

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой

Голощاپов С.С. (Ф.И.О.)
_____ 20__ г.

Электроснабжение Новосергинского метизно – металлургического завода
(тема)

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ–13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР

Руководитель работы (должность)
к.т.н., доцент

Валеев Г.С. (Ф.И.О.)
_____ 20__ г.

Автор работы
студент группы МиЭт-549

Леонов В.В. (Ф.И.О.)
_____ 20__ г.

Нормоконтролер (должность)
д.т.н., профессор

Четошникова Л.М. (Ф.И.О.)
_____ 20__ г.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Генплан завода – рисунок 1 «План метизно – металлургического завода». В таблице 1 приведены сведения об установленной мощности и другие данные для электроприёмников напряжением до 1000 В, в таблице 2 – для электроприёмников напряжением выше 1000 В и в таблице 3 – дополнительные данные.

Таблица 1- Сведения о низковольтных электроприемниках

Номер цеха на плане	Наименование цеха, отделения, участка	Установленная мощность $P_{ном}$ электроприёмников, напряжением 0,4 кВ, кВт	Эффективное (приведенное) число электроприёмников, n_p	Коэффициент использования, $K_{и}$	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$
1	Котельная	630	30	0,75	0,85
2	Известково-обжиговой цех	2357	25	0,7	0,8
3	Цех подготовки шихты	1830	51	0,65	0,75
4	Компрессорная № 1	655	10	0,8	0,8
5	Насосная станция № 1	1400	14	0,8	0,86
6	Отделение комплексной переработки лома	2820	65	0,6	0,7
7	Прокатный цех	4580	71	0,65	0,75
8	Метизный цех	3630	184	0,6	0,73
9	Оцинковальный цех	1548	34	0,55	0,7
10	Склад готовой продукции	400	19	0,25	0,65
11	Отделение агрегата ковш - печь (АКП) №1	2042	44	0,6	0,7
12	Отделение машин непрерывного литья заготовок (МНЛЗ) № 1	1700	38	0,6	0,75
13	Механическое отделение №1	1805	68	0,35	0,65
14	Печной пролет №1	3020	37	0,55	0,7
15	Газоочистка	846	43	0,7	0,8
16	Насосно-фильтровальная	496	41	0,75	0,8
17	Гараж	200	23	0,3	0,7
18	Администрация	30	84	0,55	0,8
19	Электроремонтный цех	–	–	–	–
20	Кислородная станция	1389	37	0,7	0,8

Таблица 2– Сведения о высоковольтных электроприемниках

Номер цеха на плане	Наименование цеха, отделения, участка	Вид высоковольтных электроприёмников	Установленная мощность одного электроприёмника, кВт	Кол-во электроприёмников	Коэффициент использования, $K_{и}$	Коэффициент мощности $\cos \varphi$
7	Прокатный цех	Синхронные двигатели	1600	2	0,75	0,9
11	Отделение АКП № 1	АКП	7200	1	0,7	0,85
14	Печной пролет № 1	ДСП	4500	2	0,7	0,85
15	Газоочистка	Синхронные двигатели	2000	2	0,7	0,85
16	Насосно-фильтровальная	Синхронные двигатели	630	4	0,8	0,9
20	Кислородная станция	Синхронные двигатели	4000	2	0,8	0,9
		Синхронные двигатели	630	2	0,8	0,9

Номинальное напряжение всех высоковольтных электроприёмников – 10 кВ

Таблица 3 – Дополнительные данные

Расстояние от предприятия до подстанции энергосистемы, км		22
Существующие уровни напряжений U_1 и U_2 на подстанции энергосистемы, кВ		110 и 220
Мощность короткого замыкания (МВ·А) на шинах подстанции энергосистемы напряжением	U_1	3000
	U_2	5500
Стоимость электроэнергии по двухставочному тарифу	за 1 кВт максимальной нагрузки, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{мес}}$	согласно действующим тарифам
	за 1 потребленный кВт·ч, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$	
Наивысшая температура, °С	Окружающего воздуха	30
	почвы (на глубине 0,7 м)	12
Коррозионная активность грунта предприятия		Средняя
Блуждающие токи в грунте		Есть
Наличие колебаний и растягивающих усилий в грунте		Есть

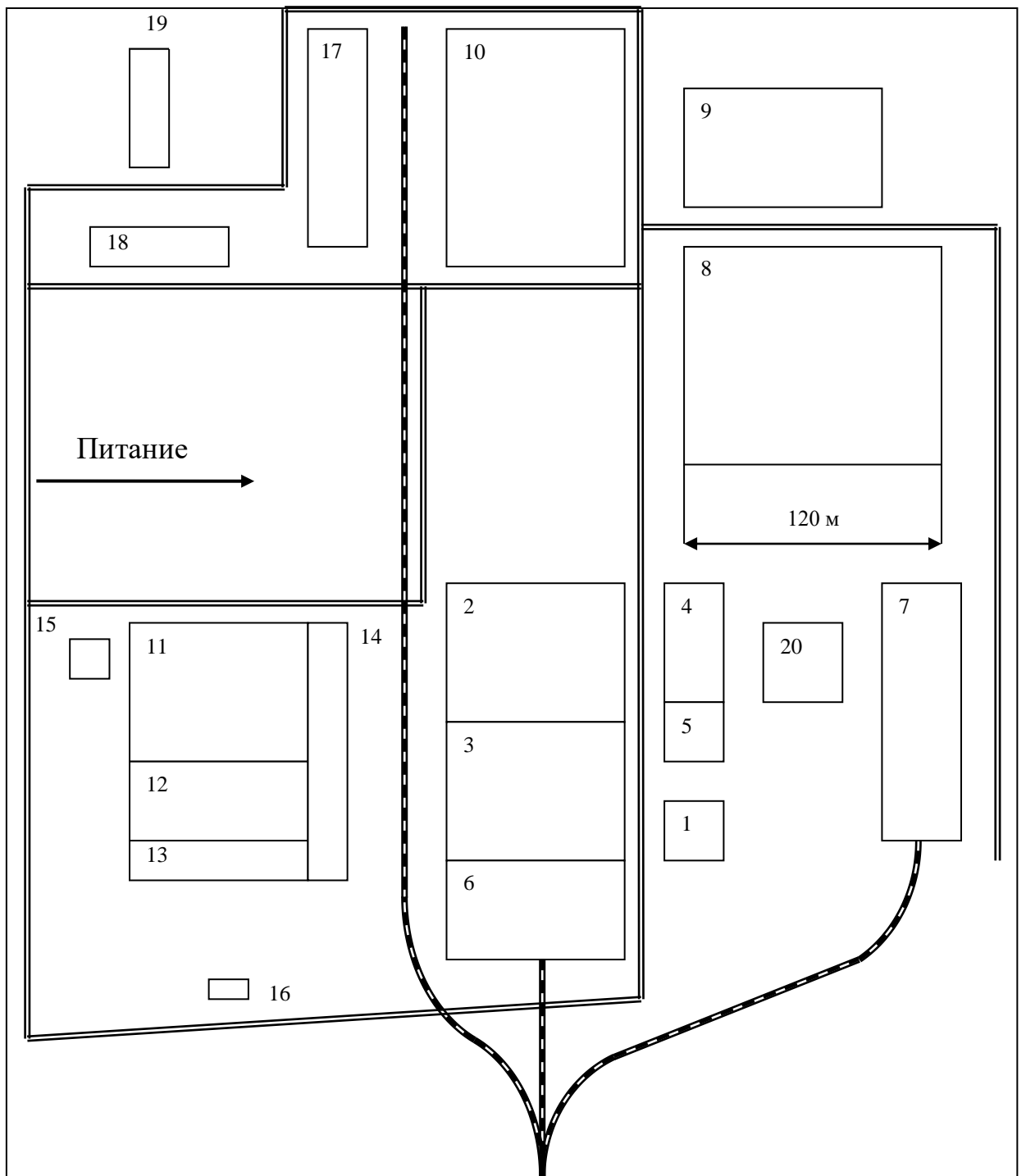


Рисунок 1 – Генеральный план завода

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ЮУрГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР

Лист

7

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ЗАВОДА	12
1.1 Расчет электрических нагрузок электроремонтного цеха.....	12
1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию	19
1.3 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия	23
2 ВЫБОР ЧИСЛА, ТИПА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ	27
3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ, СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП ПРЕДПРИЯТИЯ	36
4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	41
4.1 Расчеты для схемы внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 110 кВ и 220 кВ.	41
5 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ	54
5.1 Выбор напряжения	54
5.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия.....	54
5.3 Конструктивное выполнение электрической сети	54
5.4 Расчет питающих линий	55
6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	60
7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СЭС ПРЕДПРИЯТИЯ.....	68
7.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства главной понижительной подстанции	68
7.2 Выбор выключателей КРУ.....	69
7.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ	71
7.4 Выбор трансформаторов напряжения	73
7.5 Проверка на термическую стойкость к токам короткого замыкания кабелей напряжением 10 кВ	75

					<i>ЮУрГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		8

7.6	Выбор трансформатора собственных нужд ГПП	76
7.7	Выбор коммутационного оборудования НРП	76
8	КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	78
9	РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	87
9.1	Расчет коэффициента искажения синусоидальности напряжения	87
9.2	Расчет провала напряжения при пуске двигателей	92
10	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА	95
10.1	Расчет защиты установленной на секционном выключателе	95
10.2	Согласования характеристики срабатывания защиты	98
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	100
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	101

ВВЕДЕНИЕ

В энергетической программе Российской Федерации сформулированы важные задачи развития промышленности путем всемирной интенсификации и увеличение эффективности производства на основе ускорения НТП.

В области электроснабжения потребителей, кроме прямого энерго- и ресурсосбережения существует целый ряд актуальных задач, решение которых в конечном итоге приводит к тому же эффекту в самих производственных установках, в производстве в целом.

Эти задачи предусматривают:

- увеличения уровня проектно - конструкторских разработок;
- внедрение и рациональную эксплуатацию высоконадежного электрического оборудования;
- снижение непроизводительных затрат на электроэнергию при ее передаче, распределении и потреблении.

Системой электроснабжения (далее, будем писать СЭС) представляет собой комплекс источников для производства, передачи и распределения электрической энергии.

СЭС промышленных предприятий формируются для обеспечения питания электроприемников предприятия, и должны отвечать конкретным требованиям:

- расходы на строительство СЭС должно быть минимальным, при обеспечении технических требований;
- обеспечивать требуемую надежность электроснабжения;
- гарантировать надлежащее качество электрической энергии;
- иметь достаточную гибкость, позволяющую обеспечивать подходящие режимы эксплуатации;
- быть безопасной для сторонних и обслуживающего персонала, без существенного удорожания начального варианта.

					<i>ЮУрГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		10

По мере становления электропотребления к системам электроснабжения предъявляются и иные требования, к примеру, возникает необходимость внедрять систему автоматического управления и диагностики СЭС, автоматический контроль и учет электроэнергии.

В этой работе осуществим проектирование электроснабжения металлургического завода. Первым этапом разрабатывается схема подключения завода к пункту питания, а вторым схема его внутреннего электроснабжения.

Основной задачей работы считается сделать систему электроснабжения завода, так, чтобы она была надежная, удобна и безопасна в обслуживании. Обеспечивала важное качество энергии и бесперебойность электроснабжения в нормальном и послеаварийном режимах.

Целью данной работы является создание рационального варианта электроснабжения предприятия, с соблюдением требований ГОСТ к надёжности и качеству электричества, отпускаемой покупателям, а еще разработка электрической схемы, выбора основного оборудования.

					<i>ЮУрГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ЗАВОДА

1.1 Расчет электрических нагрузок электроремонтного цеха

Расчет будем производить по усовершенствованному методу упорядоченных диаграмм по РТМ 36.18.32.4.92 «Указания по расчету электрических нагрузок».

Согласно этому методу расчетные мощности P_p и Q_p определяются по следующим формулам:

$$P_p = K_{pa} \cdot \sum_{i=1}^n k_{ua_i} \cdot P_{ном_i} ; \quad (1.1)$$

$$Q_p = K_{pp} \cdot \sum_{i=1}^n k_{ua_i} \cdot P_{ном_i} \cdot tg\varphi_i \quad (1.2)$$

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

$$tg\varphi = tg(\text{arc cos } \varphi)$$

K_{pa} – расчетный коэффициент активной мощности; определяется по справочным материалам $K_{pa}=f(n_э; K_{ua})$;

K_{pp} – расчетный коэффициент реактивной мощности:

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

где $n_э$ - эффективное число электроприемников:

$$n_э = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{ном_i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{ном_i}^2} \quad (1.4)$$

Полная расчетная нагрузка группы трехфазных электроприемников определяется выражением:

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

					ИОУрГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

Расчетный ток:

$$I_P = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (1.6)$$

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

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

$$K_{\text{иа}\Sigma} = \frac{\sum k_{\text{иа}} \cdot P_{\text{ном}}}{\sum P_{\text{ном}}}; \quad (1.7)$$

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

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

В результате расчетов, произведенных по формулам (1.1) - (1.8) полученные данные сводим в таблицу 4 и 5

					<i>ЮУрГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

Изм.
Лист
№ док.
Подпись
Дата

Таблица 4- Расчет нагрузок по цеху

Исходные данные				Расчетные величины						Расчетная мощность			I _p			
по заданию технологов			Справочные			P _{cp} =k _{на} ·P _{ном}	Q _{cp} =k _{на} ·P _{ном} ·tgj	n·P _{номі}	n _э	K _{ра}	K _{pp}	P _p =K _{ра} ·P _{cp}		Q _p =K _{pp} ·Q _{cp}	S _p	
Наименование узлов СЭС и ЭП	n	Номинальная мощность, приведенная к длительному режиму, кВт		k _{на}	cosj											tgj
		P _{номі}	P _{ном} =∑P _{номі}													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Намоточное отделение I (ШР-1)																
Станок намоточный	40	2,40	96,00	0,12	0,4	2,29	11,52	26,40	230,40							
Установка испытательная	3	7,50	22,50	0,40	0,5	1,73	9,00	15,59	168,75							
Станок перемоточный	2	3,00	6,00	0,30	0,65	1,17	1,80	2,10	18,00							
Автомат намоточный	3	3,30	9,90	0,20	0,5	1,73	1,98	3,43	32,67							
Станок оплеточный	12	0,60	7,20	0,30	0,65	1,17	2,16	2,53	4,32							
Ванна для лужения	3	10,00	30,00	0,50	0,65	1,17	15,00	17,54	300,00							
Установка сатураторная	1	2,20	2,20	0,30	0,65	1,17	0,66	0,77	4,84							
Электротельфер	3	2,80	8,40	0,15	0,35	2,68	1,26	3,37	23,52							
Вентилятор	3	14,00	42,00	0,65	0,8	0,75	27,30	20,48	588,00							
Итого по ШР-1	70		224,20	0,32			70,68	92,2	1370,5	37	1,00	1,03	70,68	94,97	118,38	171,07
Механическое отделение (ШР-2)																
Станок токарно-винторезный	30	6,40	192,00	0,12	0,4	2,29	23,04	52,79	1228,80							
Станок универсально-фрезерный	5	2,80	14,00	0,12	0,4	2,29	1,68	3,85	39,20							

ЮУрГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР

Продолжение таблица 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Станок кругло-шлифовальный	6	9,70	58,20	0,17	0,65	1,17	9,89	11,57	564,54							
Станок плоскошлифовальный	4	3,40	13,60	0,17	0,65	1,17	2,31	2,70	46,24							
Станок универсально заточной	2	2,40	4,80	0,12	0,4	2,29	0,58	1,32	11,52							
Станок вертикально-сверлильный	20	2,20	44,00	0,12	0,4	2,29	5,28	12,10	96,80							
Станок токарно-доделочный	4	4,50	18,00	0,14	0,45	1,98	2,52	5,00	81,00							
Станок горизонтально фрезерный	4	4,50	18,00	0,14	0,45	1,98	2,52	5,00	81,00							
Электротельфер	1	2,80	2,80	0,15	0,35	2,68	0,42	1,12	7,84							
Вентилятор	2	14,00	28,00	0,65	0,80	0,75	18,20	13,65	392,00							
Итого по ШР-2	78		393,40	0,17			66,44	109,1	2548,94	61	1,01	1,02	67,10	111,28	129,95	187,79
Намоточное отделение II (ШР-3)																
Станок рубки провода	10	0,60	6,00	0,12	0,65	1,17	0,72	0,84	3,60							
Станок подрезки секций	2	3,40	6,80	0,14	0,50	1,73	0,95	1,65	23,12							
Станок укладки пазов	12	1,20	14,40	0,12	0,40	2,29	1,73	3,96	17,28							
Полуавтомат рубки меди	2	1,50	3,00	0,12	0,40	2,29	0,36	0,82	4,50							
Полуавтомат резки металлов	1	7,50	7,50	0,14	0,50	1,73	1,05	1,82	56,25							
Полуавтомат укладки пазовой изоляции	8	1,10	8,80	0,14	0,50	1,73	1,23	2,13	9,68							
Полуавтомат изолировки пазов	6	1,70	10,20	0,14	0,50	1,73	1,43	2,47	17,34							
Полуавтомат резки изоляционных прокладок	2	2,20	4,40	0,14	0,50	1,73	0,62	1,07	9,68							
Станок оплеточный	2	0,60	1,20	0,12	0,40	2,29	0,14	0,33	0,72							
Станок намотки и скрутки	2	3,40	6,80	0,17	0,65	1,17	1,16	1,35	23,12							
Станок намоточный	35	3,00	105,00	0,17	0,65	1,17	17,85	20,87	315,00							

ЮУрГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР

Изм.

Лист

№ докум. №

Подпись

Дата

15

Лист

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Полуавтомат намотки якорей	4	5,50	22,00	0,20	0,50	1,73	4,40	7,62	121,00							
Ванна для пайки	2	15,00	30,00	0,50	0,65	1,17	15,00	17,54	450,00							
Электротельфер	1	2,80	2,80	0,35	0,65	1,17	0,98	1,15	7,84							
Испытательная установка	4	10,00	40,00	0,40	0,50	1,73	16,00	27,71	400,00							
Вентилятор	2	7,50	15,00	0,65	0,80	0,75	9,75	7,31	112,50							
Итого по ШР-3	95		283,90	0,25			70,69	93,04	1571,63	51	1,00	1,02	70,69	94,90	118,34	171,00
Коллекторное отделение (ШР-4)																
Пресс гидравлический	40	9,50	380,00	0,17	0,65	1,17	64,60	75,53	3610,00							
Пресс кривошипный	10	4,50	45,00	0,17	0,65	1,17	7,65	8,94	202,50							
Станок агрегатный	2	18,00	36,00	0,20	0,50	1,73	7,20	12,47	648,00							
Автомат токарный	3	8,00	24,00	0,20	0,50	1,73	4,80	8,31	192,00							
Установка испытательная	2	7,50	15,00	0,40	0,50	1,73	6,00	10,39	112,50							
Обогреватель прессформ	1	20,00	20,00	0,60	0,98	0,20	12,00	2,44	400,00							
Вентилятор	8	4,00	32,00	0,65	0,80	0,75	20,80	15,60	128,00							
Итого по ШР-4	66,00		552,00	0,22			123,1	133,68	5293	58	1,00	1,02	123,05	136,35	183,67	265,41
Отделение пропитки (ШР-5)																
Однофазная нагрузка	11		260,00	0,70	0,90	0,48	61,25	13,10	11600,00							
Вентилятор	2	14,00	28,00	0,65	0,80	0,75	18,20	13,65	392,00							
Насос	2	3,00	6,00	0,80	0,20	4,90	4,80	23,52	18,00							
Итого по ШР-5	15,00		294,00	0,29			84,25	50,27	12010	7	1,26	1,06	106,16	53,29	118,78	171,65

Окончание таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Отделение намотки полюсных катушек (ШР-6)																
Станок оплеточный	12	0,60	7,20	0,30	0,65	1,17	2,16	2,53	4,32							
Станок намоточный	65	3,00	195,00	0,30	0,65	1,17	58,50	68,39	585,00							
Станок перемоточный	4	3,00	12,00	0,40	0,50	1,73	4,80	8,31	36,00							
Автомат намоточный	3	3,30	9,90	0,20	0,50	1,73	1,98	3,43	32,67							
Установка испытательная	1	7,50	7,50	0,40	0,50	1,73	3,00	5,20	56,25							
Электротельфер	3	2,80	8,40	0,60	0,95	0,33	5,04	1,66	23,52							
Установка сатурноторная	1	2,20	2,20	0,30	0,65	1,17	0,66	0,77	4,84							
Электрокипятильник	3	3,00	9,00	0,60	1,00	0,00	5,40	0,00	27,00							
Ванна для пайки	3	10,00	30,00	0,50	0,65	1,17	15,00	17,54	300,00							
Вентилятор	1	14,00	14,00	0,65	0,80	0,75	9,10	6,83	196,00							
Итого по ШР-6	96		295,20	0,36			105,6	114,65	1265,6	69	1,00	1,02	105,64	116,94	157,59	227,74
Итого силовая нагрузка по ремонтно- механическому цеху	420,00		2042,70	0,26			522,6	610,12	24059,67	173	0,68	0,68	355,36	414,88	546,27	789,40
Освещение цеха F=946 м.кв. Руд.осв.==15 Вт/м.кв.= 0,015 кВт/м.кв			211	0,95	0,80	0,75							200,07	150,05		
Всего с учетом освещения	420,00		2253,30	0,23			522,6	610,12	24059,67	173	0,68	0,68	555,43	564,93	792,24	1144,86

ЮУрГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР

Таблица 5 – Расчет однофазной нагрузки

Наимен. узлов СЭС и ЭП	Устан. мощность, приведенная к ПВ =100%(кВт)		n	n · P _{ном1} ²	Установленная мощность ЭП, подключаемых на U _л , кВт			Коэффициенты приведения Р и Q нагрузки			Установленная мощность ЭП, подключаемых на U _ф , кВт			k _{ua}	cosj	tgj	Средняя мощность за наиболее загруженную смену, кВт						
	одного	общая			AB	BC	CA	кф	k	q	A	B	C				P _{ср} ,кВт			Q _{ср} , квар			
																	A	B	C	A	B	C	
Электроприемники,подключены на Uл ШР-5																							
1. Печь Суш-я, Uном = 380 В	60	180	3	10800	60		A	0,50	-0,30	30			0,70	1,0	0	21			0				
							B	0,50	0,78		30							21			0		
						60		B	0,50	-0,30		30							21			0	
								C	0,50	0,78						30				21			0
						60		C	0,50	-0,30						30				21			0
								A	0,50	0,78	30									21			0
Электроприемники,подключены на Uф																							
2.Ванна для пропитки, Uном = 220 В	10	80	8	800												19,25	5,50	19,25	9,32	2,66	9,32		
Итого	70	260	11	11600												61,25	47,50	61,25	9,32	2,66	9,32		
Полная мощность,кВА			A	61,25	Наиболее загружена фаза А,С																		
			B	47,50																			
			C	61,25																			

1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Расчетная активная мощность для каждого цеха рассчитывается по формуле:

$$P_p = K_{pa} \cdot K_{иа} \cdot P_{норм} \quad (1.9)$$

Расчетная реактивная мощность для каждого цеха можно рассчитать по формуле:

$$Q_p = K_{pp} \cdot K_{иа} \cdot P_{норм} \cdot tg\varphi \quad (1.10)$$

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

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

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

После суммирования всех 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 всех расчетов, произведенных по формулам (1.1) - (1.12) полученные данные сведем в таблицу 6

Таблица 6 – Расчет нагрузок по предприятию

Наименование цехов и узлов СЭС	n_3	$P_{\text{ном}\Sigma}$, кВт	$K_{\text{на}}$	$\cos j$	$tg j$	$P_{\text{ср}}$, кВт	$Q_{\text{ср}}$, квар	$K_{\text{ра}}$	$P_{\text{р}}$, кВт	$Q_{\text{р}}$, квар	$F_{\text{ц}}$, М ²	$P_{\text{уд.сов}}$, кВт/М ²	$\cos j_{\text{осв}}$	$tg j_{\text{осв}}$	$K_{\text{с.осв}}$	$P_{\text{р.осв}}$, кВт	$Q_{\text{р.осв}}$, квар	$P_{\text{р}}+P_{\text{р.осв}}$, кВт	$Q_{\text{р}}+Q_{\text{р.осв}}$, квар	$S_{\text{р}}$, кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Низковольтная нагрузка (до 1000 В)																				
Котельная	30	630	0,75	0,85	0,62	472,50	292,83	0,85	401,625	248,90	711	0,01	0,75	0,88	0,8	5,69	5,02	407,31	253,92	479,98
Известково-обжиговой цех	25	2357	0,7	0,8	0,75	1649,90	1237,43	0,9	1484,91	1113,68	4850	0,015	0,7	1,02	0,8	58,20	59,37	1543,11	1173,06	1938,36
Цех подготовки шихты	51	1830	0,65	0,75	0,88	1189,50	1049,04	0,8	951,6	839,23	4850	0,015	0,7	1,02	0,8	58,20	59,37	1009,80	898,61	1351,73
Компрессорная № 1	10	655	0,8	0,8	0,75	524,00	393,00	1	524	393,00	2062	0,01	0,75	0,88	0,8	16,50	14,55	540,50	407,55	676,93
Насосная станция № 1	14	1400	0,8	0,86	0,59	1120,00	664,57	1	1120	664,57	711	0,01	0,75	0,88	0,8	5,69	5,02	1125,69	669,59	1309,78
Отделение комплексной переработки лома	65	2820	0,6	0,7	1,02	1692,00	1726,19	0,8	1353,6	1380,95	3527	0,015	0,7	1,02	0,8	42,33	43,18	1395,93	1424,13	1994,18
Прокатный цех	71	4580	0,65	0,75	0,88	2977,00	2625,47	0,8	2381,6	2100,37	4373	0,015	0,7	1,02	0,8	52,48	53,54	2434,08	2153,91	3250,24
Метизный цех	184	3630	0,6	0,73	0,94	2178,00	2039,11	0,8	1742,4	1631,29	11200	0,015	0,7	1,02	0,8	134,40	137,12	1876,80	1768,40	2578,69
Оцинковальный цех	34	1548	0,55	0,7	1,02	851,40	868,60	0,8	681,12	694,88	4978	0,015	0,7	1,02	0,8	59,73	60,94	740,85	755,82	1058,36

Продолжение таблицы 6

Наименование цехов и узлов СЭС	n_3	$P_{\text{ном}\Sigma}$, кВт	$K_{\text{иа}}$	$\cos j$	tgj	$P_{\text{ср}}$, кВт	$Q_{\text{ср}}$, квар	$K_{\text{ра}}$	P_p , кВт	Q_p , квар	$F_{\text{ц}}$, м ²	$P_{\text{уд.сов}}$, кВт/м ²	$\cos j_{\text{ос}}$	$tgj_{\text{ос}}$	$K_{\text{сов}}$	$P_{\text{р.осв}}$, кВт	$Q_{\text{р.осв}}$, квар	$P_{\text{р}} + P_{\text{р.осв}}$, кВт	$Q_{\text{р}} + Q_{\text{р.осв}}$, 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
Склад готовой продукции	19	400	0,25	0,65	1,17	100,00	116,91	1,17	117	136,79	8377	0,01	0,75	0,88	0,8	67,02	59,10	184,02	195,89	268,76
Отделение агрегата ковш - печь (АКП) №1	44	2042	0,6	0,7	1,02	1225,20	1249,95	0,85	1041,42	1062,46	4850	0,015	0,7	1,02	0,8	58,20	59,37	1099,62	1121,83	1570,88
Отделение машин непрерывного литья заготовок (МНЛЗ) № 1	38	1700	0,6	0,75	0,88	1020,00	899,56	0,85	867	764,62	2866	0,015	0,7	1,02	0,8	34,39	35,08	901,39	799,71	1205,00
Механическое отделение №1	68	1805	0,35	0,65	1,17	631,75	738,60	0,7	442,225	517,02	1323	0,015	0,7	1,02	0,8	15,87	16,19	458,10	533,21	702,97
Печной пролет №1	37	3020	0,55	0,7	1,02	1661,00	1694,56	0,8	1328,8	1355,65	2041	0,01	0,75	0,88	0,8	16,33	14,40	1345,13	1370,05	1920,00
Газоочистка	43	846	0,7	0,8	0,75	592,20	444,15	0,85	503,37	377,53	348	0,01	0,75	0,88	0,8	2,79	2,46	506,16	379,99	632,92
Насосно-фильтровальная	41	496	0,75	0,8	0,75	372,00	279,00	0,85	316,2	237,15	199	0,01	0,75	0,88	0,8	1,59	1,40	317,79	238,55	397,37
Гараж	23	200	0,3	0,7	1,02	60,00	61,21	1	60	61,21	2489	0,015	0,7	1,02	0,8	29,87	30,47	89,87	91,68	128,38
Администрация	84	30	0,55	0,8	0,75	16,50	12,38	0,75	12,375	9,28	1244	0,03	0,8	0,75	0,85	31,73	23,80	44,11	33,08	55,14
Электроремонтный цех	173	2042,7	0,26	0,7	1,02	355,36	411,88	0,65	345,2163	352,19	946	0,015	0,75	0,88	0,8	200,07	150,05	555,43	564,93	792,24
Кислородная станция	37	1389	0,7	0,8	0,75	972,30	729,23	0,85	826,455	619,84	1294	0,01	0,75	0,88	0,8	10,35	9,13	836,81	628,97	1046,83
Освещение территории											248668	0,002	0,7	1,02	1	497,34	507,39	497,34	507,39	710,48
Итого (ниже 1000В)		33420,7				19827,85	17731,91		16511,06	14620,30	311908					1398,77	1346,95	17909,84	15970,27	23996,08

ЮУрГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР

Лист
№ докум.
Подпись
Дата

Окончание таблицы 6

Наименование цехов и узлов СЭС	$n_э$	$P_{ном\Sigma}$, кВт	$K_{та}$	$cosj$	tgj	$P_{ср}$, кВт	$Q_{ср}$, квар	$K_{гра}$	P_p , кВт	Q_p , квар	$F_{п}$, м ²	$P_{уд.сов}$, кВт/м ²	$cosj_{осс}$	$tgj_{осс}$	$K_{с.осв}$	$P_{p.осв}$, кВт	$Q_{p.осв}$, квар	$P_p+P_{p.осв}$, кВт	$Q_p+Q_{p.осв}$, 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
Высоковольтная нагрузка (выше 1000 В)																				
Прокатный цех	2	1600	0,75	0,9	-0,48	2400	-1152	1	2400	-1152										
Отделение АКП № 1	1	7200	0,7	0,85	0,62	5040	3124,8	1	5040	3124,8										
Печной пролет № 1	2	4500	0,7	0,85	0,62	6300	3906	1	6300	3906										
Газоочистка	2	2000	0,7	0,85	-0,62	2800	-1736	1	2800	-1736										
Насосно-фильтровальная	4	630	0,8	0,9	-0,48	2016	-967,68	1	2016	-967,68										
Кислородная станция	2	4000	0,8	0,9	-0,48	6400	-3072	1	6400	-3072										
	2	630	0,8	0,9	-0,48	1008	-483,84	1	1008	-483,84										
Итого(выше 1000В)	15	20560				25964	-380,72		25964	-380,72								25964	-380,72	25966,79
Предприятие		53980,7				45791,9	17351,19											43873,8	15589,55	46561,23

1.3 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия

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

Радиус окружности и углы секторов для каждого цеха соответственно можно определить по формуле:

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

где P_{pi} – расчетная активная нагрузка электроприемников до 1000В, кВт;

$P_{р.нв.i}$ – расчетная активная нагрузка электроприемников свыше 1000В, кВт;

$P_{р.осв.i}$ – расчетная активная нагрузка осветительной сети, кВт.

M – масштаб площадей картограммы нагрузок, кВт/м²:

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

где $P_{p.min}$ – минимальная расчетная активная нагрузка, кВт;

R_{min} – минимальный радиус окружности (принимается $R_{min} = 5$ мм).

Углы секторов для каждого цеха определяются по формулам:

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

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

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

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

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

Расчеты произведены по формулам (1.13) - (1.17) и свели в таблицу 7.

					<i>ЮУрГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		24

Таблица 7 – Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия

Наименование цехов и узлов СЭС	$P_p \Sigma$, кВт	$P_p.n/v$, кВт	$P_p.осв$, кВт	$P_p.v/v$, кВт	X_i , м	Y_i , м	m	R_i , мм	$\alpha_{н/в.i}$	$\alpha_{осв.i}$	$\alpha_{в/в.i}$	$P_p \Sigma_i \cdot X_i$	$P_p \Sigma_i \cdot Y_i$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1 Котельная	407,31	401,625	5,69		347	171	0,56	15	354,97	5,03		141202,15	69514,90
2 Известково-обжиговой цех	1543,11	1484,91	58,20		275	243	0,56	30	346,42	13,58		423840,15	374460,71
3 Цех подготовки шихты	1009,80	951,6	58,20		275	184	0,56	24	339,25	20,75		277357,67	185802,71
4 Компрессорная № 1	540,50	524	16,50		347	248	0,56	18	349,01	10,99		187372,56	134043,45
5 Насосная станция № 1	1125,69	1120	5,69		347	208	0,56	25	358,18	1,82		390238,81	234143,29
6 Отделение комплексной переработки лома	1395,93	1353,6	42,33		275	136	0,56	28	349,08	10,92		383414,16	189845,85
7 Прокатный цех	3634,08	2381,6	52,48	1200	453	213	0,56	45	235,93	5,20	118,87	1647449,60	775270,40
8 Метизный цех	1876,80	1742,4	134,40		403	365	0,56	33	334,22	25,78		755724,80	685657,60
9 Оцинковальный цех	740,85	681,12	59,73		389	459	0,56	21	330,97	29,03		288438,90	339804,73
10 Склад готовой продукции	184,02	117	67,02		275	456	0,56	10	228,89	131,11		50542,82	83910,89
11 Отделение агрегата ковш - печь (АКП) №1	6139,62	1041,42	58,20	5040	128	229	0,56	59	61,06	3,41	295,52	785871,02	1408018,91

Лист	
№ докум.	
Подпись	
Дата	
ЮУрГУ - 13.03.02.2021 ПЗ ВКР	
Лист	26

Окончание таблицы 7

Наименование цехов и узлов СЭС	$P_p \Sigma$, кВт	$P_p.n/v$, кВт	$P_p.osv$, кВт	$P_p.v/v$, кВт	X_i , м	Y_i , м	m	R_i , мм	$\alpha_{n/v.i}$	$\alpha_{osv.i}$	$\alpha_{v/v.i}$	$P_p \Sigma i \cdot X_i$	$P_p \Sigma i \cdot Y_i$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
12 Отделение машин непрерывного литья заготовок (МНЛЗ) № 1	901,39	867	34,39		128	184	0,56	23	346,27	13,73		115377,83	165855,64
13 Механическое отделение №1	458,10	442,2	15,87		128	157	0,56	16	347,53	12,47		58636,42	72073,93
14 Печной пролет №1	4495,13	1328,8	16,33	3150	179	205	0,56	51	106,42	1,31	252,27	803129,38	922999,43
15 Газоочистка	1906,16	503,37	2,79	1400	69	235	0,56	33	95,07	0,53	264,41	132160,26	447311,64
16 Насосно-фильтровальная	821,79	316,2	1,59	504	133	104	0,56	22	138,52	0,70	220,79	109572,39	85466,46
17 Гараж	89,87	60	29,87		181	459	0,56	7	240,36	119,64		16295,82	41218,84
18 Администрация	44,11	12,38	31,73		101	416	0,56	5	101,00	259,00		4469,64	18349,07
19 Электроремонтный цех	555,43	355,36	200,07		93	475	0,56	5	230,32	129,68		51654,99	111124,88
20 Кислородная станция	4540,81	826,455	10,35	3704	397	235	0,56	51	65,52	0,82	293,66	1804214,69	1065576,46
Итого по предприятию	32410,50	16511,04	901,43	14998,00	260	229					1445,52	8426964,06	7410449,79

2 ВЫБОР ЧИСЛА, ТИПА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Мощность трансформаторов цеховых ТП находится в зависимости от величины нагрузки ЭП, и 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 трансформатора заведомо большей единичной мощности увеличивает длину питающих линий цеховой сети и издержки электричества 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, м².

Таблица 8 - Связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора цеховой ТП и σ

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

Выбор цеховых ТП требует решения нескольких задач:

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

Теперь определим оптимальное число трансформаторов в цехе:

$$N_T^{onm} = N_{m.min} + m ; \quad (2.2)$$

$$N_{m.min} = (N_{m.min}^{над}, N_{T.min}^{\mathcal{E}}); \quad (2.3)$$

$$N_{m.min}^{над} = (1 - 2); \quad (2.4)$$

$$N_{m.min}^{\mathcal{E}} = \frac{P_p}{K_{з.дон} \cdot S_{ом}} + \Delta N_T, \quad (2.5)$$

где $K_{з.дон}$ – коэффициент загрузки – допустимый. Он зависит от категории надежности.

$K_{з.дон} = 0,65 \dots 0,7$ – I категория

$K_{з.дон} = 0,7 \dots 0,8$ – II категория

$K_{з.дон} = 0,85 \dots 0,95$ – III категория

ΔN_T - добавка до ближайшего целого числа.

m - добавка к минимальному числу трансформаторов до оптимального значения, определяется по справочным данным;

$$m = f(N_{m.min}; K_{з.дон}; \Delta N_T).$$

Найденное число трансформаторов не может быть меньше, чем число трансформаторов, требуемых по условиям надежности, если $N_T^{опт} > N_T^{над}$, то

$$(N_T^{опт} = N_T^{над}).$$

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

$$Q_{Ipi} = \sqrt{(N_{Ti}^{onm} \cdot K_{з.донi} \cdot S_{Тномi})^2 - P_{pi}^2}, \quad (2.6)$$

где $S_{Т.номi}$ – номинальная мощность трансформаторов цеховой ТП, кВА.

P_{pi} – расчетная активная нагрузка на ТП.

$$Q_I = \begin{cases} Q_{Ipi}, & \text{если } Q_P \geq Q_{Ipi} \\ Q_P, & \text{если } Q_P < Q_{Ipi} \end{cases} \quad (2.7)$$

При $Q_P < Q_{Ipi}$ 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.

Значит мощность равна:

$$Q_{\text{ку}} = Q_P - Q_I \quad (2.8)$$

Если $Q_{Ipi} \geq Q_{pi}$ то это означает, что через трансформатор из сети напряжением 10 кВ в сеть низшего напряжения будет передаваться мощность Q_{Ii} , равная расчетной реактивной нагрузке цеха Q_{pi} .

Коэффициенты загрузки трансформатора в нормальном и послеаварийном режимах рассчитываем так:

$$K_{з \text{ норм}} = \frac{\sqrt{P_{pi}^2 + Q_{pi}^2}}{T_i^{\text{опт}} \cdot S_{н.т}}; \quad (2.9)$$

$$K_{з \text{ н/ав}} = \frac{\sqrt{P_{pi}^2 + Q_{pi}^2}}{(N_{т.вз.рез} - 1) \cdot S_{н.т}} \cdot \frac{N_{т.вз.рез}}{N_T}, \quad (2.10)$$

где $N_{т.вз.рез}$ – число взаиморезервируемых трансформаторов цеховой ТП;

$S_{p.ti}$ – полная расчетная нагрузка, приходящаяся на один трансформатор ТП.

Для питания потребителей 0,4 кВ в цехах, как правило, устанавливаются трансформаторные подстанции, но в некоторых случаях при небольшой мощности потребителей в цехе экономически выгодным является установка распределительного пункта низкого напряжения (НРП), с запиткой его по сети 0,4 кВ от ТП соседнего цеха.

Целесообразность данной установки низковольтного распределительного пункта определяется по выражению:

$$S_p \cdot L \leq 15000, \quad (2.11)$$

где S_p - полная расчетная нагрузка цеха, кВА;

L – расстояние от низковольтного распределительного пункта цеха до соседней ТП, м.

