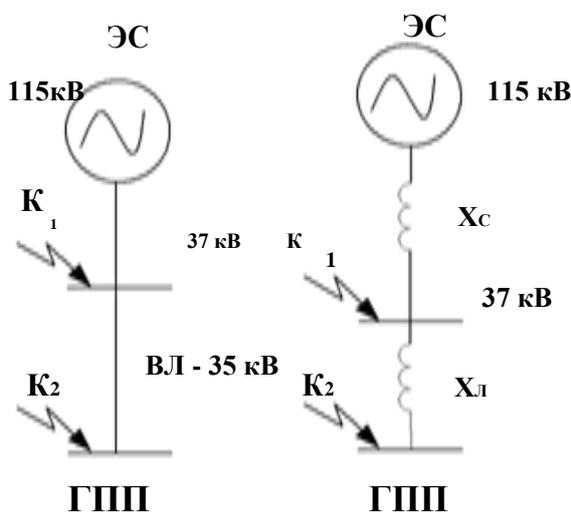


Рисунок 4 – Схема расчета токов короткого замыкания

Определим параметры схемы замещения.

При мощности короткого замыкания $S_C = 650 \text{ МВА}$, а базисная мощность $S_B = 1000 \text{ МВА}$. 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 определяется по формуле (4.10):

$$x_{c^*} = \frac{1000}{650} = 1,54$$

Сопротивление воздушной линии 35 кВ определяется по формуле (4.11):

$$x_{л^*} = \frac{0,408 \cdot 1 \cdot 1000}{37^2} = 0,3$$

Определяем ток короткого замыкания в точке К1.

Ток короткого замыкания в точке К1 (периодическая слагающая $I_{пт}$ принимается неизменной в течение всего процесса замыкания) определяется по формуле (4.12):

$$I_{К1} = I_{пт} = I_{п.0} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 1,54} = 10,13 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К1 определяется по формуле (4.13):

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 10,13 = 24,64 \text{ кА}$$

Рассчитаем ток КЗ в точке К2 по формуле (4.14).

$$I_{К2} = I_{пт} = I_{п.0} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot (1,54 + 0,3)} = 8,48 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К2 определяется по формуле (4.13):

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 8,48 = 21,59 \text{ кА}.$$

Таблица 15 – Расчетные и справочные данные выключателя.

Параметры аппарата	Данные установки	Каталожные данные ВГБЭ-35
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Номинальный ток, А	369,5	630
Номинальный ток отключения, кА	10,13	12,5
Тепловой импульс, $\text{kA}^2 \cdot \text{c}$	10,26	468,75

Из таблицы видно, что выключатель подходит для установки.

Выбираем разъединители:

К установке намечаем разъединители типа РДЗ.1-35/1000УХЛ1 –
разъединитель на 35 кВ

Р – разъединитель Д

– двухколонковый

З – наличие заземлителей

1000 – номинальный ток, А

УХЛ – климатическое исполнение Сведем расчетные
и справочные данные в таблицу 16.

Таблица 16 – Расчетные и справочные данные разъединителя.

Параметры аппарата	Данные установки	Каталожные данные РДЗ.1-35/1000УХЛ1
Номинальное напряжение, кВ	35	35
Номинальный длительный ток, А	369,5	1000
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	25,64	63
Тепловой импульс, кА ² с	10,26	1875

Выбранные разъединители удовлетворяют условиям.

На вводе ГПП выключатель и разъединитель выбираем аналогичными тем, которые приведены в таблицах 15, 16.

Трансформаторы тока используем ТВ35-II-300/5-УХЛ1 и дополнительные расчеты на динамическую и термическую стойкость не производим.

ТВ – трансформатор встроенный

35 – номинальное напряжение, кВ

II – номер конструктивного варианта

300 – номинальный первичный ток, А

5 – номинальный вторичный ток, А

УХЛ1 – климатическое исполнение От атмосферных и коммутационных перенапряжений устанавливаем

ограничители перенапряжений ОПН-35/40,5-10I УХЛ1 с $U_{ном}=35$ кВ. В нейтрали трансформаторов устанавливаем ограничители перенапряжений ОПН-У-35/38,5 УХЛ1. Он предназначен для защиты нейтрали

трансформаторов от коммутационных перенапряжений при отключенном положении заземляющих ножей в нейтрали трансформатора.

ОПН – ограничитель перенапряжения

35 - номинальное напряжение

40,5 (38,5) – длительно допустимое напряжение промышленной частоты, *кВ*

10 – номинальный разрядный ток, *кА*

I – группа разрядного тока

УХЛ1 – климатическое исполнение.

В месте присоединения ЛЭП 35 *кВ* включаем высокочастотный заградитель ВЗ-100-0,5 У1.

4.2.5 Определим технико-экономические показатели сравниваемых схем

внешнего электроснабжения.

Удельная стоимость потерь электроэнергии, определяется по формуле (4.28):

$$C'_{\text{э}} = 1,08 \left(\frac{1208,56 \cdot 12 \cdot 1}{5113} + 1,3396 \right) = 4,51 \text{ руб.} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

где α основная ставка тарифа, $\alpha = 1208,56 \text{ руб.} / \text{кВт} \cdot \text{мес}$;

β – стоимость одного *кВт·ч* электроэнергии, $\beta = 1,3396 \text{ руб.} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$;

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, $K_M = 1$.

Результаты расчета экономических показателей сводим в таблицу 17.

Таблица 17

Наименование оборудования	Кол-во, шт (км)	Стоимость единицы, тыс.руб.	Капитало вложения К, тыс.руб.	Отчисления Е, о.е	Затраты Е·К, тыс.руб./год	Потери эл/энергии ΔА, кВт·ч/год	Стоимость потерь эл/энергии и Сэ, тыс.руб./год
Разъединитель РДЗ.1-35/1000УХЛ1	18	149,50	2691	0,193	519,36	-	-
Выключатель ВГБЭ-35	4	899,30	3597	0,193	694,26	-	-
Ограничитель перенапряжения ОПН-35/40,5-10I УХЛ1	6	10,50	63	0,193	12,16	-	-
Трансформатор ТДНС-16000/35	2	11 980,00	23960	0,193	4624,28	297840,00	1343,26
Двухцепная ВЛ 35 кВ	1	4 556,80	4556,8	0,152	692,63	127272,67	574,00
Всего по варианту			34868		6542,70	425113	1917,26
ГОДОВЫЕ ЗАТРАТЫ Зг, тыс.руб./год	8459,96						

Результаты сравнения вариантов сведем в таблицу 18.

Таблица 18

Варианты	Капитало- вложения К, тыс.руб.	Затраты Е·К, тыс.руб.	Потери эл/энергии ΔА, кВт·ч	Стоимость потерь эл/энергии Сэ, тыс.руб.	Приведенные затраты Зг, тыс.руб.
Вариант 1 (110 кВ)	39357	7469,79	540780	2005,04	9474,82
Вариант 2 (35 кВ)	34868	6542,70	425113	1917,26	8459,96

Сравним полученные результаты:

$$\frac{3_{110} - 3_{35}}{3_{35}} \cdot 100\% = \frac{9474.82 - 8459.96}{8459.96} \cdot 100 = 12\%$$

Так как разница в потерях не превышает 15 %, то согласно ПУЭ принимаем вариант напряжением 110 кВ.

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.

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 однотрансформаторной 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 суммирования расчетных нагрузок соответствующих трансформаторов,

питающихся по данному участку магистральной линии:

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

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:

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

где $K_{\text{л}}$ - поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [10, табл.1.3.26], в нашем случае $K_{\text{л}} = 0,81$ при шести кабелях в траншее, $K_{\text{л}} = 1$ – в воздухе;

$K_{\text{т}}$ - поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [2, табл.1.3.3], при прокладке кабелей в земле и нормированной температуре алюминиевых жил с бумажной изоляцией 60°C [10, табл. 2.72] и температуре почвы 15°C $K_{\text{т}} = 1,2$.

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 [10, 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, [12];

l – длина кабельной линии, км.

Результаты расчетов по формулам (5.1) - (5.7) сведены в таблицу 19.

Таблица 19 – Выбор сечения кабельных линий

N п/п	Конечные пункты КЛ	P _p , кВт	Q _p , квар	S _{p,к} , кВА	I _{p,к} , А	F _э , мм ²	F _{норм.} , мм ²	Тип кабеля	Кол- во	Способ прокладки	Нагрузка на кабель	
											норм.	п/авар.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<i>Для потребителей 0,4 кВ</i>												
1	ТП1 - НРП1	69,23	49,25	84,96	122,62	102,2	120	ААШВУ	2	в траншее	122,6	245,2
2	ТП1 - НРП2	27,38	38,32	47,10	67,98	56,6	70	ААШВУ	2	в траншее	68,0	136,0
3	ТП2 - НРП3	66,73	68,08	95,33	137,60	114,7	120	ААШВУ	2	в траншее	137,6	275,2
4	ТП2 - НРП4	24,07	19,13	30,75	44,38	37,0	50	ААШВУ	2	в траншее	44,4	88,8
5	ТП3 - НРП5	84,40	91,84	124,73	180,03	150,0	150	ААШВУ	2	в траншее	180,0	360,1
6	ТП4 - НРП6	45,46	51,67	68,82	99,34	82,8	95	ААШВУ	4	в траншее	99,3	198,7
<i>Для потребителей 10 кВ</i>												
8	ЗРУ - ТП1	50,27	44,33	67,02	3,87	3,2	25	ААШВУ	2	в траншее и в лотках	3,9	7,7
9	ЗРУ - ТП2	417,62	332,02	533,52	30,80	25,7	35	ААШВУ	2	в траншее и в лотках	30,8	61,6
10	ЗРУ - ТП3	231,27	203,96	308,36	17,80	14,8	25	ААШВУ	2	в траншее	17,8	35,6
11	ЗРУ - ТП4	212,93	282,72	353,93	20,43	17,0	25	ААШВУ	2	в траншее и в лотках	20,4	40,9
12	ЗРУ - ТП5	2406,46	1061,15	2630,03	151,85	126,5	185	ААШВУ	2	в траншее и в лотках	151,8	303,7
13	ТП-5 - ТП-6	1203,23	1061,15	1604,31	92,62	77,2	185	ААШВУ	2	в траншее и в лотках	92,6	185,2
14	ЗРУ - ТП7	1489,46	656,79	1627,84	93,98	78,3	50	ААШВУ	2	в траншее и в лотках	94,0	188,0
15	ТП-7 - ТП-8	744,73	656,79	992,97	57,33	47,8	50	ААШВУ	2	в траншее и в лотках	57,3	114,7
17	ЗРУ - СД1	630,00	-312,35	703,18	40,60	33,8	35	ААШВУ	1	в траншее	40,6	0