Проверка выполнения этого соотношения при установке низковольтных распределительных пунктов (НРП) мы представили в таблице 9

Таблица 9 – Установки НРП

Номер цеховой ТП	Номер НРП	$S_p, \text{кВА}$	$L, \text{м}$	$S_p \cdot L, \text{кВА} \cdot \text{м}$
12	1	128,38	85,33	10955,2
13	2	55,14	40,00	2205,42

Результаты по выбору числа мощности и типа трансформаторов приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор цеховых ТП

Наименование цехов и подраздел-й	К. н.	N _{нагдт.min}	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	F _{цп} , м ²	σ, кВА/м ²	S _{эт} , кВА	Тип гр-ра	Кэт.доп	N _{эт.min}	ΔNг	N т.min	m	N т.опг	S _{ном.т} , кВА	Q _{1p} , квар	Q _p , квар	Q _{кв} , квар	Кэт.норм	Кэт.п/ав
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	19	20	21	22	23
ТП-1																					
1Котельная	2		407,31	253,92	479,98	711,11	0,67		ТП-1												
Итого по ТП-1		2	407,31	253,92	479,98	711,11	0,67	2500	тмз	0,7	1,45	0,55	2	0	2	400	493,7	253,9	0,0	0,60	1,2
ТП-15																					
4Компрессорная № 1	2		540,5	407,55	676,93	2062,22	0,33		ТП-15												
Итого по ТП-15		2	540,5	407,55	676,93	2062,22	0,33	1600	тмз	0,7	1,93	0,07	2	0	2	400	342,7	342,7	64,8	0,80	1,4*
ТП-16																					
5Насосная станция № 1	2		1125,7	669,59	1309,78	711,11	1,84		ТП-16												
Итого по ТП-16		2	1125,7	669,59	1309,78	711,11	1,84	2500	тмз	0,7	1,61	0,39	2	0	2	1000	1137,0	669,6	0,0	0,65	1,31
ТП-2																					
2Известково-обжиговой цех	2		1543,1	1173,1	1938,36	4849,78	0,4		ТП-2												
Итого по ТП-2		2	1543,1	1173,1	1938,36		0,4	2000	тмз	0,7	1,76	0,24	2	0	2	1250	1272,3	1173,1	0,0	0,78	1,4*
ТП-3																					
3Цех подготовки шихты	2		1009,8	898,61	1351,73	4849,78	0,28		ТП-3												
Итого по ТП-3		2	1010	898,61	1351,73		0,28	1600	тмз	0,7	1,44	0,56	2	0	2	1000	1241,1	898,6	0,0	0,68	1,35
ТП-4																					
6Отделение комплексной переработки лома	2		1395,9	1424,1	1994,18	3527,11	0,57		ТП-4												
Итого по ТП-4		2	1396	1424,1	1994,18		0,57	2500	тмз	0,7	1,99	0,01	2	0	2	1000	781,9	781,9	642,2	0,80	1,4*
ТП-5																					
7Прокатный цех	2		2434,1	2153,9	3250,24	4373,33	0,74		ТП-5												
Итого по ТП-5		2	2434,1	2153,9	3250,24		0,74	2500	тмз	0,7	1,74	0,26	2	0	2	2000	2077,3	2077,3	76,6	0,80	1,4*
ТП-6																					
8Метизный цех	2		1876,8	1768,4	2578,69	11200	0,23														
Итого по ТП-6		2	1876,8	1768,4	2578,69		0,23	1600	тмз	0,7	1,68	0,32	2	0	2	1600	1741,0	1741,0	27,4	0,80	1,4*

Продолжение таблицы 10

Наименование цехов и подраздел-й	К. н.	Nнадг.min	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	F _{тп} , м ²	σ,кВА/м2	Sэт, кВА	Тип гр-ра	Кэт.доп	Nэт.min	ΔNт	N т.min	m	N т.огт	S _{ном.тп} , кВА	Q1 _p , квар	Q _p , квар	Q _{кв} , квар	Кэт.норм	Кэт.п/ав
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	19	20	21	22	23
ТП-7																					
9Оцинковальный цех	2		740,85	755,82	1058,36	4977,78	0,21		ТП-7												
Итого по ТП-7		2	740,85	755,82	1058,36		0,21	1250	тмз	0,7	1,68	0,32	2	0	2	630	683,5	683,5	72,3	0,80	1,4*
ТП-8																					
11Отделение агрегата ковш - печь (АКП) №1	2		1099,6	1121,8	1570,88	4849,78	0,32		ТП-8												
Итого по ТП-8			1099,6	1121,8	1570,88	4849,78	0,32	1600	тмз	0,7	1,57	0,43	2	0	2	1000	1162,3	1121,8	0,0	0,79	1,4*
ТП-17																					
12 Отделение машин непрерывного литья заготовок (МНЛЗ) № 1	2		901,39	799,71	1205	2865,78	0,42		ТП-17												
Итого по ТП-17		2	901,39	799,71	1205	2865,78	0,42	2000	тмз	0,7	2,04	-0,04	2	0	2	630	451,2	451,2	348,5	0,80	1,4*
ТП-9																					
14Печной пролет №1	2		1345,1	1370,1	1920	2040,89	0,94		ТП-9												
Итого по ТП-9		2	1345,1	1370,1	1920		0,94	2500	тмз	0,7	1,92	0,08	2	0	2	1000	866,4	866,4	503,7	0,80	1,4*
ТП-10																					
15Газоочистка	2		506,16	379,99	632,92	348,44	1,82		ТП-10												
Итого по ТП-10		2	506,2	380	632,92		1,82	2500	тмз	0,7	1,81	0,19	2	0	2	400	391,7	380,0	0,0	0,79	1,4*
ТП-11																					
13Механическое отделение №1	2		458,1	533,21	702,97	1322,67	0,53		ТП-11												
Итого по ТП-11			458,1	533,21	702,97	1322,67	0,53	2500	тмз	0,7	1,64	0,36	2	0	2	400	446,9	446,9	86,3	0,80	1,4*
ТП-18																					
16Насосно-фильтровальная	2		317,79	238,55	397,37	199,11	2		ТП-18												
Итого по ТП-18		2	317,79	238,55	397,37	199,11	2	2500	тмз	0,7	1,82	0,18	2	0	2	250	242,9	238,6	0,0	0,79	1,4*

ЮУрГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

32

Лист

Окончание таблицы 10

Наименов-е цехов и подраздел-й	К. н.	N _{надг.min}	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	F _{тс} , м ²	σ,кВА/м2	S _{эт} , кВА	Тип тр-ра	Кэт.доп	N _{эт.min}	ΔN _т	N _{т.min}	m	N _{т.опг}	S _{ном.т.} , кВА	Q _{1p} , квар	Q _p , квар	Q _{кв} , квар	Кэт.норм	Кэт.п/ав
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	19	20	21	22	23
ТП-12																					
10Склад готовой продукции	3		184,02	195,89	268,76	8376,89	0,03		ТП-12												
17Гараж	2		89,87	91,68	128,38	2488,89	0,05		НРП1												
Итого по ТП-12		2	273,88	287,57	397,15		0,05	400	ТМЗ	0,7	1,57	0,43	2	0	2	250	291,5	287,6	0,0	0,79	1,4*
ТП-13																					
18Администрация	3		44,11	33,08	55,14	1244,44	0,04		НРП2												
19Электроремонтный цех	2		555,43	564,93	792,24	945,78	0,84		ТП-13												
Итого по ТП-13		2	599,54	598,01	846,80		0,84	2500	ТМЗ	0,7	2,14	-0,14	2	0	2	400	223,95	223,9	374,1	0,80	1,4*
ТП-14																					
20 Кислородная станция	2		836,81	628,97	1046,83	1294,22	0,81		ТП-14												
Итого по ТП-14		2	836,8	628,97	1046,83		0,81	2500	ТМЗ	0,7	1,90	0,10	2	0	2	630	561,97	562,0	67,0	0,80	1,4*

1,4* - в послеаварийном режиме необходимо отключить часть нагрузки, для обеспечения допустимой загрузки трансформаторов

Суммарные потери мощности в трансформаторе состоят из потерь холостого хода и нагрузочных потерь, зависящих от фактической нагрузки трансформатора. Справочные данные для трансформаторов приняты по справочнику [14].

Потери активной мощности рассчитаем по формуле:

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_x + \Delta P_k \cdot K_{\phiз}^2, \quad (2.12)$$

где ΔP_x – активные потери холостого хода трансформатора, кВт;

ΔP_k – активные потери короткого замыкания трансформатора, кВт;

$K_{\phiз}$ – фактический коэффициент загрузки трансформатора.

Потери реактивной мощности рассчитывается:

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \Delta Q_x + \Delta Q_k K_{\phiз}^2, \quad (2.13)$$

где $\Delta Q_x = S_{\text{н.тр}} \cdot i_x / 100$ – реактивные потери холостого хода трансформатора, кВАр;

$\Delta Q_k = S_{\text{н.тр}} \cdot u_k / 100$ – реактивные потери короткого замыкания трансформатора, кВАр;

i_x, u_k – соответственно ток холостого хода и напряжение короткого замыкания, %.

Расчет потерь в трансформаторах ТП представлен в таблице 11.

Также после определения потерь в трансформаторах необходимо рассчитать мощность, потребляемую ТП с учетом потерь мощности в трансформаторах.

Таблица 11 – Потери в трансформаторах ТП

ТП	ΔP_x	ΔP_k	$K^2_{\phi z}$	S _н , кВА	U _к ,	I _{хх} ,	$\Delta P_{тр}$,	$\Delta Q_{тр}$,	P _р ,	Q _р ,	R _т
	, кВт	, кВт			%	%					кВт
ТП1	0,9	5,5	0,36	400	4,5	1,8	9,55	55,9	416,9	309,8	3,438
ТП2	2,6	16	0,601	1250	5,5	1,6	5,47	32,32	1548,6	1205,4	1,024
ТП3	1,55	10,2	0,457	1000	5,5	2	6,21	75,00	1016,0	973,6	1,020
ТП4	1,55	10,2	0,64	1000	5,5	2	8,08	75,00	1404,0	856,9	1,020
ТП5	3,7	25	0,64	2000	6	0,9	9,57	46,18	2443,7	2123,5	0,625
ТП6	2,65	16,6	0,64	1600	6	1	9,55	55,9	1886,4	1796,9	0,648
ТП7	1,05	7,6	0,64	630	5,5	2	5,91	47,25	746,8	730,8	1,915
ТП8	1,55	10,2	0,617	1000	5,5	2	9,55	55,9	1109,2	1177,7	1,020
ТП9	1,55	10,2	0,64	1000	5,5	2	8,08	75,00	1353,2	941,4	1,020
ТП10	0,9	5,5	0,626	400	4,5	1,8	2,26	11,64	508,4	391,6	3,438
ТП11	0,9	5,5	0,64	400	4,5	1,8	4,42	25,20	462,5	472,1	3,438
ТП12	0,55	3,1	0,631	250	4,5	2,1	2,51	16,50	276,4	304,1	4,960
ТП13	0,9	5,5	0,64	400	4,5	1,8	2,26	11,64	601,8	235,6	3,438
ТП14	1,05	7,6	0,64	630	5,5	2	5,91	47,25	842,7	609,2	1,915
ТП15	0,9	5,5	0,64	400	4,5	1,8	4,42	25,20	544,9	367,9	3,438
ТП16	1,55	10,2	0,429	1000	5,5	2	5,92	75,00	1131,6	744,6	1,020
ТП17	1,05	7,6	0,64	630	5,5	2	5,91	47,25	907,3	498,4	1,915
ТП18	0,55	3,1	0,632	250	4,5	2,1	2,51	16,50	320,3	255,1	4,960
Итого							108,1	794,6			

3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ, СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП ПРЕДПРИЯТИЯ

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

Из всех возможных вариантов внешнего электроснабжения нужно выбрать оптимальный. Величину рационального напряжения питания ГПП оценим по приближенной формуле Стилла:

$$U_{\text{РАЦ}} = 4,34 \cdot \sqrt{l_i + 0,016 \cdot P_{\text{РП}}} \quad , \quad (3.1)$$

где l_i - длина питающей ГПП линии, км;

$P_{\text{Р.П}}$ - расчетная активная нагрузка предприятия на стороне НН ГПП, кВт.

Расчетная (максимальная) активная нагрузка предприятия:

$$P_{\text{Р.П}} = (P_{\text{Р.Н}} + P_{\text{Р.В}} + \Delta P_{\text{ТЭ}}) \cdot k_{\text{ОМ}} + P_{\text{Р.О}} \quad , \quad (3.2)$$

где $P_{\text{Р.Н}}$ - расчетная активная низковольтная нагрузка всех цехов и других потребителей предприятия;

$P_{\text{Р.В}}$ - расчетная активная высоковольтная нагрузка предприятия, создаваемая высоковольтными синхронными, асинхронными ЭД и т. п.;

$P_{\text{Р.О}}$ - расчетная активная нагрузка освещения предприятия, включающая внутрицеховое и наружное освещение;

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

$k_{\text{ОМ}}$ - коэффициент одновременности максимумов: $K_{\text{ОМ}}=0,9$.

$$k_{\text{ОМ}} = f(k_{\text{иа.ср}}; m_1); \quad (3.3)$$

					<i>ЮУрГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

$$m_1 = n + N, \quad (3.4)$$

где n – число узлов III уровня системы электроснабжения, которые запитаны от шин ГПП;

N – число высоковольтных электроприемников, подключенных к шинам ГПП;

$k_{\text{иа.ср}}$ - средневзвешенное значение коэффициента использования.

$$m_1 = 14 + 15 = 29.$$

$$k_{\text{ом}} = f(0,65; 29) \Rightarrow k_{\text{ом}} = 0,9$$

$$P_{\text{р.п}} = (16511,92 + 25964 + 108,1) \cdot 0,9 + 1398,77 = 39708,8 \text{ кВт.}$$

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{22 + 0,016 \cdot 39708,8} = 111,3 \text{ кВ}$$

Возьмем два варианта внешнего электроснабжения и сравним их. С большим (220 кВ) и меньшим (110 кВ) стандартным напряжением по отношению к $U_{\text{рац}}$. Вариант внешнего электроснабжения на напряжение 220 кВ необходимо рассматривать, так как питающая линия достаточно большой длины.

Полную расчётную нагрузку предприятия, необходимую для выбора силовых трансформаторов ГПП будем искать формуле:

$$S_{\text{р.п.}} = \sqrt{P_{\text{р.п.}}^2 + (Q_{\text{э.с.}} - \Delta Q_{\text{гпп}})^2}, \quad (3.5)$$

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

$$Q_{\text{э.с}} = P_{\text{р.п.}} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (3.6)$$

где $\text{tg}\varphi$ - можно посмотреть в таблице 12

Таблица 12 – Значения $\text{tg}\varphi$

Напряжение сети, кВ	110	220 и более
$\text{tg}\varphi$	0,5	0,5

Экономически целесообразная реактивная мощность для 110 и 220 кВ:

$$Q_{110,220 \text{ Э.С.}} = 39708,8 \cdot 0,5 = 19854,4 \text{ квар.}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП 110 и 220 кВ:

$$\Delta Q_{\text{ГПП}} = 0,07 \cdot \sqrt{P_{\text{р.н.}}^2 + Q_{\text{р.н.}}^2}; \quad (3.7)$$

$$\Delta Q_{\text{ГПП 110,220}} = 0,07 \cdot \sqrt{39708,8^2 + 19854,4^2} = 3107,7 \text{ квар.}$$

Полная расчетная нагрузка предприятия для 110 кВ, 220 кВ:

$$S_{\text{р.н. 110, 220}} = \sqrt{39708,8^2 + (19854,4 - 3107,7)^2} = 43095,7 \text{ квар.}$$

Мощность трансформаторов ГПП определяется из соотношения:

$$S_{\text{T}} = \frac{S_{\text{р.п.}}}{n \cdot K_{\text{з,доп}}}, \quad (3.8)$$

где $S_{\text{н.т}} \geq S_{\text{T}}$

$n = 2$ – число трансформаторов ГПП;

$K_{\text{з}}$ – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме, определяется из условия резервирования.

Тогда для 110 кВ и 220 кВ:

$$S_{\text{T}} = \frac{43095,7}{2 \cdot 0,7} = 30782,6 \text{ кВА.}$$

Все полученные результаты сведем в таблицу 13

Таблица 13 – Расчетные и справочные характеристики трансформатора

Параметры	110	220
1	2	3
Экономически целесообразная реактивная мощность $Q_{\text{эс}}$, квар	19854,4	19854,4
Потери реактивной мощности в силовых трансформаторных ГПП $\Delta Q_{\text{тр.гпп}}$, квар	3107,7	3107,7
Полная расчетная нагрузка $S_{\text{рп}}$, кВА	43095,7	43095,7
Мощность трансформаторов ГПП S_{T} , кВА	30782,6	30782,6
Тип трансформаторов ГПП	ТРДН-32000/110	ТРДН-32000/220
Номинальная мощность трансформатора, кВА	32000	32000

Окончание таблицы 13

Напряжение на высокой стороне $U_{вн}$, кВ	115	230
Напряжение на низкой стороне $U_{нн}$, кВ	11	11
Потери холостого хода $P_{хх}$, кВт	32	43
Потери короткого замыкания $P_{кз}$, кВт	145	167
Напряжение короткого замыкания U_k , %	10,5	12
Ток холостого хода $I_{хх}$, %	0,7	0,9
Коэф-т загрузки в нормальном режиме $K_{з.норм}$	0,67	1,35
Коэф-т загрузки в послеаварийном режиме $K_{з.авар}$	0,67	1,35

Варианты схемы электроснабжения предприятия на напряжение 110 и 220 кВ представлены на рисунке 2.

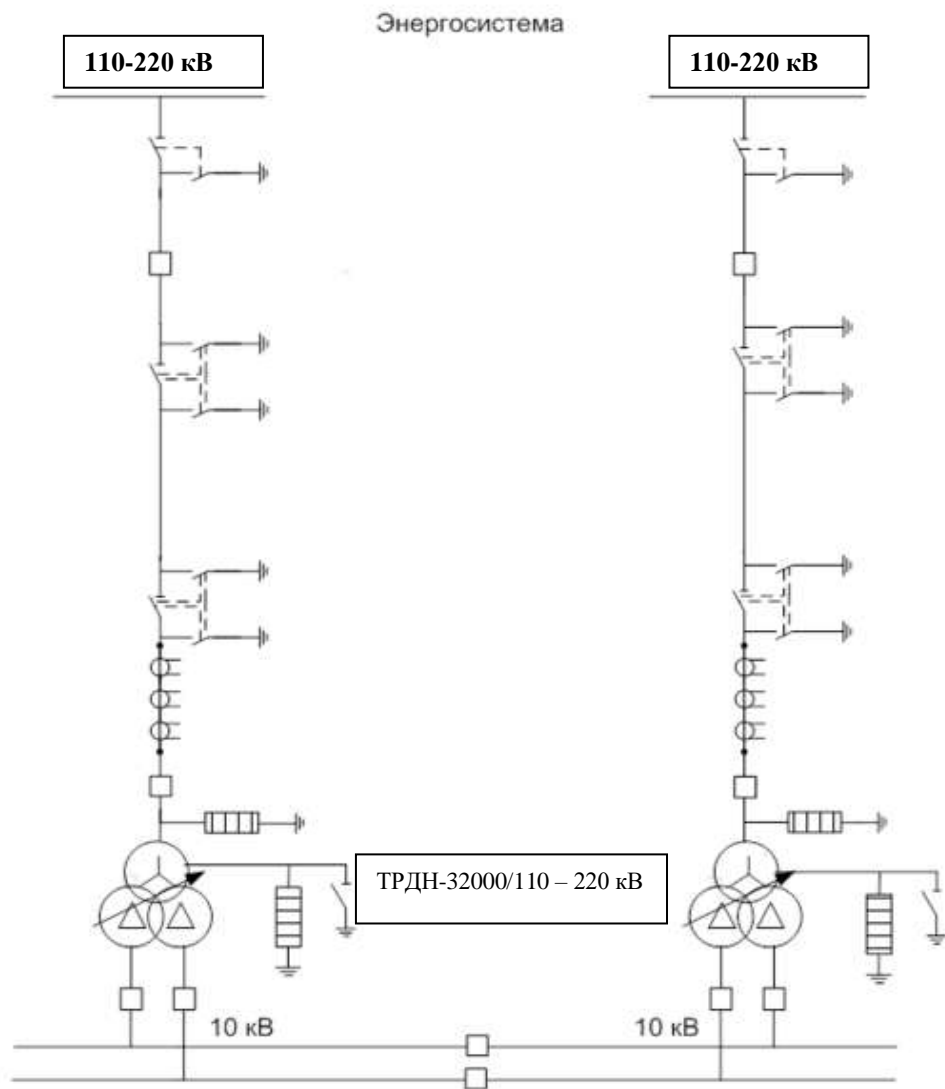


Рисунок 2 - вариант схемы внешнего электроснабжения предприятия на напряжениях 110-220 кВ.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ЮУрГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР

Лист

40

4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНИКО - ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

4.1 Расчеты для схемы внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 110 кВ и 220 кВ.

4.1.1 Потери мощности и электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП

Параметры трансформатора ТРДН-32000/110:

$$\Delta P_{xx}, \text{ кВт} = 32 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{кз}, \text{ кВт} = 145 \text{ кВт}$$

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

$$U_{к}, \% = 10,5\%$$

Активные потери в трансформаторах:

$$\Delta P_T = N \cdot (\Delta P_{xx} + K_{3Н}^2 \cdot \Delta P_{кз}), \quad (4.1)$$

где $N=2$ – число трансформаторов;

$K_{3Н}$ – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме.