18	ЗРУ - СД2	630,00	-312,35	703,18	40,60	33,8	35	ААШВУ	1	в траншее	40,6	0
19	ЗРУ - СД3	630,00	-312,35	703,18	40,60	33,8	35	ААШВУ	1	в траншее	40,6	0
20	ЗРУ - СД4	630,00	-312,35	703,18	40,60	33,8	35	ААШВУ	1	в траншее	40,6	0
42	ЗРУ - ИП1	1000,00	525,00	1129,44	65,21	54,3	50	ААШВУ	1	в траншее	65,2	0
43	ЗРУ - ИП2	1000,00	525,00	1129,44	65,21	54,3	50	ААШВУ	1	в траншее	65,2	0
44	ЗРУ - ИП3	1000,00	525,00	1129,44	65,21	54,3	50	ААШВУ	1	в траншее	65,2	0
45	ЗРУ - ИП4	1000,00	525,00	1129,44	65,21	54,3	50	ААШВУ	1	в траншее	65,2	0

Л _{доп} , А	К _п , о.е.	К _т , о.е.	Г _{доп} , А	К _{АВ} , о.е.	Г _{АВ} , А	l, км	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	ΔU, %
14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
300	0,92	1,01	278,8	1,25	348,45	0,138	0,245	0,076	0,890
220	0,92	1,01	204,4	1,25	255,53	0,035	0,42	0,08	0,159
300	0,92	1,01	278,8	1,25	348,45	0,043	0,245	0,076	0,286
180	0,92	1,01	167,3	1,25	209,07	0,008	0,589	0,083	0,037
335	0,92	1,01	311,3	1,25	389,10	0,245	0,196	0,074	1,787
260	0,84	1,01	220,6	1,25	275,73	0,170	0,31	0,078	0,481
100	1	1,01	101,0	1,25	126,25	0,440	1,17	0,099	0,014
125	1	1,01	126,3	1,25	157,81	1,003	0,84	0,095	0,192
100	0,84	1,01	84,8	1,25	106,05	0,338	1,17	0,099	0,049
100	1	1,01	101,0	1,25	126,25	0,515	1,17	0,099	0,071
340	1	1,01	343,4	1,25	429,25	0,418	0,159	0,077	0,097
340	0,92	1,01	315,9	1,25	394,91	0,213	0,159	0,077	0,029
155	0,81	1,01	126,8	1,25	158,51	0,550	0,589	0,09	0,258
155	0,81	1,01	126,8	1,25	158,51	0,163	0,589	0,09	0,040
125	0,87	1,01	109,8	1,25	137,30	0,548	0,84	0,095	0,273
125	0,84	1,01	106,1	1,25	132,56	0,568	0,84	0,095	0,283
125	0,87	1,01	109,8	1,25	137,30	0,583	0,84	0,095	0,291
125	0,84	1,01	106,1	1,25	132,56	0,625	0,84	0,095	0,312
155	0,81	1,01	126,8	1,25	158,51	0,843	0,589	0,09	0,536
155	0,81	1,01	126,8	1,25	158,51	0,748	0,589	0,09	0,476
155	0,81	1,01	126,8	1,25	158,51	0,628	0,589	0,09	0,399
155	0,81	1,01	126,8	1,25	158,51	1,048	0,589	0,09	0,666

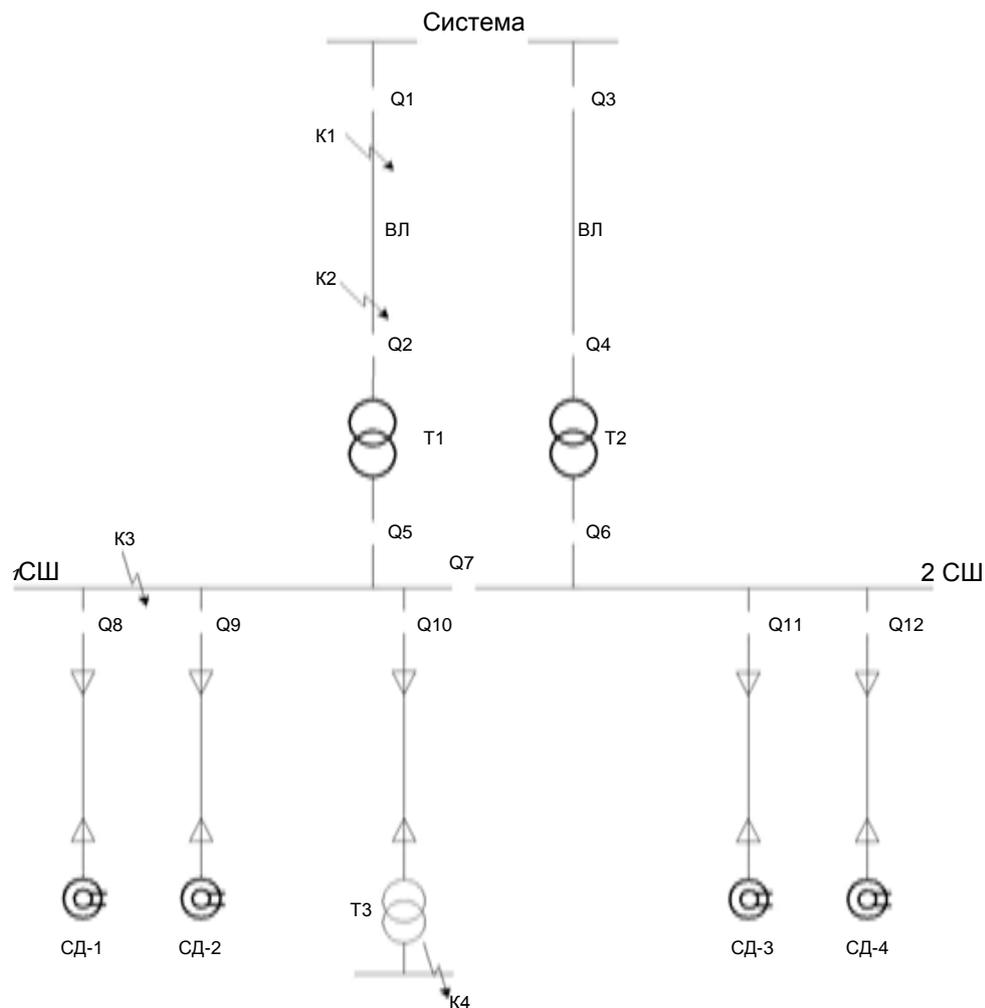


Рисунок 5 – Расчетная электрическая схема СЭС предприятия для расчета токов КЗ

При выборе расчетной схемы для определения токов короткого замыкания рассчитывается режим, при котором воздействие токов короткого замыкания на систему электроснабжения является наиболее тяжелым. Это режим, когда один из трансформаторов главной понизительной подстанции отключен для проведения профилактических мероприятий или аварийного ремонта и включен секционный выключатель в распределительном устройстве 10 кВ ГПП, то есть все электроприемники питаются от одного трансформатора. В этом случае все синхронные двигатели будут влиять на величину тока КЗ.

При определении токов КЗ в точках К1 и К2 подпитку от синхронных двигателей можно не учитывать. В подпитке точки К3 участвуют все синхронные двигатели, подключенные к двум секциям. При определении тока КЗ в точке К4 в качестве источника рассматривается только энергосистема, а подпитка от электродвигателей напряжением 10 кВ не учитывается.

Для расчета токов КЗ по схеме электроснабжения предприятия (рисунок 5) составляется схема замещения (рисунок 6).