Для 110 кВ:

$$\Delta P_{Т110} = 2 \cdot (32 + 0,67^2 \cdot 145) = 194,2 \text{ кВт.}$$

Параметры трансформатора ТРДН-32000/220:

$$\Delta P_{xx}, \text{ кВт} = 43 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{кз}, \text{ кВт} = 167 \text{ кВт}$$

$$I_{xx}, \% = 0,9\%$$

$$U_{к}, \% = 12\%$$

Для 220 кВ:

$$\Delta P_{Т220} = 2 \cdot (43 + 0,67^2 \cdot 167) = 235,9 \text{ кВт.}$$

Реактивные потери в трансформаторах:

$$\Delta Q_T = N \cdot \left(\frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{HT} + K_{3Н}^2 \cdot \frac{U_{кз}}{100} \cdot S_{HT} \right) \quad (4.2)$$

Для 110 кВ:

$$\Delta Q_{Т110} = 2 \cdot \left(\frac{0,7}{100} \cdot 32000 + 0,67^2 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot 32000 \right) = 3464,6 \text{ кВАр.}$$

									Лист
									41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ЮУрГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР				

Для 220 кВ:

$$\Delta Q_{T110} = 2 \cdot \left(\frac{0,9}{100} \cdot 32000 + 0,67^2 \cdot \frac{12}{100} \cdot 32000 \right) = 4023,6 \text{кВАр.}$$

Потери электрической энергии в трансформаторах:

$$\Delta A_T = N \cdot (\Delta P_{xx} \cdot T_T + K_{3,н}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau), \quad (4.3)$$

где $T_T = 8760$ ч – число часов в году;

τ – годовое число часов максимальных потерь:

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

где T_M – годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки: $T_M = 7650$ ч/год.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{7650}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 6923 \text{ч/год}$$

Тогда:

110 кВ:

$$\Delta A_{T110} = 2 \cdot (32 \cdot 8760 + 0,67^2 \cdot 145 \cdot 6923) = 1462 \cdot 10^3 \text{кВт} \cdot \text{ч/год},$$

220 кВ:

$$\Delta A_{T220} = 2 \cdot (43 \cdot 8760 + 0,67^2 \cdot 167 \cdot 6923) = 1791 \cdot 10^3 \text{кВт} \cdot \text{ч/год},$$

4.1.2 Выбор параметров линии электропередачи от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия

Нагрузка в начале линии:

$$S_{РЛ} = \sqrt{(P_{РП} + \Delta P_T)^2 + Q_{ЭСИ}^2} \quad (4.5)$$

Для 110 кВ и 220 кВ:

$$S_{РЛ110} = \sqrt{(39708,8 + 194,2)^2 + 19854,4^2} = 44569,6 \text{кВА}$$

Для 220 кВ:

$$S_{РЛ220} = \sqrt{(39708,8 + 235,9)^2 + 19854,4^2} = 44606,9 \text{кВА}$$

Расчетный ток одной цепи линии:

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

					ИОУрГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

$$\text{Для } 110 \text{ кВ: } I_{\text{РЛ}110} = \frac{44569,6}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 117,1 \text{ А.}$$

$$\text{Для } 220 \text{ кВ: } I_{\text{РЛ}220} = \frac{44606,9}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 58,6 \text{ А.}$$

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

$$I_n = 2 \cdot I_{\text{РЛ}} \quad (4.7)$$

Для 110 кВ:

$$I_{\text{п}110} = 2 \cdot 117,1 = 234,2 \text{ А.}$$

Для 220 кВ:

$$I_{\text{п}220} = 2 \cdot 58,6 = 117,2 \text{ А.}$$

Сечение проводов линии находим по экономической плотности тока. Согласно ПУЭ 7 изд. $j_{\text{э}}=1,1 \text{ А/мм}^2$, тогда

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{РЛ}}}{j_{\text{э}}} \quad (4.8)$$

Для 110 кВ:

$$F_{\text{э}} = \frac{117,1}{1,1} = 106,5 \text{ мм}^2$$

Для 220 кВ:

$$F_{\text{э}} = \frac{58,6}{1,1} = 53,3 \text{ мм}^2$$

Для 110 кВ выберем ближайшее стандартное сечение. Но т.к. по условиям проверки на коронирование минимальное сечение для проводов напряжение 110 кВ должно быть не менее 70 мм^2 , то выбран провод АС-120/19, длительно допустимый ток $I_{\text{доп}}=390 \text{ А}$, удельные сопротивления $r_0=0,249 \text{ Ом/км}$, $x_0=0,391 \text{ Ом/км}$.

Для линий напряжением 220 кВ принимается провод марки АС240 / 32, длительно допустимый ток $I_{\text{доп}}=610 \text{ А}$, удельные сопротивления $r_0=0,118 \text{ Ом/км}$, $x_0=0,435 \text{ Ом/км}$ [12].

Проверяем провод по нагреву в послеаварийном режиме:

$$\text{Для } 110 \text{ кВ: } I_{\text{доп}}=390 \text{ А} > I_{\text{п}}=234,2 \text{ А,}$$

$$\text{Для } 220 \text{ кВ: } I_{\text{доп}}=610 \text{ А} > I_{\text{п}}=117,2 \text{ А.}$$

					ЮУрГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta A_{Л} = N \cdot (3 \cdot I_{РЛ}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau) \cdot 10^{-3} \quad (4.9)$$

Для 110 кВ:

$$\Delta A_{Л110} = 2 \cdot (3 \cdot 117,1^2 \cdot 0,249 \cdot 22 \cdot 6923) \cdot 10^{-3} = 3120 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

Для 220 кВ:

$$\Delta A_{Л220} = 2 \cdot (3 \cdot 58,6^2 \cdot 0,118 \cdot 22 \cdot 6923) \cdot 10^{-3} = 370 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

4.1.3 Расчет токов короткого замыкания

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

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

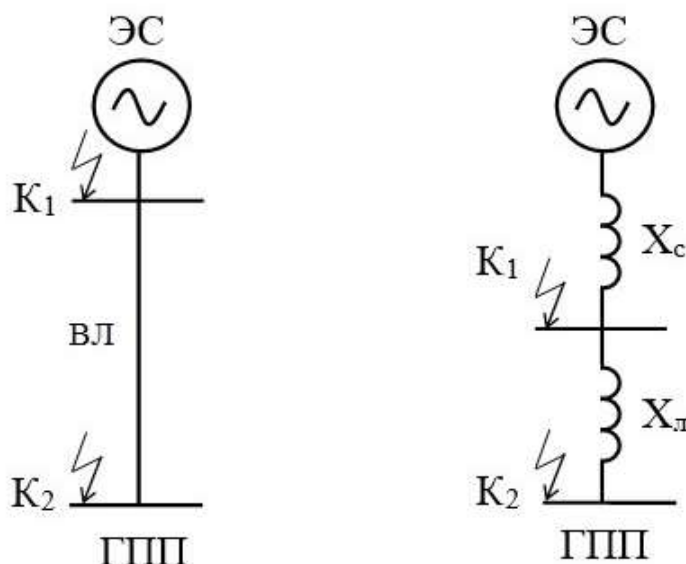


Рисунок 2 – Схемы расчета токов короткого замыкания

Определим базисные условия: $S_B = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$

За базисное напряжение принимаем среднее напряжение на ступени, где рассматривается КЗ. Среднее напряжение на 5% больше номинального, следовательно, $U_B = U_{НОМ} \cdot 1,05 = 110 \cdot 1,05 = 115 \text{ кВ}$; $U_B = U_{НОМ} \cdot 1,05 = 220 \cdot 1,05 = 230 \text{ кВ}$

Для 110 кВ:

$$S_{кзС} = 3000 \text{ МВ} \cdot \text{А}; U_{Б2} = 115 \text{ кВ}, U_{Б3} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Для 220 кВ:

$S_{кзс} = 5500 \text{ МВ} \cdot \text{А}; U_{Б1} = 230 \text{ кВ}, U_{Б3} = 10,5 \text{ кВ}.$

Сопротивление системы в относительных единицах:

$$x_c = \frac{S_B}{S_{кзс}}, \quad (4.10)$$

где $S_{кзс}$ – мощность короткого замыкания на шинах подстанции энергосистемы, МВА.

Для 110 кВ:

$$x_{c*} = \frac{1000}{3000} = 0,33$$

Для 220 кВ:

$$x_{c*} = \frac{1000}{5500} = 0,18$$

Сопротивление воздушной линии:

$$x_L = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_B}{U_B^2} \quad (4.11)$$

Для 110 кВ:

$$x_{L*} = \frac{0,391 \cdot 22 \cdot 1000}{115^2} = 0,65$$

Для 220 кВ:

$$x_{L*} = \frac{0,38 \cdot 22 \cdot 1000}{230^2} = 0,16$$

Определим ток короткого замыкания в точке К1 (периодическая составляющая $I_{пт}$ принимается неизменной в течение всего процесса замыкания):

$$I_{K1} = I_{пт} = I_{п0} = \frac{I_B}{x_{c*}} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot x_{c*}} \quad (4.12)$$

110 кВ:

$$I_{K1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,33} = 15,21 \text{ кА}$$

					<i>ЮУрГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		45

220 кВ:

$$I_{K1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 0,18} = 13,88 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания в тоске К1:

$$I_{уд1} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{K1}, \quad (4.13)$$

где $K_{y\partial}$ - ударный коэффициент равный 1,8 [10, стр.84].

110 кВ:

$$I_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 15,21 = 38,72 \text{ кА}$$

220 кВ:

$$I_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 13,88 = 35,33 \text{ кА}$$

Рассчитаем ток КЗ в точке К2

$$I_{K2} = I_{Пт} = I_{П0} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot (x_{C*} + x_{Л*})} \quad (4.14)$$

110кВ:

$$I_{K2} = I_{Пт} = I_{П0} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (0,33 + 0,65)} = 5,13 \text{ кА}$$

220кВ:

$$I_{K2} = I_{Пт} = I_{П0} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot (0,18 + 0,16)} = 7,39 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К2:

110 кВ:

$$I_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5,13 = 13,06 \text{ кА}$$

220 кВ:

$$I_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 7,39 = 18,81 \text{ кА}$$

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

Выключателей выбирают и проверяют по следующим параметрам:

1) Номинальному напряжению:

$$U_c \leq U_n \quad (4.15)$$

2) Номинальному току

					ИОУРГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_n, \quad (4.16)$$

где $I_{\text{раб.мах}}$ – рабочий ток выключателя в наиболее тяжелом режиме

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{Н.Т}}^{\text{III}}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (4.17)$$

110 кВ:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{1,4 \cdot 32000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 235,4 \text{ А}$$

220 кВ:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{1,4 \cdot 32000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 117,7 \text{ А}$$

3) Номинальному току электродинамической стойкости:

– симметричному:

$$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{дин}} \quad (4.18)$$

– асимметричному:

$$i_{\text{уд.мах}} \leq I_{\text{дин.мах}} \quad (4.19)$$

$$i_{\text{уд.мах}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{ПО}} \quad (4.20)$$

$$I_{\text{дин.мах}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{\text{дин}} \quad (4.21)$$

4) По номинальному току отключения:

– симметричному:

$$I_{\text{Пт}} \leq I_{\text{откл}} \quad (4.22)$$

– асимметричному:

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{Пт}} + i_{\text{ат}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right), \quad (4.23)$$

где $i_{\text{ат}}$ – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания;

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{KI}} \cdot e^{-\frac{t_B}{T_a}}, \quad (4.24)$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, для установок напряжением выше 1000В $T_a = 0,05$ с.;

t_B – собственное время отключения выключателя, с.;

β_n – процентное содержание аperiodической составляющей в токе замыкания;

$$\beta_H = f(\tau); \quad (4.25)$$

$$\tau = t_{з.мин} + t_B, \quad (4.27)$$

где $t_{з.мин}$ – минимальное время действия релейной защиты, с ($t_{з.мин} = 0,01$ с.)

5) По номинальному импульсу квадратичного тока (термической стойкости):

$$B_K \leq B_{K.доп}; \quad (4.28)$$

$$B_K = I_{пт}^2 \cdot (t_{рз} + t_B + T_a) \leq I_{тер}^2 = B_{K.доп}, \quad (4.29)$$

где $t_{рз}$ – минимальное время действия релейной защиты ($t_{рз} = 0,5$ с);

t_B – собственное время отключения выключателя по каталогу,

$T_a = 0,05$ с – время затухания апериодической составляющей тока КЗ.

$$110 \text{ кВ: } (t_B = 0,038 \text{ с});$$

$$220 \text{ кВ: } (t_B = 0,025 \text{ с});$$

$$110 \text{ кВ: } B_{K1} = 15,21^2 \cdot (0,5 + 0,038 + 0,05) = 136,03 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{K2} = 5,13^2 \cdot (0,5 + 0,038 + 0,05) = 15,47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$220 \text{ кВ: } B_{K1} = 13,88^2 \cdot (0,5 + 0,025 + 0,05) = 110,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{K2} = 7,39^2 \cdot (0,5 + 0,025 + 0,05) = 31,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K, \quad (4.30)$$

где $I_{тер}$ – ток термической стойкости для выбранного выключателя;

$t_{тер}$ – паспортное значение времени протекания тока термической стойкости.

ВК – тепловой импульс тока короткого замыкания, пропорциональный количеству тепловой энергии, выделенной за время короткого замыкания.

Разъединители выбираются по напряжению ($U_c \leq U_H$), номинальному длительному току ($I_{раб.макс} \leq I_H$), а в режиме короткого замыкания проверяются по электродинамической и термической стойкости. Для защиты оборудования ГПП от перенапряжений выбираются ограничители

перенапряжений. Результаты выбора и проверки аппаратов сведены в таблицу 14 и таблицу 15

Таблица 14 - Выбор и проверка аппаратов 110 кВ

Данные установки	Каталожные данные
Выключатель ВГБ – 110 А	
$U_c=110$ кВ	$U_n=110$ кВ
$I_{раб.маx}=235,4$ А	$I_{ном}= 2000$ А
$I_{ПО} =5,13$ кА	$I_{дин}=40$ кА
$I_{уд.маx}= 13,06$ кА	$I_{дин.маx}=101,8$ кА
$I_{ПО} =5,13$ кА	$I_{отк} = 40$ кА
$B_k= 15,47$ кА ² ·с	$B_{кдоп}=4800$ кА ² ·с
Разъединитель РДЗ – 110 /1000 Н.УХЛ1	
$U_c=110$ кВ	$U_n=110$ кВ
$I_{раб.маx}=235,4$ А	$I_{ном}= 1000$ А
$I_{уд.маx}= 13,06$ кА	$I_{дин.маx}=101,8$ кА
$B_k= 15,47$ кА ² ·с	$B_{кдоп}=4800$ кА ² ·с
Ограничитель перенапряжений ОПН-110 В УХЛ 1	
$U_c=110$ кВ	$U_n=110$ кВ

Таблица 15 - Выбор и проверка аппаратов 220 кВ

Данные установки	Каталожные данные
Выключатель ВГБ – 220 А	
$U_c=220$ кВ	$U_n=220$ кВ
$I_{раб.маx}=117,7$ А	$I_{ном}= 4000$ А
$I_{ПО} =7,39$ кА	$I_{дин}=40$ кА
$I_{уд.маx}= 18,81$ кА	$I_{дин.маx}=125$ кА
$I_{ПО} =7,39$ кА	$I_{отк} = 40$ кА
$B_k= 31,4$ кА ² ·с	$B_{кдоп}=4800$ кА ² ·с

Окончание таблицы 15

РГНП-К-220/1000 УХЛ1	
$U_c=220\text{кВ}$	$U_H=220\text{ кВ}$
$I_{\text{раб.маx}}=117,7\text{ А}$	$I_{\text{ном}}= 1000\text{ А}$
$I_{\text{уд.маx}}= 18,81\text{ кА}$	$I_{\text{дин.маx}}=40\text{ кА}$
$B_k= 31,4\text{ кА}^2\cdot\text{с}$	$B_{\text{кдоп}}=4800\text{ кА}^2\cdot\text{с}$
Ограничитель перенапряжений ОПН-220 В УХЛ 1	
$U_c=220\text{ кВ}$	$U_H=220\text{ кВ}$

4.1.5 Определим технико- экономические показатели сравниваемых схем внешнего электроснабжения

Годовые приведенные затраты, тыс.руб./год, находятся по формуле:

$$Z_{\text{Г}\Sigma} = \sum_{i=1}^n E_i \cdot K_i + C_3 + Y, \quad (4.31)$$

где E_i - общие ежегодные отчисления от капиталовложений;

$$E_i = E_H + E_{ai} + E_{oi}, \quad (4.32)$$

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

E_{ai} - отчисления на амортизацию;

E_{oi} - расходы на обслуживание;

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

Y - народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения, определяется для вариантов, неравноценных по надежности. Ввиду того, что параметры потока отказов элементов системы внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ и 220 кВ отличаются мало, в учебном проекте примем экономические ущербы от перерывов рассматриваемых вариантах приблизительно одинаковыми.

C_3 - стоимость годовых потерь электроэнергии по двухставочному тарифу, вычисляется по формуле:

$$C_3 = (\Delta A_T + \Delta A_{л}) \cdot C'_0, \quad (4.33)$$

где C'_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии;

$$C'_0 = \delta \cdot \left(\frac{\alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (4.34)$$

где α – основная ставка тарифа, для сетей напряжением (принята на 1 полугодие 2020 г.)

Для сетей напряжением 110 кВ и 220 кВ:

$$\alpha = (\alpha_{\text{СЕТ}} + \alpha_{\text{ГЕН}}) \cdot 12 = 1418,69 \cdot 12 = 17024,28 \text{ руб./кВт} \cdot \text{год.},$$

β – стоимость одного кВт·ч электроэнергии,

для сетей напряжением 110 и 220 кВ: $\beta = 1,448 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч}$,

δ – поправочный коэффициент, для сетей напряжением 110 кВ $\delta = 1,03$, для сетей напряжением 220 кВ $\delta = 1,04$;

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

Все расчеты по технико-экономическим показателям схем 110 и 220 кВ сводим в таблицы 16 и 17 соответственно.

Стоимость двух цепной воздушной линии, ячейки выключателя и силового трансформатора принята по справочнику [14] в ценах на 2001 год, поэтому ее умножаем на коэффициент инфляции, который для Челябинской области в отрасли электроэнергетики составил 4,86.

Стоимостью разъединителей, ОПН и измерительного оборудования 110 и 220 кВ в данном расчете пренебрегаем.

Таблица 16 – Технико-экономические показатели схемы на напряжение 110 кВ

Наименование оборудования	Единица измерения	Кол-во	Стоимость единицы, тыс. руб.	Капиталовложения	Отчисления Е.о.е.	Затраты, К·Е, тыс. руб./год	Потери э/э ДАТ, кВт*ч/год	Удельная стоимость потерь э/э С0 руб./кВт*ч	Стоимость потерь э/э Сэтыс.руб./год
				К, тыс. руб.					
Ячейка с элегазовым выключателем Выключатель ВГБ – 110 А[12]	шт.	4	34020	136080	0,193	26263,44			

Окончание таблицы 16

Трансформатор ТРДНС-32000/110 [12]	шт.	2	34506	69012	0,193	13319,316	543030	7,57	4109,29
Двухцепная ВЛ 110 кВ с АС-120/19 [12]	км.	22	5589	122958	0,193	23730,894	666376	7,57	5044,47
Всего по варианту 110 кВ				328050		63313,65			9153,751
Годовые приведенные затраты						72467,401			
Итого произведенные затраты						400517,401			

$$З_{110} = 63313,65 + 9153,75 = 72467,40 \text{ тыс. руб./год}$$

Таблица 17 – Технико-экономические показатели схемы на напряжение 220 кВ

Наименование оборудования	Единица измерения	Кол-во	Стоимость единицы, тыс. руб.	Капиталовложения	Отчисления Е.о.е.	Затраты, К.Е, тыс. руб./год	Потери э/э ΔАт, кВт*ч/год	Удельная стоимость потерь э/э С0 руб./кВт*ч	Стоимость потерь э/э Сэтыс.руб./год
				К, тыс. руб.					
Ячейка с элегазовым выключателем Выключатель ВГБ – 220 А [12]	шт.	4	60750	243000	0,193	46899			
Трансформатор ТРДНС-32000/220 [12]	шт.	2	52002	104004	0,193	20072,772	621943	7,64	4751,65
Двухцепная ВЛ 220 кВ с АС240 / 32 [12]	км.	22	10667,7	234689,4	0,193	45295,0542	46552	7,64	355,66
Всего по варианту 220 кВ				581693,4		112266,8262			5107,302
Годовые приведенные затраты						117374,1282			
Итого произведенные затраты						699067,5282			

$$Z_{220} = 112266,83 + 5107,30 = 117374,13 \text{ тыс. руб./год}$$

Сравнение:

$$\frac{Z_{220} - Z_{110}}{Z_{220}} \cdot 100\% = \frac{117374,13 - 72467,40}{117374,13} \cdot 100\% = 38\%$$

По результатам выше видно, что вариант напряжением 110 кВ обойдется на 38 % дешевле, чем вариант 220 кВ.

В данном разделе осуществлено технико-экономического сравнения, где выбор напряжения питающей линии 110 кВ принят как экономически выгодный. Также выбрана коммутационная аппаратура в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП.

					<i>ЮУрГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		53

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

5.1 Выбор напряжения

Выбор величины напряжения распределительных сетей предприятия зависит от величины нагрузок на напряжениях 6 и 10 кВ. Критерием выбора являются технико – экономические показатели, приведенные затраты, которые рассчитываются как для сети, так и для понижающих подстанций. Для распределительных сетей следует применять напряжение 10 кВ, потому что отсутствует нагрузка на напряжение 6 кВ.

5.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия

Схема выполняется одноступенчатая, распределение электроэнергии осуществляется по магистральным схемам при последовательном, линейном расположении подстанций (число трансформаторов, присоединяемых к одной магистрали 2) Внутривозвонное распределение электрической энергии выполняются по радиальным схемам при нагрузках, расположенных в различных направлениях от ГПП. Так как имеются потребители I и II категории, 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. Для проектируемого предприятия принята смешанная схема распределения энергии. Схема электроснабжения предприятия приведена на втором листе графической части ВКР.

5.3 Конструктивное выполнение электрической сети

Выбор способа распределения электроэнергии зависит от величины электрических нагрузок и их размещения, плотности застройки предприятия,

					<i>ЮУрГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

конфигурации технологических, транспортных и других коммуникаций, типа грунта на территории предприятия.

Распределительные сети предприятия напряжением 10 кВ сделаем кабельными линиями.

В качестве основного способа прокладки выбираем прокладку кабелей в траншее (в одной траншее допускается прокладка не более шести кабелей). Так как грунт предприятия имеет среднюю коррозионную активность, в грунте есть блуждающие токи, то к прокладке принимаются кабели типа ААШвУ. Под автомобильной дорогой кабель будем прокладывать 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.

Кабельной линии в нормальном режиме, А, определяется по формуле:

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

где

n – количество кабелей к присоединению;

S_p – 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 это расчетная нагрузка, приходящаяся на один трансформатор, с учетом потерь;

– При питании *распределительного устройства* 6,10 кВ это нагрузка, потребляемая одной секцией сборных шин;

					ИОУрГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

Сечение кабельной линии, определяется по экономической плотности тока, мм²

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р.к.}}}{j_{\text{э}}}, \quad (5.2)$$

где $j_{\text{э}} = 1,2$ – экономическая плотность тока для кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена и алюминиевыми жилами при числе часов использования максимума нагрузки $T_{\text{М}} = 7650$ ч/год [9].

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.

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки, A , рассчитаем по формуле:

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{П}} \cdot K_t \cdot I_{\text{доп}}, \quad (5.3)$$

где $K_{\text{П}}$ – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей, зависящий от расстояния между ними в свету, определяется по справочным данным [2], при прокладке двух параллельных кабелей с расстоянием между ними 100 мм $K_{\text{П}} = 0,9$, при прокладке одного кабеля, $K_{\text{П}} = 1$;

K_t – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [2], при прокладке кабелей в земле с нормированной температурой алюминиевых жил с бумажной изоляцией 80⁰С и температуре почвы 15⁰С $K_t = 1,0$ [14];

$I_{\text{доп}}$ – длительно - допустимый ток кабеля, определяется по справочным данным[4];

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки должен удовлетворять следующему условию: $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р.к.}}$.

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

Расчетный ток в кабельной линии в послеаварийном режиме, A , рассчитывается по формуле:

$$I_{AB} = 2 \cdot I_{рк} \quad (5.4)$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме, A , рассчитывается по формуле:

$$I'_{AB} = K_{AB} \cdot I'_{доп}, \quad (5.5)$$

где K_{AB} - коэффициент перегрузки, определяется по справочным данным [4], при прокладке кабеля в земле с предварительной нагрузкой 60% допускается перегрузка в течении получаса на 35%, $K_{AB} = 1,35$, при прокладке кабеля в земле в трубе при предварительной нагрузке кабеля 60% допускается перегрузка на 20%, $K_{AB} = 1,2$.

Допустимая перегрузка кабеля должна удовлетворять следующему условию:

$$I'_{AB} > I_{AB}$$

Потеря напряжения в кабельной линии в послеаварийном режиме, %, определять будем по формуле:

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot l + Q_p \cdot x_0 \cdot l}{n_k \cdot U_H^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{доп} = 5\% \quad (5.6)$$

где P_p, Q_p – расчетные активная и реактивная нагрузка кабеля;

r_0, x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивление кабеля, Ом/км;

l – длина кабельной линии, км.

Все расчеты сведем в таблицу 18.

					<i>ЮУрГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		57

Таблица 18 – Выбор кабелей 10 и 0,4 кВ

№	Цех	Конечные пункты КЛ	P _р , кВт	Q _р , квар	S _р к, кВА	I _р к, А	F _э , мм ²	F _{ст} , мм ²	Марка кабеля	пк	Спо соб прок ладки	Нагрузка, А		I _{доп} , А	К _л , о.е.	К _т , о.е.	I _{доп} , А	K _{ав} , о.е.	I _{ав} , А	L, км	I ₀ , Ом/км	I _{к0} , Ом/км	ΔU, %
												норм реж.	п/а реж.										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Кабельные линии 10 кВ																							
1	2	ГПП-ТП2	1548,6	1205,4	1962,4	56,7	47,3	50	АПВПуГ-10	2	в траншее (лоток)	56,7	113,43	195	1	1	195	0,08	0,641	0,184	0,97	56,7	113,43
2	3	ГПП-ТП3	2420,0	1830,5	3034,3	87,7	73,1	70		2		87,7	175,4	240	1	1	240	0,232	0,42	0,086	2,72	87,7	175,4
3	6	ТП3-ТП4	1404,0	856,9	1644,8	47,5	39,6	50		2		47,5	95,078	195	1	1	195	0,272	0,641	0,184	2,88	47,5	95,078
4	7	ГПП-ТП5	3286,4	2732,7	4274,1	123,5	102,9	120		2		123,5	247,06	285	1	1	285	0,261	0,25	0,081	2,72	123,5	247,06
5	20	ТП5-ТП14	842,7	609,2	1039,9	30,1	25,0	50		2		30,1	60,108	195	1	1	195	0,252	0,641	0,184	1,64	30,1	60,108
6	8	ГПП-ТП6	1886,4	1796,9	2605,2	75,3	62,7	70		2		75,3	150,59	240	1	1	240	0,131	0,42	0,086	1,24	75,3	150,59
7	11	ГПП-ТП8	2016,5	1676,2	2622,1	75,8	63,2	70		2		75,8	151,57	240	1	1	240	0,187	0,42	0,086	1,85	75,8	151,57
8	12	ТП8-ТП17	907,3	498,4	1035,2	29,9	24,9	50		2		29,9	59,838	195	1	1	195	0,026	0,641	0,184	0,18	29,9	59,838
9	14	ГПП-ТП9	2136,0	1668,6	2710,5	78,3	65,3	70		2		78,3	156,68	240	1	1	240	0,243	0,42	0,086	2,53	78,3	156,68
10	13	ТП9-ТП11	782,8	727,2	1068,5	30,9	25,7	50		2		30,9	61,76	195	1	1	195	0,28	0,641	0,184	1,78	30,9	61,76
11	16	ТП11-ТП18	320,3	255,1	409,4	11,8	9,9	50		2		11,8	23,667	195	1	1	195	0,08	0,641	0,184	0,20	11,8	23,667
12	15	ГПП-ТП10	508,4	391,6	641,8	18,5	15,5	50		2		18,5	37,096	195	1	1	195	0,237	0,641	0,184	0,94	18,5	37,096
13	10	ГПП-ТП12	1023,1	1034,8	1455,2	42,1	35,0	50		2		42,1	84,118	195	1	1	195	0,205	0,641	0,184	1,73	42,1	84,118
14	9	ТП12-ТП7	746,8	730,8	1044,8	30,2	25,2	50		2		30,2	60,395	195	1	1	195	0,232	0,641	0,184	1,42	30,2	60,395
15	19	ГПП-ТП13	601,8	235,6	646,3	18,7	15,6	50		2		18,7	37,357	195	1	1	195	0,373	0,641	0,184	1,60	18,7	37,357
16	4	ГПП-ТП15	2093,4	1422,3	2530,9	73,1	61,0	70		2		73,1	146,29	240	1	1	240	0,219	0,42	0,086	2,19	73,1	146,29
17	1	ТП15-ТП1	1548,5	1054,4	1873,4	54,1	45,1	50		2		54,1	108,29	195	1	1	195	0,095	0,641	0,184	1,13	54,1	108,29
18	5	ТП1-ТП16	1131,6	744,6	1354,6	39,2	32,6	50		2		39,2	78,301	195	1	1	195	0,045	0,641	0,184	0,39	39,2	78,301
14	20	ГПП-СД9,10	4000,00	-1549,83	3033,31	87,57	62,55	70	ААШВ-10	2	87,57	-	246	1	1	221,40	1,25	276,75	0,219	0,443	0,086	0,18	
		ГПП-СД11,12	630,00	-244,10	477,75	13,79	9,85	10		2	13,79	-	81	1	1	72,90	1,25	91,125	0,253	3,08	0,122	0,24	

ЮурГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР

Изм.	Продолжение таблицы 18																							
Лист	15	7	ГПП-СД1.2	1600,00	-581,19	1203,70	34,75	24,82	25		2		34,75	-	135	1	1	121,50	1,25	151,875	0,293	1,2	0,099	0,27
№ докум.	16	15	ГПП-СД3,4	2000,00	-867,64	1541,56	44,50	31,79	35		2		44,50	-	163	1	1	146,70	1,25	183,375	0,240	0,868	0,095	0,20
Подпись	17	16	ГПП-СД5,6,7,8	630,00	-244,10	477,75	6,90	4,93	10		4		6,90	-	81	1	1	72,90	1,25	91,125	0,480	3,08	0,122	0,46
Дата	18	14	ГПП-ДСП1,2	4500,00	1952,19	1920,00	55,43	39,59	50		2		55,43	110,85	199	1	1	179,10	1,25	223,875	0,179	0,62	0,09	0,26
	19	11	ГПП-АКП	7200,00	3123,51	1570,88	90,70	64,78	70		1		90,70	181,40	246	1	1	246,00	1,25	307,5	0,179	0,443	0,086	0,31
	Кабельные линии 0,4 кВ																							
	22	17	ТП12-НРП3	89,87	45,84	71,34	51,48	36,77	50	ААШВ	2	В траншее	51,48	102,97	199	1	1	179,1	1,25	223,88	0,053	0,62	0,062	0,98
	23	18	ТП13-НРП4	22,05	16,54	19,49	14,07	9,70	50		2	В траншее	14,07	28,14	199	1	1	179,1	1,25	223,88	0,027	0,62	0,062	0,12
ЮУРГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР																								
Лист	59																							

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

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

Для расчета токов короткого замыкания составим расчетную электрическую схему (рисунок 3)

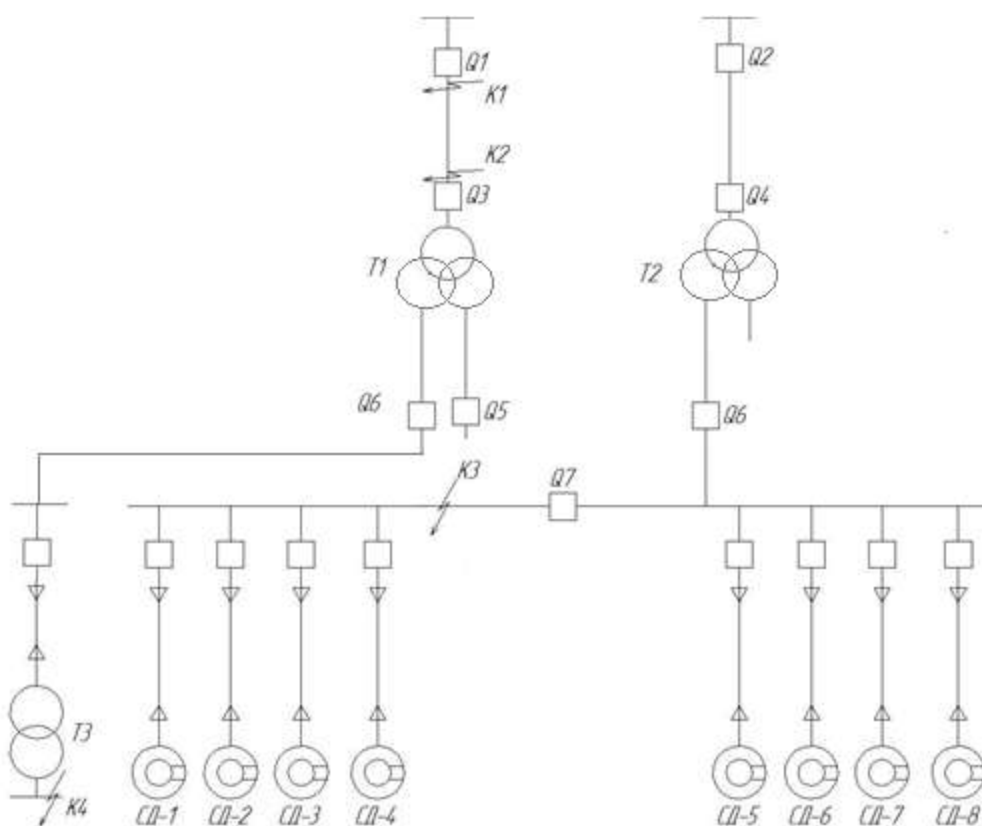


Рисунок 3 – Расчетная электрическая схема СЭС предприятия для расчета токов КЗ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

При выборе расчетной схемы для определения токов короткого замыкания будем рассчитывать режим, при котором воздействие токов короткого замыкания на систему электроснабжения является наиболее тяжелым. Это режим, когда один из трансформаторов главной понизительной подстанции отключен для проведения профилактических мероприятий или аварийного ремонта и включен секционный выключатель в распределительном устройстве 10 кВ ГПП, то есть все электроприемники питаются от одного трансформатора. В этом случае все асинхронные двигатели будут влиять на величину тока КЗ. При определении токов КЗ в точках К1 и К2 подпитку от асинхронных двигателей можно не учитывать. В подпитке точки К3 участвуют все асинхронные 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 учитываться не будет. Для расчета токов КЗ по схеме электроснабжения предприятия (рисунок 3) составляется схема замещения (рисунок 4).

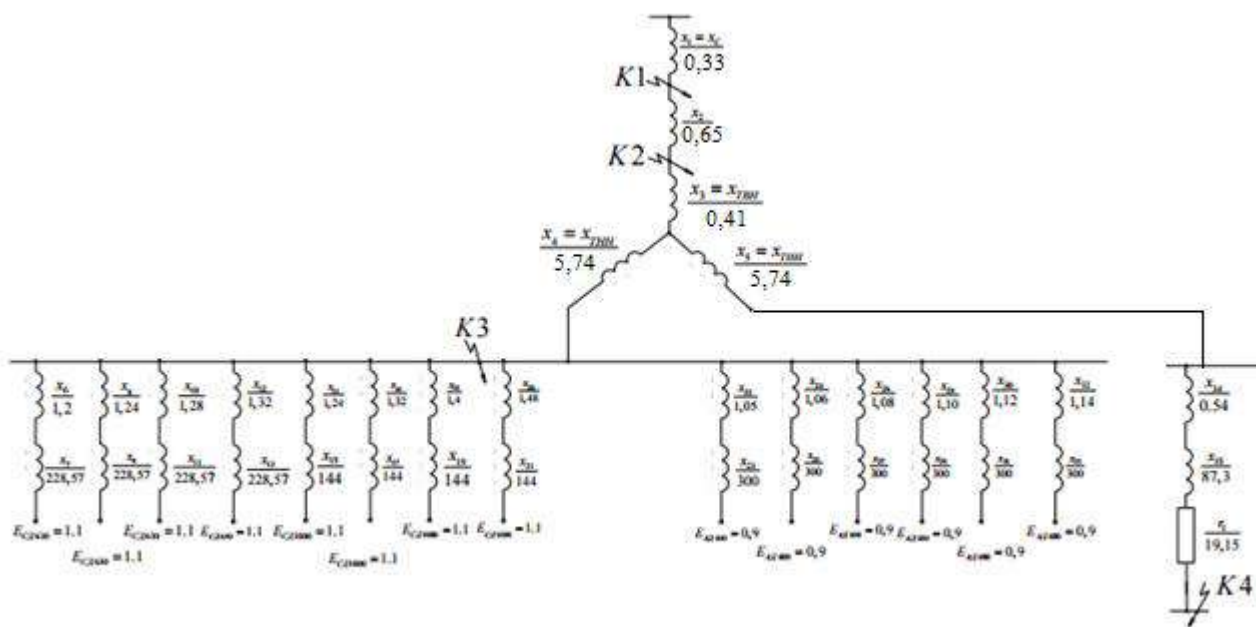


Рисунок 4 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Находим параметры схемы замещения, в относительных единицах при

$S_B = 1000$ МВА и, принимая за базисное напряжение той ступени, на которой произошло короткое замыкание:

Сопротивление системы:

$$x_c = 0,33.$$

Сопротивление воздушной линии:

$$x_L = 0,65$$

Сопротивление трансформатора ГПП рассчитаем по формуле:

$$x_{ТВН} = 0,125 \cdot \frac{U_{КЗ} \cdot S_B}{100 \cdot S_{HT}}; \quad (6.1)$$

$$x_{ТВН} = 0,125 \cdot \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 32} = 0,41;$$

$$x_{ТНН} = 1,75 \cdot \frac{U_{КЗ} \cdot S_B}{100 \cdot S_{HT}}; \quad (6.2)$$

$$x_{ТНН} = 1,75 \cdot \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 32} = 5,74.$$

Сопротивление кабельных линий для двигателей мощностью до 1000кВт:

$$x = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{CP}^2}, \quad (6.3)$$

где U_{CP2} – среднее напряжение кабельной линии 10 кВ, $U_{CP2} = 10,5$ кВ.

$$x_{Л5} = x_{Л6} = x_{Л7} = x_{Л8} = 0,122 \cdot 0,480 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,53.$$

Сопротивление кабельных линий для двигателей мощностью выше 1000кВт

$$x_{Л1} = x_{Л2} = 0,099 \cdot 0,293 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,26$$

$$x_{Л3} = x_{Л4} = 0,095 \cdot 0,240 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,21$$

Сопротивление синхронного двигателя 630 кВт:

$$x_{CD} = X_d'' \cdot \frac{S_B \cdot \eta \cdot \cos \varphi_n}{P_n}; \quad (6.4)$$

					ЮУрГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

$$x_{CD5} = x_{CD6} = x_{CD7} = x_{CD8} = 0,2 \cdot \frac{1000 \cdot 0,9 \cdot 0,9}{0,63} = 257,14$$

Сопротивление синхронного двигателя 1600 кВт:

$$x_{CD1} = x_{CD2} = 0,2 \cdot \frac{1000 \cdot 0,9 \cdot 0,9}{1,6} = 101,25$$

Сопротивление синхронного двигателя 2000 кВт:

$$x_{CD3} = x_{CD4} = 0,2 \cdot \frac{1000 \cdot 0,9 \cdot 0,85}{2,0} = 76,5$$

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

Сопротивление кабельной линии от ГПП до ТП-2 рассчитывается по формуле 6.2.

$$x_{Л9} = 0,184 \cdot 0,080 \cdot \frac{1000}{10^2} = 0,15$$

В сети напряжением ниже 1000В необходимо так же учитывать и активные сопротивления:

– Полное сопротивление цехового трансформатора рассчитывать будем по следующей формуле:

$$Z_{T.ТП2} = \frac{U_{кз}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{HT}}; \quad (6.5)$$

$$Z_{T.ТП2} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^6}{1250 \cdot 10^3} = 44;$$

– Активное сопротивление трансформатора цеховой ТП по этой формуле:

$$r = \Delta P_{кз} \cdot \frac{S_B}{S_{HT}^2}; \quad (6.6)$$

$$r = 16 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1250^2} = 10,24$$

– Индуктивное сопротивление трансформатора цеховой ТП:

$$X_T = \sqrt{Z_{T.ТП-5}^2 - r^2}; \quad (6.7)$$

$$X_T = \sqrt{44^2 - 10,24^2} = 42,79.$$

					ЮУрГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

Далее находим токи короткого замыкания в характерных точках СЭС.

Токи короткого замыкания в точках К1 и К2 были определены в технико - экономическом обосновании величины напряжения 110 кВ внешнего электроснабжения предприятия.