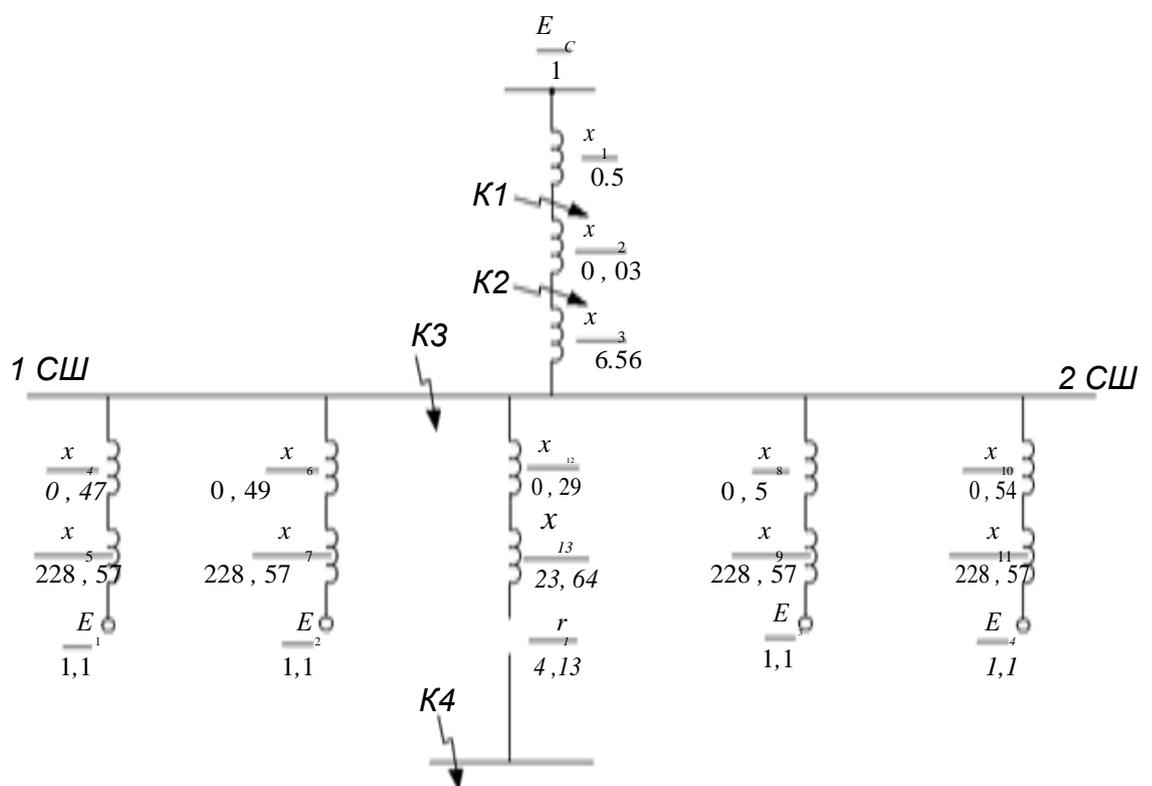


Рисунок 6 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Найдем параметры схемы замещения в относительных единицах при $S_B = 1000 \text{ МВА}$ и принимая за базисное напряжение той ступени, на которой произошло короткое замыкание.

Сопротивление системы:

$$x_1 = x_C = \frac{S_B}{S_{КЗ.С}} = \frac{1000}{2000} = 0.5, \quad (6.2)$$

где $S_{кз.с}$ – мощность короткого замыкания системы, MBA .

Сопротивление ВЛ:

$$x_2 = x_{л0} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{CP1}^2} = 0,444 \cdot 1 \cdot \frac{1000}{37^2} = 0.03 \quad (6.3)$$

где $U_{CP1} = 37 \text{ кВ}$ – среднее напряжение воздушной линии 35 кВ .

Сопротивление трансформатора ГПП:

$$x_3 = x_T = \frac{U_{кз} \cdot S_B}{100 S_{HT}} = \frac{10.5 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 6.56 \quad (6.4)$$

Сопротивления кабельных линий для двигателей мощностью 630 кВт :

$$x_4 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{CP2}^2} = 0,095 \cdot 0,548 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0.47 \quad (6.5)$$

$$x_6 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{CP2}^2} = 0,095 \cdot 0,568 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,49 \quad (6.6)$$

$$x_8 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{CP2}^2} = 0,095 \cdot 0,583 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0.5 \quad (6.7)$$

$$x_{10} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{CP2}^2} = 0,095 \cdot 0,625 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0.54 \quad (6.8)$$

Сопротивления синхронных двигателей:

$$x_5 = x_7 = x_9 = x_{11} = x_{сд} = X''_d \cdot \frac{S_B}{S_H} = X''_d \cdot \frac{S_B \cdot \cos \varphi \cdot \eta}{P_H} = 0,2 \cdot \frac{1000 \cdot 0,8 \cdot 0,9}{0,630} = 228,57 \quad (6.9)$$

Точку К4 полагаем расположенной на шинах $0,4 \text{ кВ}$ цеховой ТП с трансформаторами наибольшей мощности и наименее удаленной от ГПП (ТП-5).

Сопротивление кабельной линии от ГПП до ТП-5:

$$x_{12} = x_{КЛ} = x_0 \cdot I \cdot \frac{S_B}{U_{CP2}^2} = 0,418 \cdot 0,077 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,29 \quad (6.10)$$

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

Полное сопротивление трансформатора цеховой ТП:

$$z_{13} = z_{T3} = \frac{U_{КЗ}}{I} \cdot \frac{S_B}{S_{HT}} = \frac{4,8}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{2000} = 24 \quad (6.11)$$

Активное сопротивление трансформатора:

$$r_1 = r_{T3} = \Delta P_{КЗ} \cdot \frac{S_B}{S_{HT}^2} = 16,5 \cdot 10^3 \cdot \frac{1000}{2000^2} = 4,13 \quad (6.12)$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$x_{13} = x_{T3} = \sqrt{z_{13}^2 - r_1^2} = \sqrt{24^2 - 4,13^2} = 23,64 \quad (6.13)$$

Согласно [2] для распределительных устройств цеховых ТП переходное сопротивление контактов можно принять $r_k = 0,015 \text{ Ом}$. Это сопротивление в относительных единицах

Перейдем к расчету токов короткого замыкания.

Токи КЗ в точках К1 и К2 были определены при технико-экономическом обосновании величины напряжения внешнего электроснабжения предприятия (раздел 4.2).

Для расчета тока короткого замыкания в точке К3 приведем схему замещения (рисунок 6) к виду рисунка 7.

$$I_{3,\#0} = \frac{E}{x_{16}^{3,4*}} \cdot I_B = \frac{1,1}{114,55} \cdot 55 = 0,53 \text{ кА} \quad (6.20)$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке К3:

$$I_{K30} = I_C + I_{1,20} + I_{3,\#0} = 7,75 + 0,53 + 0,53 = 8,81 \text{ кА} \quad (6.21)$$

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

$$I_{K3} = I_{п.0} = I_{п.t} = 8,81 \text{ кА} \quad (6.22)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot K_U \cdot I_{K3} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 8,81 = 22,42 \text{ кА} \quad (6.23)$$

здесь $K_U = 1,8$ согласно [2].

Мощность короткого замыкания

$$S_{K33} = \sqrt{3} \cdot U_B \cdot I_{п.0} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 8,81 = 160,2 \text{ МВА} \quad (6.24)$$

Определим ток короткого замыкания в точке К4.

Суммарное индуктивное сопротивление:

$$X_{\Sigma} = X_{14} + X_{12} + X_{13} = 9,34 + 0,29 + 23,64 = 31,03 \quad (6.25)$$

$$Z_{14} = \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_1^2} = \sqrt{31,03^2 + 4,13^2} = 31,3 \quad (6.26)$$

Мощность короткого замыкания в точке К4:

$$S_{K34} = \frac{S_B}{Z_{14}} = \frac{1000}{31,3} = 31,95 \text{ МВА} \quad (6.27)$$

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

$$I_{K4} = I_{П.0} = I_{П} = \frac{S_{K34}}{\sqrt{3} \cdot U_B} = \frac{31,95}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 46,11 \text{ кА} \quad (6.28)$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot K_V \cdot I_{K4} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 46,11 = 104,34 \text{ кА} \quad (6.29)$$

где ударный коэффициент K_V принят 1,6 согласно [2].

Результаты расчетов по всем точкам КЗ представлены в таблице 20:

Таблица 20 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	Напряжение $U_{ср}$ расчетной точки, кВ	Токи, кА		Мощность КЗ ступени, МВА
		$I_{П.0}$	$i_{уд}$	
К1	37	10,04	24,42	2000
К2	37	9,47	24,11	606,89
К3	10,5	8,81	22,42	160,20
К4	0,4	46,11	104,34	31,95

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 12), степень селективности примем равной 0,5 с.

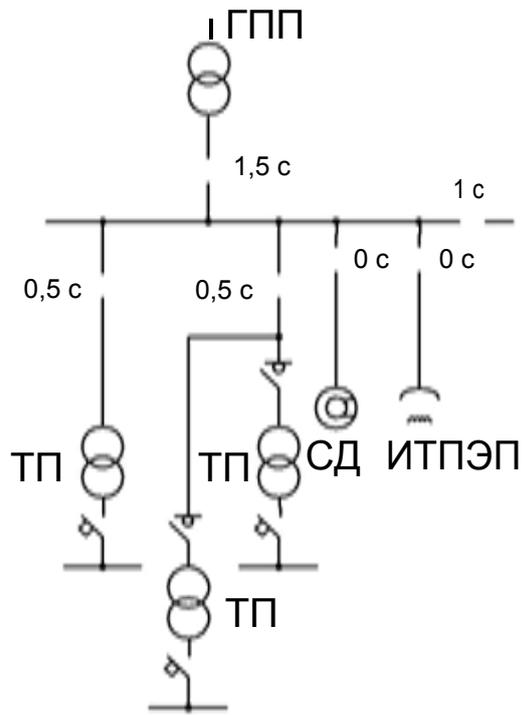


Рисунок 8 – Диаграмма селективности действия максимальной токовой защиты

7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

7.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП и РП

РУ НН ГПП и РП выполняется комплектным из шкафов серии КУ-104М для внутренней установки. Шкаф КУ-104М комплектуется элегазовыми выключателями типа VF-12, встроенными разъединителями втычного типа, сборными шинами и трансформаторами тока типа ТЛК-10.

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные ячеек КРУ представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Выбор ячеек КРУ ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные КУ- 10М
$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$	$U_{УСТ}=10$ кВ	$U_{НОМ}=12$ кВ
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ ГПП}=1232$ А	$I_{НОМ}=1250$ А
$i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$i_{УД}=22,42$ кА	$i_{ДИН}=40$ кА
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$	$B_K=121,98$ $кА^2 \cdot с$	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 100^2 \cdot 3 = 30000$ $кА^2 \cdot с$

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

$$I_{УТЯЖ ГПП} = \frac{1,4 \cdot S_{ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1232 \text{ А} \quad (7.1)$$

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле (4.22):

$$B_K = 8,8 I^2 \cdot (1,56 + 0,012) = 121,98 \text{ кА}^2 \cdot с,$$

где $T_A=0,012$ с согласно

[1]; $t_{отк}=1,5+0,06=1,56$ с,

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

$t_{ов}$ – собственное время отключения выключателя типа VF-12, с.

7.2 Выбор выключателей КРУ

В ячейках КРУ типа КУ-104М устанавливаются элегазовые выключатели типа VF-12 с собственным временем отключения $t_{CB}=0,06$ с и полным временем отключения $t_{OB}=0,08$ с.

Амплитудное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя τ , определяется по формуле (4.23):

$$i_{A,\tau} = \sqrt{2} \cdot 8.81 \cdot e^{\frac{-0.07}{0.012}} = 0,04 \text{ кА}$$

где $\tau = t_{P3MIN} + t_{CB} = 0,01 + 0,06 = 0,07$ с.

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ по формуле (4.25):

$$i_{A,НОМ} = \frac{\sqrt{2} \cdot 20 \cdot 16}{100} = 4,53 \text{ кА}$$

Таблица 22 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные VF-12.12.16
$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$	$U_{УСТ} = 10$ кВ	$U_{НОМ} = 10$ кВ
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ} = 1232$ А	$I_{НОМ} = 1250$ А
$I_{НОМ.ОТКЛ.} \geq I_{П,\tau}$	$I_{П,\tau} = 8,81$ кА	$I_{НОМ.ОТКЛ.} = 16$ кА
$i_{A,НОМ} \geq i_{A,\tau}$	$i_{A,\tau} = 0,04$ кА	$i_{A,НОМ} = 4,53$ кА
$I_{ДИН} \geq I_{П,0}$ $i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$I_{П,0} = 8,81$ кА $i_{УД} = 22,42$ кА	$I_{ДИН} = 16$ кА $i_{ДИН} = 40$ кА
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$	$B_K = 121,98$ кА ² ·с	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 16^2 \cdot 3 = 768$ кА ² ·с

Остальные выключатели напряжением 10 кВ выбираются аналогично, результаты выбора представлены в таблице 24.

Таблица 23 – Выбор выключателей и трансформаторов тока схемы
внутреннего электроснабжения

Кабельные линии (начало - конец)	Uно м,кВ	Iр, А	Iутя ж, А	Iпо, кА	Iуд, кА	Тип выключате ля	Тип ТТ
ГПП-ТП1	10	3,9	7,7	8,81	22,42	VF12.08.31	ТЛК-10-50- 0,5/10P
ГПП-ТП2	10	30,8	61,6	8,81	22,42	VF12.08.31	ТЛК-10-100- 0,5/10P
ГПП-ТП3	10	17,8	35,6	8,81	22,42	VF12.08.31	ТЛК-10-50- 0,5/10P
ГПП-ТП4	10	20,4	40,9	8,81	22,42	VF12.08.31	ТЛК-10-50- 0,5/10P
ГПП-ТП5	10	151,8	303,7	8,81	22,42	VF12.08.31	ТЛК-10-400- 0,5/10P
ГПП-ТП7	10	94,0	188,0	8,81	22,42	VF12.08.31	ТЛК-10-200- 0,5/10P
ГПП-ИП 1000	10	65,2	-	8,81	22,42	VF12.08.31	ТЛК-10-100- 0,5/10P
ГПП-СД 630	10	40,6	-	8,81	22,42	VF12.08.31	ТЛК-10-50- 0,5/10P

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 25.

Для проверки выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке составляем схему включения трансформаторов тока и измерительных приборов (рисунок 9).

Таблица 24 – Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ ГПП

Условия выбора	Расчётные параметры сети	Каталожные данные ТЛК-10-1250-У3-0,5/10Р
$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$	$U_{УСТ}=10$ кВ	$U_{НОМ}=10$ кВ
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ ГПП}=1232$ А	$I_{НОМ}=1250$ А
$i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$i_{УД}=22,42$ кА	$i_{ДИН}=81$ кА
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$	$B_K=121,98$ кА ² ·с	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977$ кА ² ·с

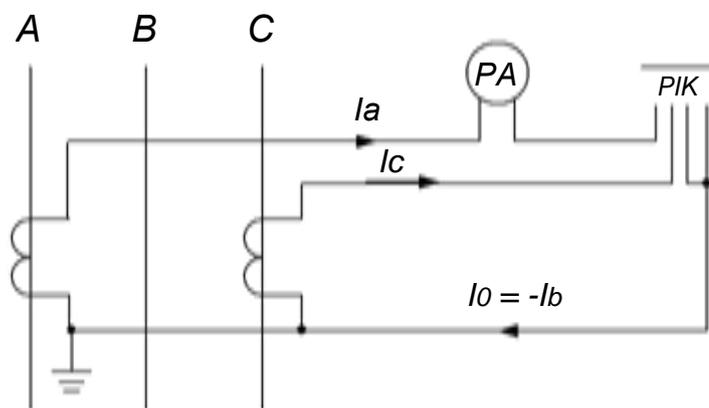


Рисунок 9 – Схема включения трансформаторов тока и приборов

Определяем нагрузку по фазам, пользуясь схемой включения (рисунок 9) и каталожными данными приборов, для выбора наиболее загруженного трансформатора тока.

Таблица 25 – 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 26 видно, что наиболее загруженной является фаза А, мощность приборов в этой фазе $S_{ПРИБ}=5,5 \text{ ВА}$.

Сопротивление приборов:

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

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

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

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

Допустимое сопротивление проводов:

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

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

Для подстанции с высшим напряжением 35 кВ в качестве соединительных принимаем алюминиевые провода, удельное сопротивление

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 $l=5 \text{ м}$. Так как трансформаторы тока включены по схеме неполной звезды (см. рисунок 9),

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

Сечение соединительных проводов:

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

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

В качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм^2 по условию механической прочности.

7.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим условиям:

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

Принимаем к установке два однофазных трансформатора напряжения типа ЗНОЛ.06-10УЗ. Схема включения трансформаторов напряжения – «звезда с землей – звезда с землей – разомкнутый треугольник» (рисунок 10).

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

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

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

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

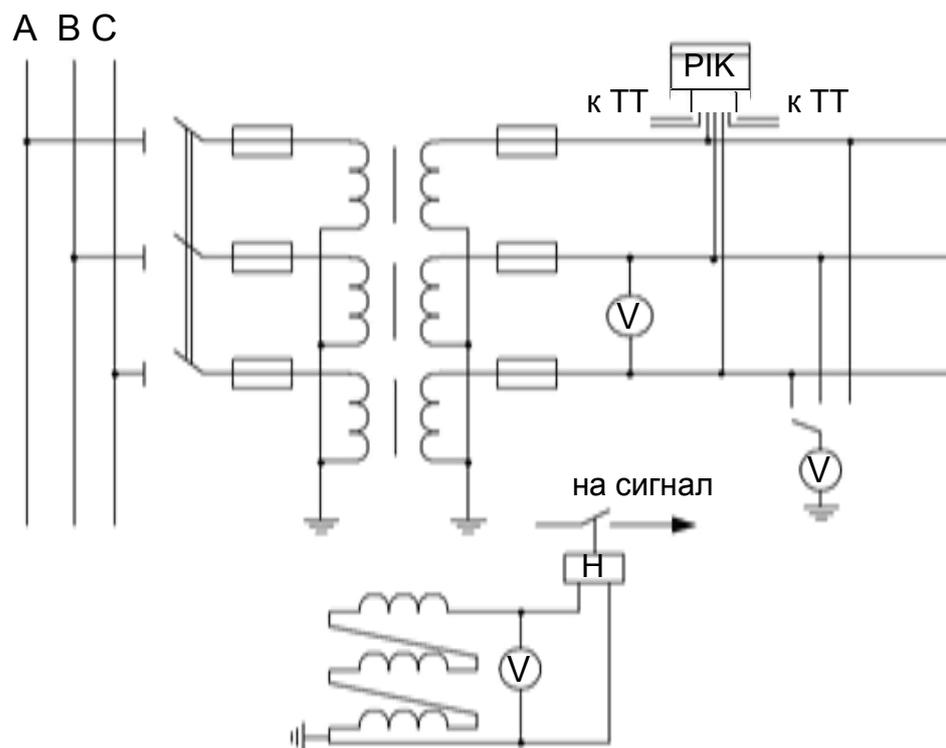


Рисунок 10 – Схема включения трансформаторов напряжения и приборов

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор	Тип	Число приборов	Число обмоток	S одной обмотки, ВА	$\varphi \cos$	$\varphi \sin$	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)	1	2	5,0	0,38	0,925	3,8	9,25
Счетчик энергии	Линии 10 кВ	СЭТ-4р-01Т-21 (П)	8	2	5,0	0,38	0,925	30,4	74,00
Итого:								38,2	83,25

Мощность, потребляемая приборами:

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

$$S_{НАГР} = \sqrt{38,2^2 + 83,25^2} = 91,6 \text{ ВА}$$

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.06-10У3 в классе точности 0,5 $S_{2НОМ}=75 \text{ ВА}$. Номинальная мощность двух трансформаторов напряжения, соединенных в звезду, $S_{2НОМ}=2 \cdot 75=150 \text{ ВА}$.

Таким образом, $S_{НАГР} < S_{2НОМ}$, 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 мм^2 по условию механической прочности.

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПКН001-10У3 [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 28.