Для расчета тока короткого замыкания в точке К3 преобразуем схему замещения к следующему виду:

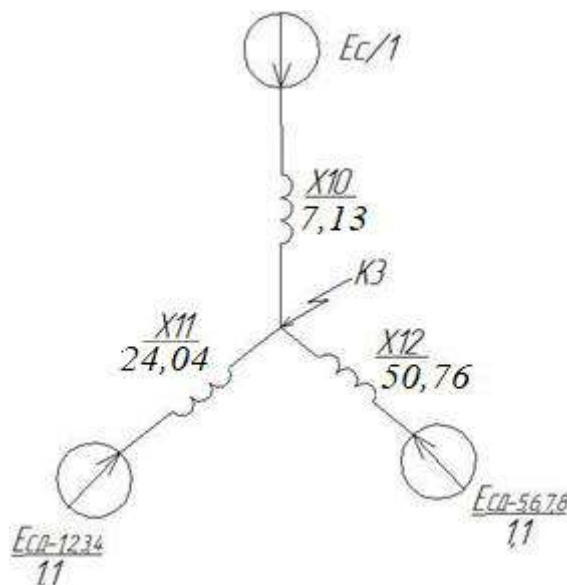


Рисунок 5 Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К3

Находим эквивалентные сопротивления схемы замещения на рисунке 5:

$$x_{10} = x_c + x_l + x_{T.вн} + x_{ТНН};$$

$$x_{10} = 0,33 + 0,65 + 0,41 + 5,74 = 7,13$$

$$x_{11} = \frac{1}{\frac{1}{(X_{Л5} + X_{СД5})} + \frac{1}{(X_{Л6} + X_{СД6})} + \frac{1}{(X_{Л7} + X_{СД7})} + \frac{1}{(X_{Л8} + X_{СД8})} + \frac{1}{(X_{Л3} + X_{СД3})} + \frac{1}{(X_{Л4} + X_{СД4})}}$$

$$x_{11} = \frac{1}{\frac{1}{(0,53+257,14)} + \frac{1}{(0,53+257,14)} + \frac{1}{(0,53+257,14)} + \frac{1}{(0,53+257,14)} + \frac{1}{(0,21+76,5)} + \frac{1}{(0,21+76,5)}} = 24,04$$

$$x_{12} = \frac{1}{\frac{1}{(X_{Л1} + X_{СД1})} + \frac{1}{(X_{Л2} + X_{СД2})}}$$

$$x_{12} = \frac{1}{\frac{1}{(0,26+101,25)} + \frac{1}{(0,26+101,25)}} = 50,76$$

Базисный ток, рассчитаем по формуле, кА:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} ; \quad (6.6)$$

Базисное напряжение равно среднее напряжение на ступени, где рассматриваем КЗ, $U_B = 10,5$ кВ.

$$I_B = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99$$

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви, рассчитаем ниже по формуле:

$$I_C = \frac{E_{i^*}}{x_i} \cdot I_B ; \quad (6.7)$$

$$I_{C|0|} = \frac{1}{7,13} \cdot 54,99 = 7,71 \text{ кА}$$

$$I_{CD5-8,3,4|0|} = \frac{1,1}{24,04} \cdot 54,99 = 2,52 \text{ кА}$$

$$I_{CD1,2|0|} = \frac{1,1}{50,76} \cdot 54,99 = 1,19 \text{ кА}$$

Начальное значение тока короткого замыкания, кА, в точке КЗ:

$$I_{КЗ} = I_{C|0|} + I_{CD5-8,3,4|0|} + I_{CD1,2|0|} = 7,71 + 2,52 + 1,19 = 11,42 \text{ кА}$$

$$I_{КЗ} = I_{П0} = I_{Пт} = 11,42 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания, кА, рассчитывается по формуле:

$$i_{удi} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{КЗ} , \quad (6.8)$$

где K_y – ударный коэффициент, $K_y = 1,8$ [1].

$$i_{удЗ} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 11,42 = 29,07 \text{ кА}$$

Мощность короткого замыкания, МВА, рассчитаем по формуле:

$$S_{КЗi} = \sqrt{3} \cdot U_{Bi} \cdot I_{Ki} ; \quad (6.9)$$

$$S_{КЗКЗ} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 29,07 = 528,01 \text{ МВА}$$

Определяем ток короткого замыкания в точке К₄. Суммарное индуктивное сопротивление:

					ЮУрГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

$$x_4 = x_{10} + x_{Л5} + x_T = 7,13 + 0,15 + 27,69 = 34,97$$

Полное сопротивление:

$$Z_4 = \sqrt{x_4^2 + r_T^2} ; \quad (6.10)$$

$$Z_4 = \sqrt{34,97^2 + 4,13^2} = 35,21$$

Мощность короткого замыкания, МВА, в точке К₄, рассчитывается по формуле:

$$S_{КЗК4} = \frac{S_B}{Z_4} ; \quad (6.11)$$

$$S_{КЗК4} = \frac{1000}{35,21} = 28,40 \text{ МВА}$$

Ток короткого замыкания в точке К₄, кА, рассчитывается по формуле:

$$I_{К4} = \frac{S_{КЗ4}}{\sqrt{3} \cdot U_B} ; \quad (6.12)$$

За базисное напряжение принимаем среднее напряжение на ступени, где рассматривается КЗ, $U_B = 0,4 \text{ кВ}$.

$$I_{К4} = \frac{28,4}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 41,04 \text{ кА}$$

$$I_{К4} = I_{П0} = I_{Пт} = 41,04 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К₄, кА, рассчитывается по формуле (6.8), при коротком замыкании за трансформатором 10/0,4 кВ, $K_y = 1,6$.

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{К4} ; \quad (6.13)$$

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 41,04 = 92,85 \text{ кА}$$

Рассчитаем мощность короткого замыкания в точках К₁ и К₂, МВА, за базисное напряжение принимаем среднее напряжение на ступени, где рассматривается КЗ, $U_B = 115 \text{ кВ}$.

$$S_{КЗК1} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 38,72 = 7712,48 \text{ МВА}$$

$$S_{КЗК2} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 12,40 = 2469,90 \text{ МВА}$$

Результаты расчетов по всем точкам короткого замыкания

					<i>ЮУрГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		66

представлены в таблице 19.

Таблица 19 - Результаты расчетов по всем точкам короткого замыкания

Расчетная точка	Напряжение расчетной точки $U_{ср}$, кВ	Токи, кА			Мощность КЗ ступени, МВА
		$I_{по}$	$I_{пг}$	$i_{уд}$	
K_1	115	15,21	15,21	38,72	7712,48
K_2	115	5,13	5,13	13,06	1020,61
K_3	10,5	11,42	11,42	29,07	528,01
K_4	0,4	41,04	41,04	92,85	28,40

Для оценки теплового импульса воздействия тока КЗ на отдельные элементы системы электроснабжения необходимо найти время отключения КЗ. Поэтому построим диаграмму селективности действия МТЗ (рисунок 6).

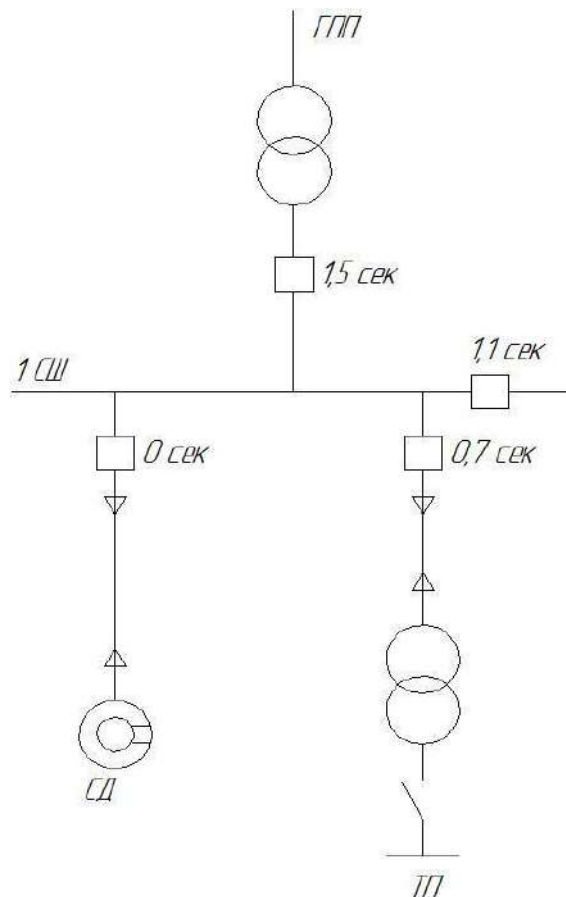


Рисунок 6 – Диаграмма селективности действия максимальной токовой защиты

7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СЭС ПРЕДПРИЯТИЯ

7.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства главной понизительной подстанции

РУ НН ГПП выполняется комплектным из шкафов серии КЭ – 104 МС1 для внутренней установки. Шкаф КЭ – 104 МС1 комплектуется элегазовыми выключателями типа VF, встроенными разъединителями вводного типа, сборными шинами и трансформаторами тока типа ТЛ-10.

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

Таблица 20 – Выбор ячеек КРУ ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные Шкаф КЭ – 104 МС1
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{утяж}$	$I_{утяжгпп} = 2,02$	$I_{ном} = 3 \text{ кА}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 29,07 \text{ кА}$	$i_{дин} = 128 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$B_k = 202,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 50^2 \cdot 4 = 10000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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

$$I_{утяжгпп} = \frac{1,4 \cdot S_{н.т.}^{гпп}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (7.1)$$

$$I_{утяжгпп} = \frac{1,4 \cdot 32}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2,59 \text{ кА}$$

Ударный ток указан в таблице для точки короткого замыкания КЗ.

Тепловой импульс тока КЗ, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ определяется по формуле:

$$B_k = I_{по}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (7.2)$$

где $T_a = 0,05$ с согласно (2)

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{ов}, \quad (7.3)$$

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

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

$$t_{отк} = 1,45 + 0,05 = 1,5 \text{ с}$$

					ЮУрГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

$$B_k = 11,42^2 \cdot (1,5 + 0,05) = 202,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

7.2 Выбор выключателей КРУ

Подробный выбор выключателя на вводе в КРУ рассмотрен в таблице 17, секционный выключатель принимается того же типа, что и вводной.

В ячейках КРУ типа КЭ - 104 МС устанавливаются элегазовые выключатели типа ВВЭ-М-10 собственным временем отключения $t_{\text{св}} = 0,035 \text{ с}$ и полным временем отключения $t_{\text{ов}} = 0,07 \text{ с}$.

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

$$i_{A,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о}} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (7.4)$$

где

$$\tau = t_{\text{рзmin}} + t_{\text{св}}; \quad (7.5)$$

$$\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.}$$

$$i_{A,\tau} = \sqrt{2} \cdot 11,42 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,05}} = 6,57 \text{ кА}$$

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

$$i_{A,\text{ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{ном.откл}}}{100}; \quad (7.6)$$

$$i_{A,\text{ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 19 \cdot 31,5}{100} = 8,46 \text{ кА}$$

Сводим все расчеты в таблицу 21

Таблица 21 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВВЭ-М-10
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{утяж}}$	$I_{\text{утяжгип}} = 2,59 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 3,1 \text{ кА}$

Продолжение таблицы 21

$I_{ном.откл} \geq I_{ПОКЗ}$	$I_{ПОКЗ} = 11,42 \text{ кА}$	$I_{ном.откл} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{А,ном} \geq i_{А,т}$	$i_{А,т} = 6,57 \text{ кА}$	$i_{А,ном} = 8,46 \text{ кА}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 29,07 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$B_k = 202,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 43,5^2 \cdot 3 = 5677 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Остальные выключатели напряжением 10 кВ выбираем аналогично, результаты представим в таблице 22

Таблица 22 - Выбор выключателей и трансформаторов тока схемы внутреннего электроснабжения

Кабельные линии (нач.-конец)	U(ном),кВ	Ir,А	Iутяж,А	Iпо,кА	Iуд,кА	Тип выключателя	Тип ТТ
ГПП-ТП1	10	68,90	137,80	11,42	29,07	ВВЭ-М-10	ТЛК-10-150-0,5/10Р
ГПП-ТП2	10	54,02	108,04	11,42	29,07	ВВЭ-М-10	ТЛК-10-100-0,5/10Р
ГПП-ТП3	10	38,74	77,48	11,42	29,07	ВВЭ-М-10	ТЛК-10-100-0,5/10Р
ГПП-ТП4	10	56,54	113,08	11,42	29,07	ВВЭ-М-10	ТЛК-10-150-0,5/10Р
ГПП-ТП5	10	90,51	181,02	11,42	29,07	ВВЭ-М-10	ТЛК-10-200-0,5/10Р
ГПП-ТП6	10	72,23	144,46	11,42	29,07	ВВЭ-М-10	ТЛК-10-150-0,5/10Р
ГПП-ТП7	10	30,18	60,36	11,42	29,07	ВВЭ-М-10	ТЛК-10-75-0,5/10Р
ГПП-ТП8	10	77,62	155,24	11,42	29,07	ВВЭ-М-10	ТЛК-10-150-0,5/10Р
ГПП-ТП9	10	54,49	108,98	11,42	29,07	ВВЭ-М-10	ТЛК-10-150-0,5/10Р
ГПП-ТП10	10	17,67	35,34	11,42	29,07	ВВЭ-М-10	ТЛК-10-50-0,5/10Р
ГПП-ТП11	10	31,17	62,34	11,42	29,07	ВВЭ-М-10	ТЛК-10-75-0,5/10Р
ГПП-ТП12	10	11,31	22,62	11,42	29,07	ВВЭ-М-10	ТЛК-10-30-0,5/10Р
ГПП-ТП13	10	23,58	47,16	11,42	29,07	ВВЭ-М-10	ТЛК-10-50-0,5/10Р
ГПП-ТП14	10	29,74	59,48	11,42	29,07	ВВЭ-М-10	ТЛК-10-75-0,5/10Р
ГПП-СД1,2	10	34,75		11,42	29,07	ВВЭ-М-10	ТЛК-10-50-0,5/10Р
ГПП-СД3,4	10	44,50		11,42	29,07	ВВЭ-М-10	ТЛК-10-50-0,5/10Р
ГПП-СД5,6,7,8	10	6,90		11,42	29,07	ВВЭ-М-10	ТЛК-10-30-0,5/10Р
ГПП-ДСП1,2	10	55,43	110,85	11,42	29,07	ВВЭ-М-10	ТЛК-10-150-0,5/10Р
ГПП-АКП	10	90,70	181,40	11,42	29,07	ВВЭ-М-10	ТЛК-10-200-0,5/10Р

7.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ

В ячейках КРУ типа КЭ – 104 МС1 устанавливаются трансформаторы тока типа ТШЛ-10. Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные трансформаторов тока на вводе в КРУ указаны в таблице 20.

Для проверки выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке составляем схему включения трансформаторов тока и измерительных приборов, рисунок 7

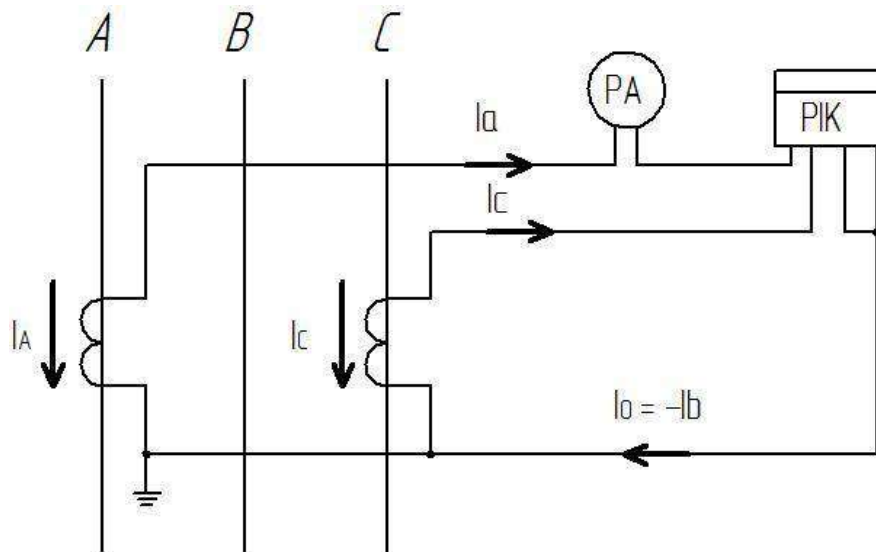


Рисунок 7 – Схема включения приборов и трансформаторов тока

Таблица 23 - Выбор трансформатора тока на вводе в КРУ ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ТШЛ - 10
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{утяж}$	$I_{утяжстп} = 2,59 \text{ кА}$	$I_{ном} = 3 \text{ кА}$
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 29,07 \text{ кА}$	$i_{дин} = 128 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 202,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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

Таблица 24 – Проверка класса точности трансформатора тока

Прибор	Тип прибора	Кол-во приборов	Нагрузка фазы, ВА		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1	0,5		
Двухтарифный счетчик энергии	ИНКОТЕКС МЕРКУРИЙ 231 АТ-01П	1	0,1		0,1
Итого			0,6		0,1

Из данных в таблице видно, что наиболее загруженной является фаза А, мощность приборов в этой фазе $S_{\text{ПРИБ}}=0,6 \text{ ВА}$.

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} ; \quad (7.7)$$

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

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

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

Допустимое сопротивление проводов, Ом, рассчитываем по формуле:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{приб}} - r_k ; \quad (7.8)$$

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

Для подстанции с высшим напряжением 110 кВ в качестве соединительных принимаем алюминиевые провода.

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

В цепях с напряжением 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, то:

$$I_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l ; \quad (7.9)$$

$$I_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 5 = 8,66 \text{ м}$$

Сечение соединительных проводов, мм²:

$$q = \frac{\rho \cdot I_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} ; \quad (7.10)$$

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

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

7.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим критериям:

- по напряжению $u_{\text{ном}} = u_{\text{уст}}$;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности.

Принимаем к установке три однофазных трансформатора напряжения типа ЗНОЛ.06-10УЗ.

Схема включения трансформаторов напряжения – «звезда с землей – звезда с землей – разомкнутый треугольник».

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

$$S_{\text{нарг}} \leq S_{2\text{норм}} , \quad (7.11)$$

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

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

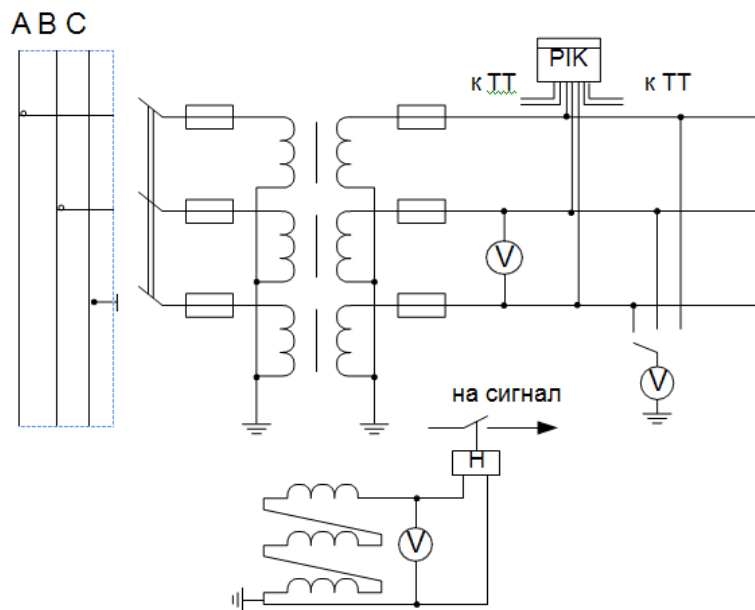


Рисунок 8 – Схема включения приборов и трансформаторов

Таблица 25– Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор		Тип прибора	Число приборов	Число обмоток	S одной обмотки, ВА	cos φ	sinφ	Общая потребляемая мощность	
								P, Вт	Q, вар
Вольтметр		Э-335	2	1	2	1	0	4	
счетчик энергии	Ввод 10 кВ от трансформатора	ИНКОТЕКС МЕРКУРИЙ 231 АТ-01И	2	2	5	0,07	0,98	1,4	19,6
счетчик энергии	Линии 10 кВ	ИНКОТЕКС МЕРКУРИЙ 231 АТ-01И	5	2	5	0,07	0,98	3,5	49

Рассчитаем мощность, потребляемую приборами:

$$S_{\text{нагр}} = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad (7.12)$$

$$S_{\text{нагр}} = \sqrt{3,5^2 + 49^2} = 49,12 \text{ ВА}$$

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 $S_{2НОМ}=75$ ВА. Номинальная мощность двух трансформаторов напряжения, соединенных в звезду:

$$S_{2НОМ}=2 \cdot 75=150 \text{ ВА.}$$

Так как, $S_{нарг} \leq S_{2норм}$, значит трансформаторы напряжения будут работать в классе точности 0,5.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель КРВГ с сечением 4 мм² по условию механической прочности.

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПКН001-10У3 и разъединитель.