Таблица 27 – Проверка кабелей на термическую стойкость

Начало и конец кабельной линии	Ik, кА	t_{P3} , с	t_{OV} , с	T_A , с	B_k , кА ² ·с	C	F_{TC} , мм ²
ГПП-ТП	8,81	0,7	0,08	0,12	69,84	100	95,00
ТП-ТП	8,81	0,7	0,08	0,12	69,84	100	95,00
ГПП-ИП	8,81	0,01	0,08	0,12	16,30	100	50,00
ГПП-СД	8,81	0,01	0,08	0,12	16,30	100	50,00

t_{P3} – время срабатывания релейной защиты, с;

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

T_A – время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с;

C – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля, $\frac{A \cdot c}{мм^2}^{1/2}$, [1, табл.2.72];

B_k – тепловой импульс тока КЗ Термически стойкое сечение для кабельных линий ГПП-ТП определим по выражению:

$$F_{TC} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \quad (7.7)$$

$$F_{TC} = \frac{\sqrt{69.84 \cdot 10^6}}{100} = 95 \text{ мм}^2$$

Проверка остальных кабельных линий производится аналогичным образом и корректируется, результаты сведены в таблицу 29.

Таблица 28 - 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-ТП1	25	95	2хААШВУ 3х95
ГПП-ТП2	35	95	2хААШВУ 3х95
ГПП-ТП3	25	95	2хААШВУ 3х95
ГПП-ТП4	25	95	2хААШВУ 3х95
ГПП-ТП5	185	95	2хААШВУ 3х185
ТП5 - ТП6	185	95	2хААШВУ 3х185
ГПП-ТП7	50	95	2хААШВУ 3х95
ТП7 - ТП8	50	95	2хААШВУ 3х95
ГПП-ИП 1000	50	50	ААШВУ 3х50
ГПП-СД 630	35	50	ААШВУ 3х50

7.6 Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП

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

$$S_{ТСН} = \frac{0,5}{100} \cdot S_{ГПП} = 0,005 \cdot S_{ТР} = 0,005 \cdot 16000 = 80 \text{ кВА} \quad (7.8)$$

Выбираем трансформатор типа ТМ-63/10.

$$I_{НОМ} = \frac{S_{HT}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (7.9)$$

$$I_{НОМ} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3.64 \text{ А}$$

Трансформатор подключается к обмотке НН силовых трансформаторов ГПП через предохранители типа ПКТ101-10-4-31,5 УЗ.

7.7 Выбор коммутационного оборудования НРП

В качестве цеховых ТП принимаем комплектные трансформаторные подстанции типов КТП-250/10/0,4-84У1, КТП-500/10/0,4-84У1, КТП-800/10/0,4-84У1, КТП-1250/10/0,4-84У1, КТП-2000/10/0,4-84У1. 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.

8 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

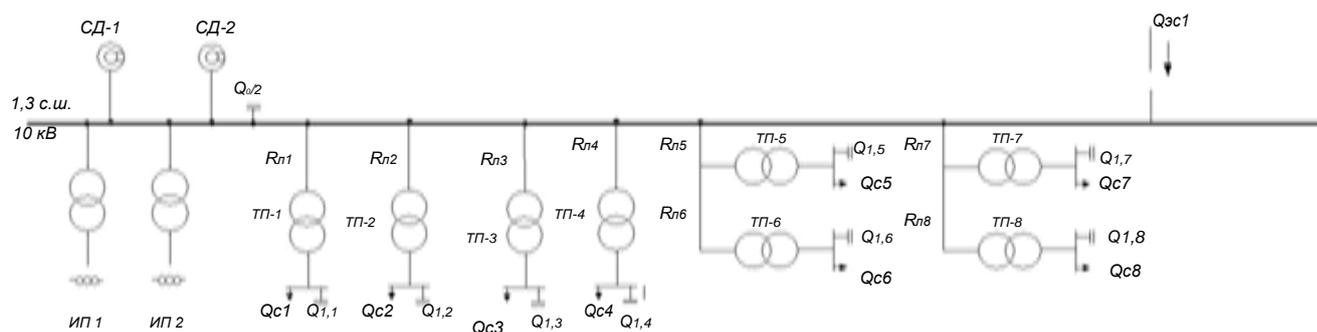


Рисунок 11 – Схема для расчета компенсации реактивной мощности. Оптимальный выбор средств компенсации реактивной мощности является составной частью построения рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия. Расчет проводим для одной секции сборных шин 10 кВ ГПП.

Таблица 29 - Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	Ст.нi, кВА	Q1i кВар	ΔQ_{Ti} кВар	Rтрi Ом	Rлi Ом
ТП1	250	95,2	11,26	0,592	0,51
ТП2	800	234,8	29,25	0,119	0,84
ТП3	500	151,2	24,20	0,236	0,39
ТП4	500	173,7	24,20	0,236	0,60
ТП5	2000	1431,4	134,08	0,041	0,07
ТП6	2000	1431,4	134,08	0,041	0,03
ТП7	1250	918,7	88,80	0,069	0,32
ТП8	1250	918,7	88,80	0,069	0,10
ИТОГО		5355,0	534,7		

В таблице обозначено:

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

Q_{Li} 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:

$$R_{Tpi} = \frac{\Delta P_{K3} \cdot U^2}{S_{HTi}^2} \quad (8.1)$$

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 630 кВт:

Таблица 30 - Номинальные данные синхронных двигателей

Обозначение в схеме	Тип двигателя	Uном, кВ	Pсд,и, кВт	Qсд,и, квар	Ni, шт	Д1,и, кВт	Д2,и, кВт
СД 630	СТД	10	630	-320	4	2,07	3,44

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

Располагаемая реактивная мощность синхронного двигателя 630 кВт:

$$Q_{сд. Mi} = 0,45 \cdot 4 \cdot \sqrt{630^2 + 320^2} = 576 \text{ кВар}$$

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности:

$$C_0 = (\cdot m + \cdot) = 1,3 \cdot (11509,2 \cdot 1 + 1,3488 \cdot 5113) =$$

18958,03 руб/кВт·год

(8.3)

Наметим все возможные места установки дополнительных компенсирующих устройств – батарей конденсаторов: низковольтные СШ цеховых ТП (Q_{Ci}); СШ РУ напряжением 10 кВ ГПП (Q_0). Кроме того,

реактивная мощность может быть получена из энергосистемы ($Q_{ЭС}$).

Затраты на генерацию реактивной мощности:

- для низковольтных БК (0,4 кВ):

$$\begin{aligned} Z_{1Г.КН} &= E \cdot K_{БКН} + C_0 \cdot \Delta p_{БКН} = 0,223 \cdot (12000 \cdot 1,9 \cdot 75 \cdot 1,18) + 18958,03 \cdot 4 = \\ &= 525801,53 \text{руб} / \text{Мвар} \end{aligned} \quad (8.4)$$

где E – нормативные отчисления от стоимости;

$K_{БКН}$ – удельная стоимость батарей конденсаторов, руб/Мвар;

$\Delta p_{БКН}$ – удельные потери в конденсаторах, кВт/Мвар,

- для высоковольтных БК (10 кВ):

$$\begin{aligned} Z_{1Г.КВ} &= Z_{10} = E \cdot K_{БКВ} + C_0 \cdot \Delta p_{БКВ} = 0,223 \cdot (6000 \cdot 1,9 \cdot 75 \cdot 1,18) + 18958,03 = \\ &= 262900,77 \text{руб} / \text{Мвар} \end{aligned} \quad (8.5)$$

- для синхронных двигателей:

$$Z_{1Г.СДi} = C_0 \cdot \frac{D1}{Q_{СДномi}} \text{руб} / \text{Мвар} ; Z_{2Г.СДi} = C_0 \cdot \frac{D2}{Q_{СДномi}^2 \cdot N} \text{руб} / \text{Мвар}^2 \quad (8.6)$$

Если синхронный двигатель имеет загрузку по активной мощности, то он может дополнительно генерировать мощность в сеть сверх номинальной, такую мощность называют располагаемой $Q_{СДМi}$. Пусть все СД имеют загрузку по активной мощности 1, тогда

$$Q_{СДМi} = Q_{СДномi} .$$

Определение эквивалентных активных сопротивлений ответвлений с ТП.

Для расчета оптимальной реактивной мощности, генерируемой низковольтными БК, необходимо знать эквивалентные сопротивления соответствующих ТП.



Рисунок 12 - Схема замещения радиальной линии ТП, питающиеся по магистральным линиям:

Введем обозначения:

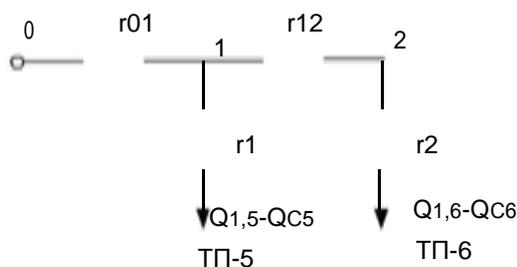


Рис. 13 - Схема замещения магистральной линии

$$r_{01} = R_{л5} \quad r_{12} = R_{л6}$$

$$r_1 = R_{тр5} \quad r_2 = R_{тр6}$$

Эквивалентная проводимость точки 1 схемы

$$\frac{1}{R_{Т1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2} \quad (8.7)$$

С учетом полученного эквивалентные сопротивления присоединений ТП5 и ТП6

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

$$R_{Э6} = \left(1 + \frac{r_{01}}{r_1}\right) \cdot (r_{12} + r_2) \text{ Ом.}$$

Аналогично рассчитываем сопротивления для остальных ТП, результаты расчета представлены в таблице 33.

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:

$$Q_{Ci} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{3 - 3}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{Эi}} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{z}{R_{Эi}} \quad (8.8)$$

где:

$$a = \frac{1000}{U^2} = \frac{1000}{10^2} = 10 \text{ кВ}^{-2} \quad (8.9)$$

$$z = \frac{3 - 3}{2 \cdot a \cdot C_0} = \frac{262900.77 - 525801.53}{2 \cdot 10 \cdot 18958.03} = -0.69 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом} \quad (8.10)$$

Результаты расчета мощностей Q_{Ci} низковольтных БК сводим в таблицу 31.

Реактивную мощность, генерируемую синхронными двигателями определяем по формуле:

$$Q_{CДи} = \frac{3 - 3}{2 \cdot a \cdot C_0} \cdot R_{эCДи} \quad (8.11)$$

где $R_{эCДи} = \frac{R_{эCДи}}{N_i} + \frac{3}{a \cdot C_0}$

Расчетные данные по СД сведены в таблицу 34.

Таблица 31 - Расчет мощности БК

Место установк и БК	$R_{эi}$, Ом	Q_{Ci} , Мвар		$Q_{куi}$, квар	$Q_{куi}$ + Q_{Ci} , квар	Тип принятой стандартной БК	$Q_{сти}$, квар
		расчетн ое	принят ое				
ТП-1	1,11	-0,52	0	73,4 8	73,4 8	УКЛН-0,38-75-150 УЗ	75
ТП-2	0,96	-0,46	0	369	369	УКЛН-0,38-300-150 УЗ УК2-0,38-75- 150 УЗ	375
ТП-3	0,63	-0,92	0	289	289	УКЛН-0,38-300-150 УЗ	300
ТП-4	0,84	-0,63	0	425	425	2хУКЛН-0,38-225- 150 УЗ	450
ТП-5	0,04	-15,21	0	691	691	2хУКЛН-0,38-300- 150 УЗ УК2-0,38- 100-150 УЗ	700
ТП-6	0,08	-7,66	0	691	691	2хУКЛН-0,38-300- 150 УЗ УК2-0,38-	700

						100-150 УЗ	
ТП-7	0,07	-8,87	0	395	395	2xУКЛН-0,38-225-150 УЗ	450
ТП-8	0,17	-3,13	0	395	395	2xУКЛН-0,38-225-150 УЗ	450
ГПП	0	3566,32	3566,3 2	-	-	УКЛ-10-3600 УЗ	3600
ИТОГО	-	-	0	332 8	332 8	-	7100

Таблица 32 - Расчет реактивной мощности синхронных двигателей

Обозначение в схеме	Q _{сдм} , Мвар	З _{1гсд} , руб/Мвар	З _{2гсд} , руб/Мвар ²	R _{эсд} , Ом	Q _{сд} , Мвар
СД 630	0,576	- 122634,78	159217,85	1,05	0,969

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

$$Q_0 = \sum (Q_{i1} + \Delta Q_{Ti}) + \Delta Q_T^{ГПП} + Q_B - \sum Q_{Ci} - Q_{CD} - Q_{ЭС1} \quad (8.12)$$

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, ($Q_{ЭС1} = Q_{ЭС}/2$; $Q_{ЭС} = 4662,58$ квар (п. 3.1)).

После подстановки всех значений в выражение (8.12), получим: $Q_0 = 5355 + 534.7 + 551.13 + 425.3 - 0 - 969 - 2331.29 = 3566.32$ квар. Выбираем комплектные конденсаторные установки, результаты в таблице 33.

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

$$Q_{p1} = \sum(Q_{li} + \Delta Q_{mi}) + \Delta Q_{T ГПП} + Q_B + Q_{ку} = 5355 + 534.7 + 551.13 + 425.3 + 3328 = 10194.01 \text{ квар} \quad (8.13)$$

$$Q_{Г1} = \sum Q_{cti} + Q_{CD} + Q_{ЭС1} = 7100 + 969 + 2331.29 = 10399.83 \text{ квар} \quad (8.14)$$

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

$$\text{tg}\varphi_P = \frac{Q_{p1} - (\sum Q_{ct.i} + Q_{CD})}{P_{PI} / 2} = \frac{10194.01 - 7100 - 969}{15040.58 / 2} = 0.28 \quad (8.15)$$

Резерв реактивной мощности:

$$Q_{рез\%} = \frac{Q_{CDM} - Q_{CD}}{Q_{p1}} \cdot 100\% = \frac{0,576 - 0,969}{10.194} \cdot 100\% = 0\% \quad (8.16)$$

Резерв недостаточен, должен быть минимум 10%, поэтому дополнительно устанавливаем высоковольтную БК мощностью:

$$Q_{резБК} = \frac{10 - Q_{рез\%}}{100\%} \cdot Q_{p1} = \frac{10 - 0}{100\%} \cdot 10194.01 = 1019.4 \text{ квар} \quad (8.17)$$

Устанавливаем стандартную БК УКЛ-10-1350 У1.

9 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В структуре ЭП завода присутствуют индукционные печи, работающие на повышенном напряжении, 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.

Схема замещения:

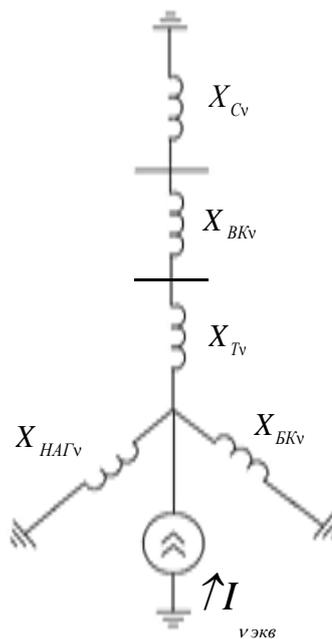


Рисунок 14.

Сопротивление системы:

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

где $U_{ном}=10$ кВ

$S_{КЗ}=160,2$ МВА

Сопротивление нагрузки:

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

$$\text{где } \Sigma S_{ном.т} = \frac{(400 \cdot 2 + 800 \cdot 2 + 500 \cdot 2 + 500 \cdot 2 + 2000 \cdot 4 + 2500 \cdot 2)}{2 \cdot 1000} = 8.7 \text{ МВА}$$

$$S_{CD\Sigma} = \frac{2 \cdot P_{номCD}}{\eta_{ном} \cdot \cos \varphi_{ном}} = \frac{2 \cdot 630}{0,9 \cdot 0,9 \cdot 1000} = 1,56 \text{ МВА}$$

Сопротивление БК:

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

где $U_{номБК} = 10 \text{ кВ}$

$$Q_{номБК} = 3150 + 150 = 3300 \text{ кВА}$$

Суммарное сопротивление в точке подключения преобразователя:

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

Напряжение v -той гармоники определяется:

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

где:

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

где $S_{II} = 4 \cdot 1000 = 4000 \text{ кВА}$

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

Результаты расчётов по формулам (8.1)-(8.6) сведём в таблицу 30.

Таблица 31

v	5	7	11	13
X_{HAGv}	14,58	20,41	32,07	37,90
X_{Cv}	2,03	2,84	4,46	5,27
X_{BKv}	5,333	3,810	2,424	2,051
$X_{\Sigma v}$	2,674	7,216	-6,359	-3,683
$I_v, \text{ A}$	41,57	29,69	18,90	15,99
$U_v, \text{ В}$	111,14	214,25	120,15	-58,88

Коэффициент искажения синусоидальности определяется выражением:

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_v^{40} U_v^2}}{U_1} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{\sum_v^{40} U_v^2}}{U_{ном}} \cdot 100\% = 2,79\% < 5\% \quad (9.7)$$

Коэффициент искажения синусоидальности лежит в допустимых пределах.

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА



Рисунок 15 – Расчетная электрическая схема предприятия для расчета токов КЗ

10.1 Расчет релейной защиты печной установки

Для трансформаторов электропечных установок предусматривают следующие виды защит:

- токовую защиту без выдержки времени от многофазных коротких замыканий;
- токовую защиту от перегрузки;
- газовую защиту;
- защиту от однофазных коротких замыканий на землю.

10.1.1 Максимальная токовая защита без выдержки времени

Устанавливается со стороны питания с током срабатывания.

Ток срабатывания защиты

$$I_{с.з.} = k_{отс} \cdot I_{т.ном} , \quad (10.1)$$

где $I_{т.ном}$ - номинальный ток электропечного трансформатора, А;

$k_{отс}$ - коэффициент отстройки $k_{отс}^I = 2,0 \dots 3,0$ для руднотермических печей и $k_{отс} = 3,0 \dots 4,5$ для дуговых сталеплавильных печей. Повышенные значения $k_{отс}$ обеспечивают отстройку от токов эксплуатационных коротких замыканий, ликвидируемых устройством автоматического регулирования мощности.

$$I_{т. ном} = \frac{S_{т. ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,74 \text{ A} \quad (10.2)$$

$$I_{с.з.} = 3 \cdot 57,74 = 173,21 \text{ A}$$

Установим реле РСТ 13 с коэффициентом возврата кв = 0,9. Реле включаются во вторичные цепи трансформатора тока ТЛК-10-200-0,5/10Р. Коэффициент трансформации тока к_т = 40, коэффициент схемы ксх = 1.

Ток срабатывания реле:

$$I_{ср.р} = \frac{I_{с.з.}}{n_T} = \frac{173,21}{40} = 4,33 \text{ A.}$$

Принимаем к установке реле РСТ 13-14, у которого ток срабатывания находится в пределах $I_{ср.р} = (1,5 - 6) \text{ A}$.