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

Расчет термических сечений кабелей сведен в таблицу 26

Таблица 26 - Проверка на термическую стойкость кабелей напряжением 10 кВ

Начало и конец кабельной линии	$I_k, \text{кА}$	$t_{рзс}$	$t_{овс}$	$T_a, \text{с}$	$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$C, \frac{\text{А} \cdot \text{с}^{1/2}}{\text{мм}^2}$	$F_{тс}, \text{мм}^2$
ГПП - ТП	11,42	0,7	0,07	0,05	106,94	100	103,4
ГПП - СД	11,42	0,01	0,07	0,05	16,95	100	41,2

C – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля, определяется по справочным данным [2], для кабеля с алюминиевыми жилами $C=100 \frac{\text{А} \cdot \text{с}^{1/2}}{\text{мм}^2}$
(1 табл 2, 72)

Термически стойкое сечение для кабельных линий, мм², рассчитываем по формуле:

$$F_{тс} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} ; \quad (7.13)$$

$$F_{\text{тс.гпп-тп}} = \frac{\sqrt{106,94 \cdot 10^6}}{100} = 103,4 \text{ мм}^2$$

$$F_{\text{тс.гпп-сд}} = \frac{\sqrt{16,95 \cdot 10^6}}{100} = 41,2 \text{ мм}^2$$

Проверка других кабельных линий производится аналогичным образом и корректируется, все результаты расчетов сведем в таблицу 27

Таблица 27 – Термически устойчивые сечения кабелей

Начало и конец кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, мм ²	Площадь термически устойчивого сечения кабелей, мм ²	Тип и площадь сечения нового кабеля, мм ²
ГПП-ТП1	70	103,4	2×АПвПу2г-10 3×120
ГПП-ТП2	50	103,4	2×АПвПу2г-10 3×120
ГПП-ТП3	50	103,4	2×АПвПу2г-10 3×120
ТП3-ТП4	50	103,4	2×АПвПу2г-10 3×120
ТП1-ТП5	70	103,4	2×АПвПу2г-10 3×120
ГПП-ТП6	70	103,4	2×АПвПу2г-10 3×120
ТП12-ТП7	50	103,4	2×АПвПу2г-10 3×120
ГПП-ТП8	50	103,4	2×АПвПу2г-10 3×120
ГПП-ТП9	50	103,4	2×АПвПу2г-10 3×120
ГПП-ТП10	50	103,4	2×АПвПу2г-10 3×120
ТП9-ТП11	50	103,4	2×АПвПу2г-10 3×120
ГПП-ТП12	50	103,4	2×АПвПу2г-10 3×120
ГПП-ТП13	50	103,4	2×АПвПу2г-10 3×120
ГПП-СД9,10	70	41,2	ААШв-10 3×70
ГПП-СД11,12	10	41,2	ААШв-10 3×50
ГПП-СД1.2	25	41,2	ААШв-10 3×50
ГПП-СД3,4	35	41,2	ААШв-10 3×50
ГПП-СД5,6,7,8	10	41,2	ААШв-10 3×50
ГПП-ДСП1,2	50	41,2	ААШв-10 3×50
ГПП-АКП	70	51,53	ААШв-10 3×70

7.6 Выбор трансформатора собственных нужд ГПП

Допустимо принимать мощность трансформатора собственных нужд, равной 0,5% от мощности силового трансформатора:

$$S_{\text{тсн}} = S_{\text{ном.т}} \cdot 0,5\% ; \quad (7.14)$$

$$S_{\text{тсн}} = 32000 \cdot 0,005 = 160 \text{ кВА}$$

Выбираем трансформатора типа ТМГ-100/10

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}} ; \quad (7.15)$$

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,78 \text{ А}$$

Трансформатор подключается к обмотке НН силовых трансформаторов ГПП через предохранители типа ПКТ101-10-20-31,5 УЗ.

7.7 Выбор коммутационного оборудования НРП

В качестве цеховых ТП принимаем комплектные трансформаторные подстанции типа: КТП-250/10/0,4, КТП-400/10/0,4, КТП-630/10/0,4, КТП-1000/10/0,4, КТП-1250/10/0,4, КТП-1600/10/0,4, КТП-2000/10/0,4. 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.

					<i>ЮУрГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		77

8 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Составной частью построения рациональной системы электроснабжения завода является оптимальный выбор средств компенсации реактивной мощности.

Проведем расчет для одной секции шин 10 кВ ГПП.

Таблица 28 - Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	$S_{н,ти}$, кВА	Q_{li} ,кВар	$\Delta Q_{ти}$, кВар	$R_{ти}$, Ом	$R_{ли}$, Ом
ТП1	400	127,0	55,9	3,438	0,061
ТП2	1250	586,5	32,32	1,024	0,051
ТП3	1000	449,3	75	1,020	0,097
ТП4	1000	391,0	75	1,020	0,174
ТП5	2000	1038,7	46,18	0,625	0,065
ТП6	1600	870,5	55,9	0,648	0,055
ТП7	630	341,8	47,25	1,915	0,149
ТП8	1000	560,9	55,9	1,020	0,079
ТП9	1000	433,2	75	1,020	0,102
ТП10	400	190,0	11,64	3,438	0,152
ТП11	400	223,5	25,2	3,438	0,179
ТП12	250	143,8	16,5	4,960	0,131
ТП13	400	112,0	11,64	3,438	0,239
ТП14	630	281,0	47,25	1,915	0,162
ТП15	400	171,4	25,2	3,438	0,092
ТП16	1000	334,8	75	1,020	0,029
ТП17	630	225,6	47,25	1,915	0,017
ТП18	250	119,3	16,5	4,960	0,051
ИТОГО		6600,0	794,6		

Еще имеем 12 синхронных двигателей в составе электроприемников, данные занесем в таблицу 29

Таблица 29 - Номинальные данные синхронных двигателей

Обозначение в схеме	Тип двигателя	$U_{ном}$, кВ	$P_{сд,ни}$, кВт	$Q_{сд,ни}$, Вар	N_i ,шт	D_{1i} ,	D_{2i} ,
						кВт	кВт
СД1...СД6	СДН	10	630	-244	6	2,07	3,44
СД7...СД8	СДН	10	1600	-581	2	4,01	5,3
СД9...СД10	СДН	10	2000	-868	2	4,8	7,56
СД11...СД12	СДН	10	4000	-1550	2	8,34	12,6

Синхронные двигатели имеют загрузку по активной мощности

$$\text{ББВ}_{\text{сд}} = 0,95$$

Располагаемая реактивная мощность синхронного двигателя мощностью

630 кВт:

$$Q_{\text{сд.ми}} = \alpha_{\text{ми}} \cdot N_i \cdot S_{\text{сд.ми}} = N_i \cdot \sqrt{P_{\text{сд.ми}}^2 + Q_{\text{сд.ми}}^2}; \quad (8.1)$$

$$Q_{\text{сд.ми}} = 0,45 \cdot 6 \cdot \sqrt{630^2 + 244^2} = 1824,12 \text{ кВар}$$

Располагаемая реактивная мощность синхронного двигателя мощностью 1600 кВт:

$$Q_{\text{сд.ми}} = 0,45 \cdot 2 \cdot \sqrt{1600^2 + 581^2} = 1532 \text{ кВар}$$

Располагаемая реактивная мощность синхронного двигателя мощностью 2000 кВт:

$$Q_{\text{сд.ми}} = 0,45 \cdot 2 \cdot \sqrt{2000^2 + 868^2} = 1962,21 \text{ кВар}$$

Располагаемая реактивная мощность синхронного двигателя мощностью 4000 кВт:

$$Q_{\text{сд.ми}} = 0,45 \cdot 2 \cdot \sqrt{4000^2 + 1550^2} = 3860,83 \text{ кВар}$$

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности:

$$C_0 = \delta \cdot (\alpha \cdot K_m + \beta \cdot \tau); \quad (8.2)$$

$$C_0 = 1,03 \cdot (1418,69 \cdot 12 \cdot 1 + 1,448 \cdot 6923) = 27860,24 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}$$

где $\delta=1,03$ – коэффициент, учитывающий затраты, обусловленные передачей по электрическим сетям мощности для покрытия потерь активной мощности;

$\alpha = 1418,69$ - основная ставка тарифа, руб/кВт-мес;

$\beta = 1,448$ - стоимость одного кВт·ч электроэнергии, руб/кВт·ч;

$\tau = 6923$ – годовое число часов максимальных потерь;

$k_M = \Delta P_3 / \Delta P_M \approx 1$ отношение потерь активной мощности предприятия ΔP_3 в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP_M активной мощности предприятия.

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 ($Q_{эс}$).

Определим затраты на генерацию реактивной мощности отдельными источниками:

- 1) для низковольтных БК (0,4 кВ)

$$Z_{1г.КНi} = E \cdot K_{бкн} + C_0 \cdot \Delta p_{бкн} ; \quad (8.3)$$

$$Z_{1г.КНi} = 0,223 \cdot 12000 \cdot 1,65 \cdot 86 + 27860,24 \cdot 4 = 491165,39 \text{руб/Мвар}$$

где E – коэффициент амортизационных отчислений, для БК он равен 0,223;

$K_{нбк}$ – капиталовложения на 1 Мвар низковольтных БК,

$\Delta p_{нбк}$ – удельные потери активной мощности в НБК на генерацию одного Мвар, кВт/Мвар;

$\alpha_{изм}=86$ - индекс изменения сметной стоимости к ценам на 2020 год.

- 2) для высоковольтных БК (10 кВ)

$$Z_{1г.КВi} = 0,223 \cdot 6000 \cdot 1,65 \cdot 86 + 27860,24 \cdot 2 = 245582,68 \text{руб/Мвар}$$

- 3) для синхронных двигателей

$$Z_{1гсдi} = C_0 \frac{D1_i}{Q_{сдноm_i}} ; \quad (8.4)$$

$$Z_{2гсдi} = C_0 \frac{D2_i}{Q_{сдноm_i}^2 \cdot N} \quad (8.5)$$

Если синхронный двигатель имеет загрузку по активной мощности, то он может дополнительно генерировать мощность в сеть больше номинальной, такую мощность называют располагаемой $Q_{сдmi}$.

Пусть все СД имеют загрузку по активной мощности 1, тогда $Q_{СДми} = Q_{СДномі} \cdot$

Далее определим эквивалентные активные сопротивления ответвлений с ТП. Для расчета оптимальной реактивной мощности, генерируемой низковольтными БК, необходимо знать эквивалентные сопротивления соответствующих ТП.

Для ТП, питающихся:

а) по радиальным линиям (такowymi являются ТП1, ТП2, ТП6, ТП8, ТП10 и ТП13), эквивалентное сопротивление определяться будут по формуле:

$$R_{Эi} = r_i = R_{Трi} + R_{ли} \quad (8.6)$$

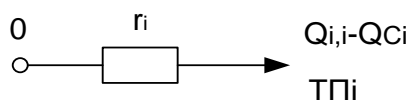


Рисунок 10 – Схема замещения радиальной линии

б) по магистральным линиям:

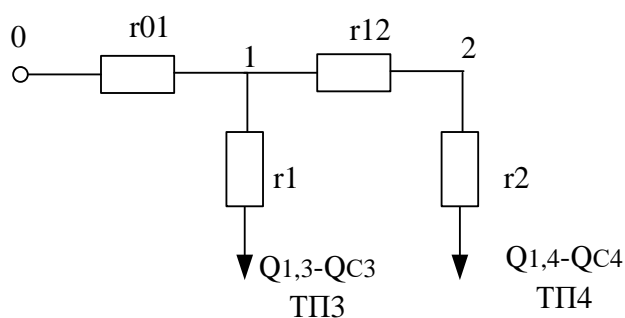


Рисунок 11 – Схема замещения магистральной линии

$$r_{01} = R_{л3} \quad r_{12} = R_{л4}$$

$$r_1 = R_{Тр3} \quad r_2 = R_{Тр4}$$

Эквивалентная проводимость точки 1 схемы рисунок:

$$\frac{1}{R_{T1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2} \quad (8.7)$$

С учетом полученного эквивалентные сопротивления присоединений ТПЗ и ТП4, Ом:

$$R_{\text{э}3} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot r_1; \quad (8.8)$$

$$R_{\text{э}4} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot (r_{12} + r_2) \quad (8.9)$$

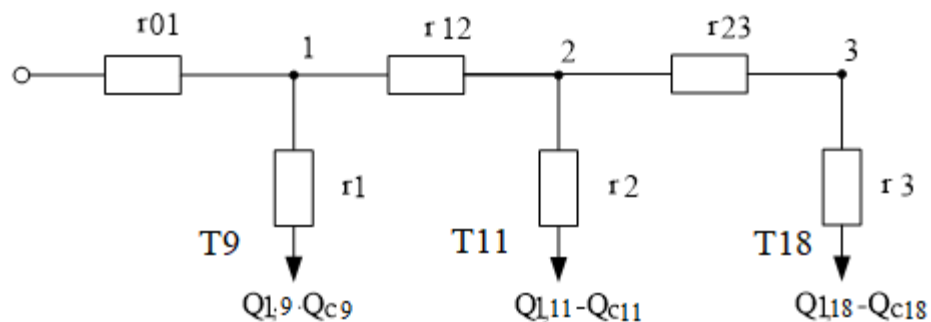


Рисунок 12 – Схема замещения магистральных линий

Эквивалентные сопротивления присоединений:

$$\frac{1}{R_{T2}} = \frac{1}{r_2} + \frac{1}{r_{23} + r_3}; \quad (8.10)$$

$$\frac{1}{R_{T1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + R_{T2}} \quad (8.11)$$

$$R_{\text{э}1} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{T1}}\right) r_1; \quad (8.12)$$

$$R_{\text{э}2} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{r_{12}}{R_{T2}}\right) \cdot r_2; \quad (8.13)$$

$$R_{\text{э}3} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{r_{12}}{R_{T2}}\right) \cdot (r_{23} + r_3) \quad (8.14)$$

Все полученные расчеты свели в таблицу 30

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

Таблица 30 – Расчет мощности БК

ТП	R _{экв} , Ом	Q _{1расч} , МВар	ΔQ _{Т,прин} МВар	Q _{кi} /2 МВар	Q _{кi} +Q _{сi} , МВар	Тип принятой стандартной БК	Q _{сi} , квар
ТП1	4,058	0,074	0,074	0,000	0,074	УКРМ-0,4-75-25 У3	75
ТП2	1,075	0,209	0,209	0,000	0,209	УКРМ-0,4-225-25 У3	225
ТП3	1,201	0,157	0,157	0,000	0,157	УКРМ-0,4-175-25 У3	175
ТП4	1,406	0,152	0,152	0,321	0,473	УКРМ-0,4-500-50 У3	500
ТП5	0,710	0,464	0,464	0,038	0,502	УКРМ-0,4-500-50 У3	500
ТП6	0,703	0,300	0,300	0,014	0,313	УКРМ-0,4-325-25 У3	325
ТП7	0,186	-1,981	0,000	0,036	0,036	УКРМ-0,4-50-25 У3	50
ТП8	1,140	0,230	0,230	0,000	0,230	УКРМ-0,4-250-50 У3	250
ТП9	1,277	0,163	0,163	0,252	0,415	УКРМ-0,4-450-50 У3	450
ТП10	3,589	0,079	0,079	0,000	0,079	УКРМ-0,4-100-25 У3	100
ТП11	4,684	0,155	0,155	0,043	0,198	УКРМ-0,4-200-25 У3	200
ТП12	0,447	-0,826	0,000	0,000	0,000	-	-
ТП13	3,677	0,004	0,004	0,187	0,191	УКРМ-0,4-200-25 У3	200
ТП14	2,358	0,141	0,141	0,033	0,175	УКРМ-0,4-175-25 У3	175
ТП15	3,772	0,080	0,080	0,032	0,112	УКРМ-0,4-125-25 У3	125
ТП16	1,238	0,054	0,054	0,000	0,054	УКРМ-0,4-75-25 У3	75
ТП17	2,159	0,069	0,069	0,174	0,243	УКРМ-0,4-250-25 У3	250
ТП18	6,829	0,071	0,071	0,000	0,071	УКРМ-0,4-71-25 У3	75
ГПП	-	2,298	2,298	-	-	КРМ-10,5-1350-450 У3	2700
Итого	-	-	2,399	1,131	3,531	-	3750

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

$$Q_{Ci} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{3_{10} - 3_{1Г.КН}}{2aC_0R_{Эi}} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{z}{R_{Эi}}, \quad (8.15)$$

где

$$a = \frac{1000}{U_H^2} \quad (8.16)$$

$$a = \frac{1000}{10^2} = 10 \text{ кВ}^{-2}$$

$$Z = \frac{Z_{10} - Z_{1Г.кн}}{2 \cdot a \cdot C_0}; \quad (8.17)$$

$$Z = \frac{245582,68 - 491165,39}{2 \cdot 10 \cdot 27860,24} = -0,441 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом}$$

Результаты расчета мощностей Q_{Ci} низковольтных БК сводим в таблицу 28.

Реактивную мощность, генерируемую синхронными двигателями, определяем по формуле:

$$Q_{C_{Di}} = \frac{Z_{10} - Z_{1C_{Di}}}{2aC_0 R_{ЭC_{Di}}}, \quad (8.18)$$

где

$$R_{ЭC_{Di}} = \frac{R_{лC_{Di}}}{N_i} + \frac{Z_{2C_{Di}}}{aC_0} \quad (8.19)$$

Таблица 31 – Расчет реактивной мощности синхронных двигателей

Обозначение в схеме	$Q_{сдм}$, Мвар	$Z_{1гсд}$, руб/Мвар	$Z_{2гсд}$, руб/Мвар	$R_{эсд}$, Ом
СД1...СД2	0,973	59279,26	49256,20	0,774
СД3...СД6	1,946	29639,63	12314,05	0,351
СД7...СД8	2,451	45577,49	30119,79	0,845
СД9...СД10	3,140	42595,17	33543,69	0,096
СД11...СД12	6,177	37614,04	28413,48	0,404

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

$$Q_o = \sum_1^2 (Q_{li} + \Delta Q_{Ti}) + Q_{BB} + \Delta Q_{T.ГПП} - \sum_1^2 Q_{Ci} - Q_{эс1}, \quad (8.20)$$

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

$$Q'_{\text{ЭС}} = \alpha_1 \cdot P_p \text{ и } Q''_{\text{ЭС}} = Q_p - \frac{0,7}{K_{\text{НР}}} \cdot Q_{\text{СДМ}} ; \quad (8.21)$$

$$Q_p = \sum_1^9 (Q_{li} + \Delta Q_{Ti}) + Q_{\text{ВВ}} + \Delta Q_{\text{Т.ГПП}} ; \quad (8.22)$$

$$Q_p = 2 \cdot (6600 + 794,6) - 7130 + 3107,7 = 10766,9 \text{ кВар};$$

где α_1 - коэффициент равный 0,5 для сети 110 кВ;

P_p и Q_p - расчетные активная и реактивная нагрузки всего завода;

$K_{\text{н.р}}$ - коэффициент несовпадения реактивной мощности равный 0,85;

$Q_{\text{СД.М}}$ - располагаемая мощность всех синхронных двигателей завода.

$$Q'_{\text{ЭС}} = 0,5 \cdot 39708,8 = 19854,4 \text{ кВар};$$

$$Q''_{\text{ЭС}} = 10766,9 - \frac{0,7}{0,85} \cdot 14687 = -1328,3 \text{ кВар}.$$

Экономически целесообразная реактивная мощность, потребляемая заводом от энергосистемы в режиме максимальных нагрузок энергосистемы:

$$Q''_{\text{ЭС}} = -1328,3 \text{ кВар}.$$

Определим значение коэффициента реактивной мощности $\text{tg}\varphi_3$, заданного предприятию энергосистемой:

$$\text{tg}\varphi_3 = \frac{Q_{\text{ЭС}}}{P_p} = \frac{Q''_{\text{ЭС}}}{P_p} ; \quad (8.23)$$

$$\text{tg}\varphi_3 = \frac{-1328,3}{39708,8} = 0,03.$$

Подставим все найденные значения в формулу (8.15):

$$Q_0 = (6600 + 794,6) - 7130/2 + 3107,7/2 - 3750 + 1328,3/2 = 2298 \text{ кВар}.$$

Принимаются две компенсирующие установки КРМ-10,5-1350-450 УЗ.