Определим сумму уставок:

$$\Sigma Q = \frac{I_{ср.р}}{I_{MIN}} - 1,$$

$$\Sigma Q = \frac{4,33}{1,5} - 1 = 1,8$$

Найдем ток уставки реле:

$$I_{уст} = I_{min} \cdot (\Sigma Q + 1)$$

$$I_{ср.р} = (1 + 1,8) \cdot 1,5 = 4,2 \text{ A.}$$

$$I_{сз} = I_{уст.} \cdot n_T = 4,2 \cdot 40 = 168 \text{ A}$$

Выдержка времени: $t_{сз} = 0,6 \text{ с}$.

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

10.1.2 Токовая отсечка

Токовая защита от перегрузки включается через трансформаторы тока, установленные на стороне низшего напряжения.

Учитывая возможность несимметрии токов фаз, защиту от перегрузки выполняют трехфазной.

Параметры ее срабатывания выбирают таким образом, чтобы при токе срабатывания выдержка времени составляла $t_{с.з.} \approx 10$ с. При этом также обеспечивается отстройка от токов эксплуатационных к.з.

$$I_{с.з.} = 1,4 \cdot I_{т.ном} \quad (10.5)$$
$$I_{т.ном} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,23} = 2510,22 \text{ A}$$
$$I_{с.з.} = 1,4 \cdot 2510,22 = 3514,31 \text{ A}$$

Выбирается трансформатор тока с $K_T = 3000/5$ типа ТЛШ-10.
Ток срабатывания реле:

$$I_{ср.р} = \frac{1}{600} \cdot 3514,31 = 5,86 \text{ A.}$$

Принимаем к установке реле РСТ 13-24, у которого ток срабатывания находится в пределах $I_{ср.р} = (5 - 20) \text{ A}$.

Определим сумму уставок по формуле:

$$\Sigma Q = \frac{I_{ср.р}}{I_{MIN}} - 1$$
$$\Sigma Q = \frac{5,86}{5} - 1 = 0,172 \approx 0,18$$

Найдем ток уставки реле по формуле:

$$I_{уст} = I_{мин} \cdot (\Sigma Q + 1),$$

$$I_{уст} = (1 + 0,18) \cdot 5 = 5,9$$

10.1.3 Газовая защита

Газовая защита является основной защитой трансформаторов от межвитковых замыканий и других внутренних повреждений, сопровождаемых разложением масла и выделением газа. В качестве реагирующего органа выбираем реле РГТ-80 с уставкой скоростного элемента (нижнего) 0,6 м/с.

Верхняя пара контактов действует на сигнал при слабом газовыделении и понижении уровня масла. Нижняя пара контактов действует на отключение при бурном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

10.2 Расчет релейной защиты кабельной линии 10 кВ

Согласно [2] на линиях 10 кВ устанавливаются: токовая отсечка, МТЗ, защита от ОЗЗ.

Защита установлена на выключателе Q1 на отходящей от ГПП линии.

10.2.1 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:

$$I_{\text{max. раб}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{попр}} \cdot I_{\text{дл. доп}}$$

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

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

$I_{\text{дл. доп}} = 155 \text{ A}$ - допустимый ток кабеля марки ААШВУ сечением 50.

$$I_{\text{раб. макс}} = 1,3 \cdot 1 \cdot 155 = 201,5 \text{ A}$$

Ток срабатывания защиты определим по формуле (10.1):

$$I_{\text{с.з. мтз}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{раб. макс}}}{k_{\text{в}}} = \frac{1,1 \cdot 1}{0,9 \cdot 201,5} = 246,28 \text{ A.}$$

Установим реле РСТ 13 с коэффициентом возврата $k_B = 0,9$. Реле включаются во вторичные цепи трансформатора тока ТЛК-10-200-0,5/10Р.

Коэффициент трансформации трансформатора тока $k_I = 40$, коэффициент схемы $k_{сх} = 1$.

Коэффициент чувствительности определяется по току двухфазного КЗ в конце зоны защищаемого объекта по формуле (10.5):

$$K_q^{(2)} = \frac{I_{кз}^{(2) K 2}}{I_{сз}} > 1,5.$$
$$K_q^{(2)} = \frac{9,47 \cdot 0,866}{0,246} = 33,34 \geq 1,5.$$

Защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

Ток срабатывания реле определим по формуле (10.2):

$$I_{ср.р} = \frac{c_x}{K} \cdot I_{сз} = \frac{I}{m} \cdot 246,28 = 6,157 \text{ A}.$$

Принимаем к установке реле РСТ 11-24, у которого ток срабатывания находится в пределах $I_{ср.р} = (5 - 20) \text{ A}$.

Определим сумму уставок по формуле (10.3):

$$\Sigma Q = \frac{6,157}{5} - 1 = 0,23 \approx 0,2$$

Найдем ток уставки реле по формуле (10.4):

$$I_{ср.р} = (1 + 0,2) \cdot 5 = 6 \text{ A}$$

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

где $\Delta t = 0,4 \text{ с}$ – ступень 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.

10.2.2 Токовая отсечка

Выбираем реле РСТ-13.

Ток срабатывания защиты определим по формуле (10.6):

$$I_{т.о} = K_{отс} \cdot I_{к.макс}^{(3)K3}, \quad (10.6)$$

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

$I_{к.макс}^{(3)K3}$ – ток трехфазного замыкания на шинах.

$$I_{т.о} = 1,1 \cdot 8,81 = 9,69 \text{ кА.}$$

$$= \frac{9,69}{40} = 0,24 \text{ А.}$$

10.2.3 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 $L_{кл} = 843 \text{ м}$ – длина кабельной линии ГПП-ИП;

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

$I_{сол} = 0,9 \text{ А/км}$ – удельный емкостный ток кабельной линии ААШв (3×50);

$$I_{ол} = 0,843 \cdot 2 \cdot 0,9 = 1,517 \text{ А;}$$

$$I_{с.з.озз} = 2 \cdot 3 \cdot 1,517 = 9,1 \text{ А.}$$

11 ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕГАЗОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Что же такое элегаз? Прежде всего это фторид серы, именуемая как SF₆, в газообразном состоянии не имеет цвета, запаха, негорючий, без токсинов и взрывобезопасный. Элегаз - электроотрицательный газ, то есть его молекулы взаимодействуют с электроном, что способствует образованию устойчивому отрицательному иону. Молекулы элегаза представляют собой максимально компактное и максимально симметричное образование отрицательных атомов с большой молекулярной массой.

Высокая электрическая прочность элегаза позволяет сократить изоляционные расстояния при небольшом рабочем давлении газа, в результате этого уменьшается масса и габариты электротехнического оборудования. Это, в свою очередь, дает возможность уменьшить габариты ячеек КРУЭ, что очень важно, например, для условий севера, где каждый кубический метр помещения стоит очень дорого.

Недостатком элегаза является переход его в жидкое состояние при сравнительно высоких температурах, что определяет дополнительные требования к температурному режиму элегазового оборудования в эксплуатации.

Сравним охлаждение элегазом, воздухом и маслом В таблице приведены основные физические характеристики элегаза, воздуха и

масла. Основным значимым для трансформатора различием элегаза являются плотность, вязкость, тепловая проводимость, удельная теплоемкость, диэлектрическая постоянная, горючесть и разлагаемость .

Для обеспечения требуемого отвода тепла в элегазовых трансформаторах должна быть более совершенная система охлаждения. Например, охлаждающие каналы в обмотках должны увеличить циркуляцию газа, а изоляция провода должна быть выполнена из высоко- температурного

изоляционного материала, такого как РЕТ (полиэтилен терефталат) или PPS (полиэтилен сульфид). [2]

11.1 Элегазовый трансформатор

Трансформаторы с элегазовой изоляцией впервые были разработаны в США фирмой Вестин-гауз в конце 50-х годов. Силовые трансформаторы напряжением до 138 кВ и мощностью до 40 МВ - А были разработаны в 60-х годах [3]. В Европе элегазовые трансформаторы появились в середине 60-х годов. Однако дальнейшего развития ни в США, ни в Европе они не получили. В Японии первый трансформатор с элегазовой изоляцией напряжением 69 кВ и мощностью 3 МВ • А был изготовлен в 1969 г.

Применение силовых трансформаторов с элегазовой изоляцией в России началось в 2012 г., компания ЗАО «ИСК «Союз-Сети» завершила работы по монтажу элегазового трансформатора напряжением 220кВ и мощностью

63 МВА производства Toshiba (Япония). Работы были осуществлены под руководством представителей шеф-инженеров от фирмы Toshiba. Эти трансформаторы специально разработаны для использования на подземных энергообъектах. Ранее подобные автотрансформаторы в России не применялись.

Конструкция трансформатора с элегазовой изоляцией по существу не отличается от конструкции масляного трансформатора, за исключением изоляционного материала и охлаждающей среды.

Конструктивное решение:

Изоляция / охлаждение: - Гексафторид серы (SF6) с низким / высоким давлением

Твердый изоляционный материал: – ПЭТФ(Полиэтилентерефталат)- пленка, GAC-пленка, арамидная бумага, плиточный картон

Расширительный бак: – не требуется

Переключатель выходных обмоток трансформатора под нагрузкой:

- Отводной переключатель – вакуумный прерыватель
- Устройство переключения ответвлений – роликовый контакт

Преимущества технологии трансформаторов с элегазовой изоляцией

Трансформаторы с элегазовой изоляцией - Превосходные характеристики

Характеристики	Преимущества трансформаторов с элегазовой изоляцией
Негорючесть	В трансформаторах с элегазовой изоляцией в качестве изоляции и хладагента применяется гексафторид серы (SF ₆); это делает ненужными противопожарное оборудование, маслосборники и сточные каналы вокруг трансформатора
Отсутствие взрывоопасности	Так как в случае внутренних неисправностей подъем давления в баке очень мал в сравнении с прочностными характеристиками бака, бак трансформатора с элегазовой изоляцией взрываться не будет, что и гарантирует безопасность оборудования на подстанции.
Компактность	Поскольку ни расширительный бак, ни устройства сброса давления не нужны, становится возможным уменьшить высоту помещения трансформаторной подстанции. В случае с трансформаторами класса 276 кВ /300 МВА можно добиться снижения высоты примерно на 2-2,5 м.
Отличное сопряжение с элегазовой коммутационной аппаратурой	Применение трансформатора с элегазовой изоляцией совместно с элегазовой коммутационной аппаратурой обеспечивает очень компактную планировку подстанции, когда оборудование устанавливается в одном и том же помещении. Таким образом можно добиться значительного снижения затрат на строительство.

11.2 Элегазовый выключатель.

Элегазовый выключатель — это разновидность высоковольтного выключателя, коммутационный аппарат, использующий элегаз (шестифтористую серу, SF₆) в качестве среды гашения электрической дуги; предназначенный для оперативных включений и отключений отдельных цепей или электрооборудования в энергосистеме, в нормальных или аварийных режимах, при ручном, дистанционном или автоматическом управлении.

Выключатели предназначены для оперативной и аварийной коммутации в энергосистемах, т.е. выполнения операций включения и отключения отдельных цепей при ручном или автоматическом управлении. Во включенном состоянии выключатели должны беспрепятственно пропускать токи нагрузки. Характер режима работы этих аппаратов несколько необычен: нормальным для них считается как включенное

состояние, когда они обтекаются током нагрузки, так и отключенное, при котором они обеспечивают необходимую электрическую изоляцию между разомкнутыми участками цепи.

11.3 Требования, предъявляемые к выключателям.

Конструкторы выключателей стремятся к более полному соответствию характеристик выключателей по следующим требованиям.

Требование надежности является одним из важнейших требований, поскольку от надежности выключателей зависит надежность работы энергосистемы, следовательно, и надежность электроснабжения потребителей. Срок службы выключателя составляет не менее 20 лет.

Требование быстродействия следует понимать как возможно малое время отключения цепи при КЗ. Время отключения исчисляется от момента подачи команды на отключение до погасания дуги во всех полюсах.

Уменьшение времени отключения КЗ весьма желательно по следующим соображениям:

- увеличивается запас устойчивости параллельной работы станций системы, следовательно, увеличивается пропускная способность линий передачи
- уменьшаются повреждения изоляторов и проводов линий электрической дугой
- уменьшаются механические напряжения в элементах оборудования, вызванные электродинамическими силами.

11.4 Типы элегазовых выключателей.

Элегазовые выключатели подразделяются на колонковые и баковые.

Колонковые выключатели, отключают и включают только одну фазу. Они используются в сетях 220 кВ. Они имеют довольно большие размеры, ввиду того, что в конструкцию входит, как контактная, так и

дугогасительная система и производство контроля за ними может быть ручным или дистанционным. Больших габаритов лишены баковые выключатели. Имея привод, который распределяется на несколько фаз, можно обеспечить мягкое регулирование включения и отключения напряжения. Также баковые выключатели способны работать под большими нагрузками, так как в них установлен трансформатор тока. Это также позволяет в большинстве случаев отказаться от трансформаторов тока наружной установки. [5]

11.5 Принцип работы элегазового выключателя

Элегазовые выключатели высокого напряжения работают за счет изоляции фаз друг от друга посредством элегаза. Когда срабатывает сигнал о том, что нужно отключить электрооборудование, контакты отдельных камер (если устройство колонковое) размыкаются. Таким образом, встроенные контакты образуют дугу, которая помещена в газовую среду. Она разлагает газ на отдельные компоненты, но при этом и сама снижается из-за высокого давления в емкости. Если система установлена на низком давлении, то используются дополнительные компрессоры для нагнетания давления и создания газового дутья. Для выравнивания тока дополнительно используется шунтирование.

11.6 Сравнительная характеристика выключателей.

Вид выключателя	Безопасность при эксплуатации	Безопасность по отношению к окружающей среде	Обслуживание	Чувствительность к воздействию окружающей среды	Износостойкость	Размеры
Масляный	Риск возникновения пожара или взрыва	Экологически не безопасен	Периодическая замена масла (необратимая деструкция масла при каждом отключении)	Свойства среды отключения могут ухудшаться под воздействием факторов окружающей среды (влажность, пыль и т.д.)	Посредственная	Относительно большие размеры устройства
Воздушный	Взрыво- и пожаробезопасен	Безопасный	Частая замена дугогасительных контактов, периодическое техническое обслуживание механизма управления	Влияние температуры окружающей среды, необходимость в дополнительных установках	Средняя	Установка, требующая больших расстояний
Вакуумный	Нет риска возникновения взрыва или внешний проявлений	Отсутствие загрязнения окружающей среды	Смазка механизмов управления в минимальном объеме	Нечувствительны: полностью запаянная герметичная камера	Высокая	Не габаритные
Элегазовый	Нет риска возникновения взрыва или внешний проявлений	При утилизации или утечке экологически не безопасен	Смазка механизмов управления в минимальном объеме	Нечувствительны: полностью запаянная герметичная камера	Высокая	Небольшие

В данной таблице мы можем увидеть преимущества элегазовых выключателей в сравнении с масляными воздушными и вакуумными. Элегазовые выключатели наравне с вакуумными они не взрывоопасны, не прихотливы в обслуживании, имеют большую износостойкость и не большой размер относительно масляных и воздушных выключателей.

11.7 Задачи развития элегазовой аппаратуры в России

В России элегазовые выключатели и трансформаторы применяются гораздо реже, это связано со стоимостью и с отставанием России от ведущих в техническом отношении стран в освоении производства элегазовой аппаратуры.

Отставание вызвано прежде всего общим спадом производства и замедленным темпом развития энергосистем за прошедшие 20 лет. Поэтому важнейшими задачами развития элегазовой аппаратуры в России с учетом основных мировых тенденций являются:

- ликвидация отставания в обеспечении энергетических систем современным коммутационным оборудованием при одновременном

Зона защиты попарно взятых молниеотводов с расстоянием $l_1 = 26$ м:

$$h = h_0 - 0,14 \cdot (l_1 - h) = 11,46 - 0,14 \cdot (26 - 11) = 9,36 \text{ м}$$

$$r_1 = \frac{h_1 - h_x}{h_1} = 18 \cdot \frac{9,36 - 5,5}{9,36} = 7,42 \text{ м}$$

Зона защиты попарно взятых молниеотводов с расстоянием $l_2 = 40$ м:

$$h = h_0 - 0,14 \cdot (l_2 - h) = 11,46 - 0,14 \cdot (40 - 11) = 7,4 \text{ м}$$

$$r_2 = \frac{h_2 - h_x}{h_2} = 18 \cdot \frac{7,4 - 5,5}{7,4} = 4,6 \text{ м}$$

Определение надежности подстанции от ПУМ. Число ударов молнии в подстанцию определяется по соотношению:

$$= 0,06 \cdot (l_1 + 10h) \cdot (l_2 + 10h) \cdot 10^{-6} =$$

$$= 0,06 \cdot 60 \cdot (32 + 10 \cdot 12) \cdot (46 + 10 \cdot 12) \cdot 10^{-6} = 0,09, (12.10)$$

Число отключений подстанции составит:

$$= \dots = 0,09 \cdot 10^{-3} \cdot 0,68 \cdot 0,7 = 0,43 \cdot 10^{-4}, (12.11)$$

а показатель грозоупорности:

$$= \frac{1}{0,43 \cdot 10^{-4}} = \frac{1}{0,43 \cdot 10^{-4}} = 2,32 \cdot 10^4. \quad (12.12)$$

Фактически m еще больше так как зона молниезащиты построена с запасом.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном курсовом проекте была спроектирована система электроснабжения группы цехов кузнечно-прессового завода.

Были определены расчетные мощности предприятия. Выбрана система внешнего электроснабжения на основе технико-экономического расчета двух вариантов. Спроектирована система внутреннего электроснабжения предприятия. Выбрано электрооборудование системы электроснабжения, в том числе комплектные конденсаторные установки для компенсации реактивной мощности. Проведено регулирование мощности БК, рассчитаны показатели качества на шинах ГПП.

Библиографический список

1. Указания по расчету электрических нагрузок. РТМ 36.18.32.4-92 /Разработан ВНИПИ Тяжпромэлектропроект: заведующий лабораторией, канд. техн. наук Б. Д. Жохов; главный инженер проекта Л. Б. Годгельф.
2. Справочник по проектированию электроснабжения: Электроустановки промышленных предприятий /Под ред. Ю. Г. Барыбина, Л. Е. Федорова, М. Г. Зименкова. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
3. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие к курсовому проекту /А.М. Ершов, О.А. Петров, Ю.В. Ситчихин. Ч.1. – Челябинск: ЧПИ, 1985. – 57 с.
4. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие к курсовому проекту /А.М. Ершов, О.А. Петров. Ч.1. – Челябинск: ЧПИ, 1987. – 44 с.
5. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В2 т. Т. 1. Электроснабжение /Под общ. ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. - 568 с.
6. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В2 т. Т. 2. Электроснабжение /Под общ. ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. - 573 с.
7. Правила устройства электроустановок. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2001. - 928 с.
8. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. /Б.Н. Неклепаев, И. П. Крючков– 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
9. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов./ Л.Д. Рожкова, В. С. Козулин – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. - 648 с.

10. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети /Под ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербиновского. – М.: Энергия, 1980. – 576 с.

11. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие /А. А. Герасименко, В. Т. Федин. — Ростов-н/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. — 720 с.

12. Справочник по проектированию электрических сетей /Под ред. Д.Л. Файбисовича – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005. – 320 с.