Проверяем баланс реактивных мощностей. Баланс реактивных мощностей на сборных шинах 10 кВ ГПП проверяется как равенство генерируемых Q_g и потребленных Q_p реактивных мощностей

$$Q_p = \frac{\Sigma(Q_{li} + \Delta Q_{Ti}) + Q_{BB} + \Delta Q_{ГПП} + Q_{ky}}{2} ; \quad (8.19)$$

$$Q_p = (6600 + 794,6) - 7130/2 + 3107,7/2 + 1350 = 6733,5 \text{ кВар}$$

$$Q_{Г} = \Sigma Q_{CT} + Q_{sc} + Q_0 :$$

(8.20)

$$Q_{Г} = 3750 - 1328,3/2 + 2298 = 5383,9 \text{ кВар}$$

Определение расчетного коэффициента реактивной мощности $tg\phi$ на вводе ГПП (без учета мощности Q_{sc1} , поступающей из энергосистемы):

$$tg\phi_p = \frac{Q_p + \Sigma Q_{Ki} - \left(\Sigma Q_{CT.Hi} + \Sigma Q_{CT.Bi} \right)}{P_p} ; \quad (8.24)$$

$$tg\phi_p = \frac{6733,5 + 0 - (3750 + 2700)}{39708,8/2} = 0,014.$$

					<i>ЮУрГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

9 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

9.1 Расчет коэффициента искажения синусоидальности напряжения

Рассмотрим принципиальную схему для расчета коэффициента искажения синусоидальности напряжения, представленную на рисунке 13

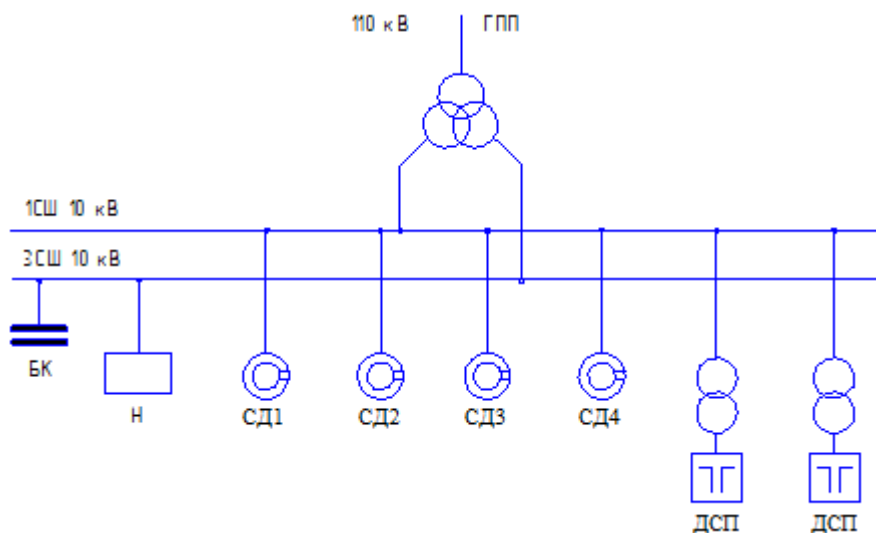


Рисунок 13 – Принципиальная схема

Изобразим на рисунке 14 схему замещения для принципиальной схемы, представленной на рисунке 13.

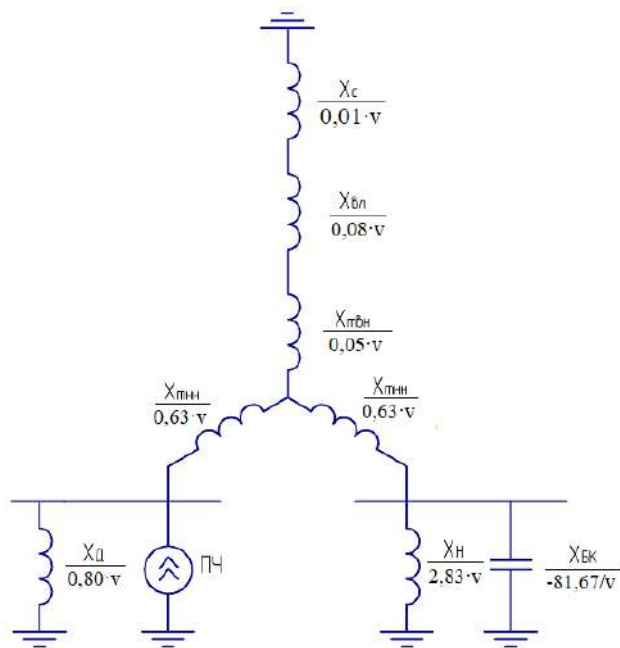


Рисунок 14 – Схема замещения

Произведем следующий расчет параметров элементов схемы замещения, изображенной на рисунке 14

Сопротивление энергетической системы

$$x_{cv} = 0,65 \cdot v \cdot \frac{U_{ст}^2}{S_k}, \quad (9.1)$$

где S_k – фактическая мощность КЗ для рассматриваемой ступени СЭС, ВА.

$$x_{cv} = 0,65 \cdot \frac{10500^2}{7712,48 \cdot 10^6} \cdot v = 0,01 \cdot v.$$

Сопротивление воздушной линии

$$x_{лв} = x_0 \cdot L \cdot \frac{U_{ст}^2}{U_{ном}^2} \cdot v, \quad (9.2)$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

L – длина воздушной линии, км;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение линии, В.

$$x_{лв} = 0,395 \cdot 22 \cdot \frac{10,5^2}{110^2} \cdot v = 0,08 \cdot v.$$

Сопротивление силового трансформатора

$$X_{TV} = \frac{U_k \cdot U_{ст}^2}{100 \cdot S_{Т.НОМ}} \cdot v, \quad (9.3)$$

где U_k - напряжение КЗ трансформатора, %;

$S_{Т.НОМ}$ - номинальная мощность трансформатора, ВА.

$$X_{TV} = \frac{10,5 \cdot 10500^2}{100 \cdot 32 \cdot 10^6} \cdot v = 0,36 \cdot v.$$

Сопротивление обмотки высокого напряжения

$$X_{ТВНВ} = 0,125 \cdot X_{TV}. \quad (9.4)$$

$$X_{ТВНВ} = 0,125 \cdot 0,36 \cdot v = 0,05 \cdot v.$$

Сопротивление обмотки низкого напряжения

$$X_{ТННВ} = 1,75 \cdot X_{TV}. \quad (9.5)$$

$$X_{ТННВ} = 1,75 \cdot 0,36 \cdot v = 0,63 \cdot v.$$

Сопротивление высоковольтных двигателей

$$X_{Дv} = \frac{17 \cdot v}{S_{Д\Sigma}}, \quad (9.6)$$

где $S_{Д\Sigma}$ – суммарная мощность высоковольтных двигателей, МВА.

$$X_{Дv} = \frac{17 \cdot v}{21,35} = 0,80 \cdot v.$$

Общее сопротивление «спокойной» нагрузки «Н»

$$X_{HV} = \frac{34 \cdot v}{\Sigma S_{HT}}. \quad (9.7)$$

$$X_{HV} = \frac{34 \cdot v}{0,5 \cdot 23,996} = 2,83 \cdot v.$$

Сопротивление батареи конденсаторов

$$X_{БКv} = -\frac{U_{ст}^2}{Q_{БК} \cdot v}, \quad (9.8)$$

где Q_k – мощность батареи конденсаторов, вар.

$$X_{\text{БКв}} = -\frac{10500^2}{1,35 \cdot 10^6 \cdot v} = \frac{-81,67}{v}.$$

Источником искажения являются дуговые сталеплавильные печи, генерирующие в сеть следующие гармоники: 2, 3, 5, 7, 11, 13.

Эквивалентные токи гармоник, генерируемые ДСП

$$I_{v1} = \frac{\sqrt[4]{N_{\text{дсп}} \cdot S_{\text{дсп}}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ст}} \cdot v^2}, \quad (9.9)$$

$$I_{v1} = \frac{\sqrt[4]{2} \cdot (4500 / 0,85)}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot v^2} = \frac{346,6}{v^2}.$$

Стоит отметить, что ток 2-ой гармоники принимается равным току 3-ей гармоники.

Результаты расчетов по формулам (9.1) – (9.9) представим в таблице 32

Таблица 32 – Коэффициенты

V	X _{cv}	X _{лv}	X _{твнv}	X _{тннv}	X _{бкв}	X _{нv}	X _{дv}	I _v
2	0,02	0,16	0,1	1,26	-40,84	5,66	1,6	86,65
3	0,03	0,24	0,15	1,89	-27,22	8,49	2,4	86,65
5	0,05	0,4	0,25	3,15	-16,33	14,15	4	13,86
7	0,07	0,56	0,35	4,41	-11,67	19,81	5,6	7,07
11	0,11	0,88	0,55	6,93	-7,42	31,13	8,8	2,86
13	0,13	1,04	0,65	8,19	-6,28	36,79	10,4	2,05

Преобразование схемы замещения, изображенной на рисунке 14, представим на рисунке 15.

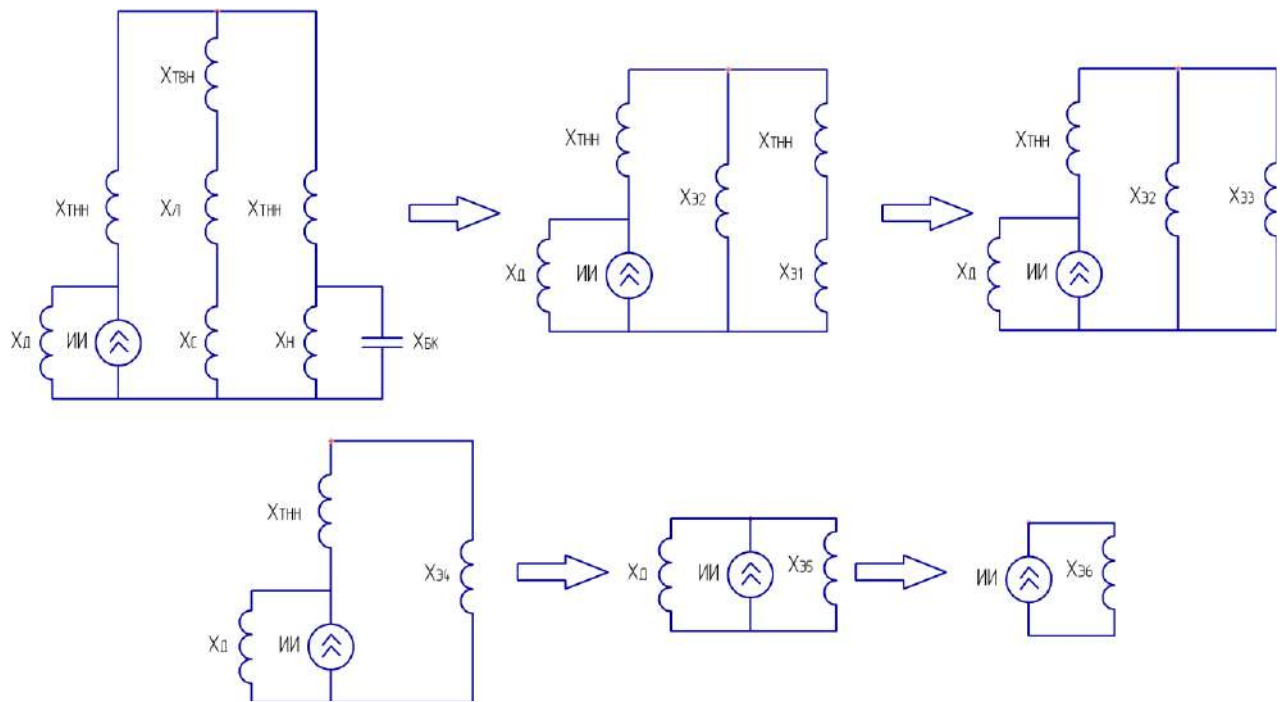


Рисунок 15 – Преобразование схемы замещения

Рассчитаем параметры схем замещения, представленных на рисунке 15

$$X_{\varepsilon 1v} = \frac{X_{\text{бкв}} \cdot X_{\text{нв}}}{X_{\text{бкв}} + X_{\text{нв}}} ; \quad (9.10)$$

$$X_{\varepsilon 2v} = X_{\text{св}} + X_{\text{лв}} + X_{\text{твнв}} ; \quad (9.11)$$

$$X_{\varepsilon 3v} = X_{\varepsilon 1v} + X_{\text{тннв}} ; \quad (9.12)$$

$$X_{\varepsilon 4v} = \frac{X_{\varepsilon 2v} \cdot X_{\varepsilon 3v}}{X_{\varepsilon 2v} + X_{\varepsilon 3v}} ; \quad (9.13)$$

$$X_{\varepsilon 5v} = X_{\text{тннв}} + X_{\varepsilon 4v} ; \quad (9.14)$$

$$X_{\varepsilon 6v} = \frac{X_{\varepsilon 5v} \cdot X_{\text{дв}}}{X_{\varepsilon 5v} + X_{\text{дв}}} \quad (9.15)$$

Напряжение на СШ1 и СШ3 определим соответственно по формулам

$$U_{\text{СШ1v}} = I_v \cdot X_{\varepsilon 6v} ; \quad (9.16)$$

$$U_{\text{СШ3v}} = U_{\text{СШ1v}} \cdot \frac{X_{\varepsilon 1v} \cdot X_{\varepsilon 4v}}{X_{\varepsilon 3v} \cdot X_{\varepsilon 5v}} \quad (9.17)$$

Коэффициент искажения синусоидальности напряжения

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{13} U_n^2}}{U_\phi} \cdot 100\% . \quad (9.18)$$

Результаты расчета по формулам (9.10) – (9.18) будем представлять в таблице 33.

Таблица 33 - Коэффициенты

V	X _{э1v}	X _{э2v}	X _{э3v}	X _{э4v}	X _{э5v}	X _{э6v}	U _{сш1v}	U _{сш3v}	K _U ^{сш1}	K _U ^{сш3}
2	6,57	0,28	7,83	0,27	1,53	0,78	67,78	10,05	0,70 %	0,14 %
3	12,34	0,42	14,23	0,41	2,30	1,17	101,72	15,66		
5	105,83	0,7	108,98	0,70	3,85	1,96	27,18	4,77		
7	-28,38	0,98	-23,97	1,02	5,43	2,76	19,50	4,34		
11	-9,75	1,54	-2,82	3,39	10,32	4,75	13,61	15,46		
13	-7,58	1,82	0,61	0,46	8,65	4,72	9,68	-6,34		

Из таблицы 33 видно, что значения коэффициента искажения синусоидальности напряжения лежат в рамках допустимых значений, регламентированных [31], а именно: $K_U^{сш1} = 0,70 < K_{U,доп} = 5\%$, $K_U^{сш3} = 0,14 < K_{U,доп} = 5\%$.

9.2 Расчет провала напряжения при пуске двигателей

Расчёт напряжения на зажимах ЭД (рисунок 13), подключенных к той или иной точке сети выполняют по схеме замещения, представленной на рисунке 16



Рисунок 16 – Схема замещения для расчета напряжения на зажимах ЭД

Активными сопротивлениями можно пренебречь и элементы СЭС представляют своими индуктивными сопротивлениями, приведенными к базисным значениям, расчет данных сопротивлений представлен в п.6 пояснительной записки.

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены ЭД

$$U_{д} = U_{с} \cdot \frac{X_{пэ}}{X_{с} + X_{пэ}}, \quad (9.19)$$

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

$X_{пэ}$ – эквивалентное сопротивление узла, о.е.;

$X_{с}$ – суммарное сопротивление питающей сети до СШ, к которым подключен ЭД, о.е.

Эквивалентное сопротивление узла

$$X_{пэ} = \frac{S_{б} \cdot U_{ном}^2}{S_{пэ} \cdot U_{б}^2}, \quad (9.20)$$

где $S_{б}$ – базисная мощность, МВА;

$U_{б}$ – базисное напряжение, кВ;

$S_{пэ}$ – суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла, МВА.

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла

$$S_{пэ} = \sqrt{(\sum P_{н})^2 + (\sum S_{п} + \sum Q_{н})^2}, \quad (9.21)$$

где $P_{н}$ – активная мощность пусковой нагрузки, подключенной к узлу, кВт;

$S_{п}$ – расчетная пусковая мощность ЭД, кВА;

$Q_{н}$ – реактивная мощность пусковой нагрузки, подключенной к узлу, кВт.

Расчетная пусковая мощность ЭД

$$S_{п} = \frac{P_{дн} \cdot K_{п}}{\cos \varphi_{н} \cdot \eta_{н}}; \quad (9.22)$$

где $P_{дн}$ – номинальная мощность двигателя, кВт;

$K_{п}$ – кратность пускового тока ЭД.

$$S_{\text{н}} = \frac{4000 \cdot 5}{0,9 \cdot 0,90} = 24691 \text{ кВА.}$$

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла

$$S_{\text{п.э}} = \sqrt{4860^2 + (24691 + 2625)^2} = 27744 \text{ кВА.}$$

Эквивалентное сопротивление узла

$$x_{\text{пэ}} = \frac{1000 \cdot 10,5^2}{27,744 \cdot 10,5^2} = 36,0.$$

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены ЭД

$$U_{\text{д}} = 10,5 \cdot \frac{36,0}{7,13 + 36,0} = 8,76 \text{ кВ.}$$

При запуске синхронных двигателей допускается провал напряжения не более 20% относительно номинального напряжения сети [32]

$$\Delta U_{\%} = \frac{U_{\text{с}} - U_{\text{д}}}{U_{\text{с}}} \cdot 100\% . \quad (9.23)$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{10,5 - 8,76}{10,5} \cdot 100\% = 16,6 < 20\% .$$

Наше условие выполнено.

					<i>ЮУрГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		94

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

10.1 Расчет защиты установленной на секционном выключателе

Согласно ПУЭ на секционном выключателе должна быть предусмотрена двухступенчатая токовая защита от многофазных КЗ. Первая ступень – токовая отсечка, вторая ступень – МТЗ с выдержкой времени.

ВВЭ-М-10

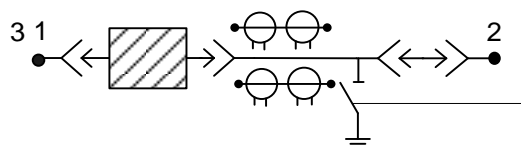


Рисунок 17 – Исходная схема

10.1.1 Токовая отсечка

Защита выполняется с помощью реле мгновенного действия РСТ-13, с коэффициентом возврата $K_B = 0,9$.

Для выбора трансформатора тока требуется определить максимальный рабочий ток

Для секционного выключателя ВВЭ-М-10

$$I_{\max. \text{раб}} = \frac{1,4 S_{T. \text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{2 \text{НОМ}}} \quad (10.1)$$

$$I_{\text{раб. max}} = \frac{1,4 \cdot 32000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 1295 \text{ A}$$

Ток срабатывания защиты

$$I_{CЗ} = K_{отс} \cdot I_{\max. \text{раб}} \quad (10.2)$$

$$I_{CЗ} = 1,2 \cdot 1295 = 1554 \text{ A}$$

здесь $K_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

К установке принимаем трансформатор тока ТЛ-10-І-0,5/10Р-1500/5/5
УЗ $I_{1Н} = 1500 \text{ A}$, $I_{2Н} = 5 \text{ A}$.

Коэффициент трансформации трансформатора тока:

$$n_T = \frac{I_{1Н}}{I_{2Н}} = \frac{1500}{5} = 300.$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP.P} = \frac{K_{CX}}{n_T} \cdot I_{C3}, \quad (10.3)$$

здесь n_T – коэффициент трансформации трансформатора тока, где первичный ток $I_{Iном}$ выбирается по максимальному рабочему току.

$$I_{CP.P} = \frac{1}{300} \cdot 1554 = 5,18 \text{ A}$$

Принимаем к установке реле РСТ 13/19, у которого ток срабатывания находится в пределах $I_{CP.P} = (1.5 - 6.0) \text{ A}$.

Определим сумму уставок:

$$\Sigma \theta = \frac{I_{CP.P}}{I_{MIN}} - 1 = \frac{5,18}{1,5} - 1 = 2,45$$

здесь $I_{MIN} = 1.5 \text{ A}$ – минимальный ток срабатывания выбранного реле.

Принимаем уставки $1,6+0,8+0,1=2,5$,

Найдем ток уставки реле:

$$I_{VCT} = (1 + \Sigma \theta) \cdot I_{MIN} = (1 + 2,5) \cdot 1,5 = 5,25 \text{ A}$$

10.1.2 МТЗ с выдержкой времени

МТЗ с выдержкой времени выполняется на реле РТВ:

$$I_{\text{раб.маx}} = \frac{1,4 \cdot 32000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1295 \text{ A}$$

К установке принимаем трансформатор тока ТЛ-10-I-0,5/10P-1500/5/5
 $U3I_{1H} = 1500 \text{ A}$, $I_{2H} = 5 \text{ A}$.

$$n_T = \frac{I_{1H}}{I_{2H}} = \frac{1500}{5} = 300$$

Схема включения трансформатора тока и реле – неполная звезда, коэффициент схемы $K_{CX} = 1$

Ток срабатывания защиты

$$I_{C3} = \frac{K_{отс} \cdot K_3}{K_B} \cdot I_{\text{МАХРАБ}}, \quad (10.4)$$

здесь $K_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

					<i>ЮУрГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

$K_B = 0,9$ – коэффициент возврата;

$K_3 = 1,2$.

$$I_{C3} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,9} \cdot 1295 = 2072 \text{ A.}$$

Коэффициент чувствительности при I_{K3MIN}^r на выводах высокого напряжения:

$$K_{ч}^{OCH} = \frac{I_{K3MIN}^{K1}}{I_{C3}} > 1,5, \quad (10.5)$$

где K_3 - ток короткого замыкания в точке K_3

$$K_{ч}^{OCH} = \frac{\sqrt{3} \cdot 11420}{2072} = 4,77 > 1,5$$

$$K_{ч}^{HEOCH} = \frac{I_{K3MIN}^{K4}}{I_{C3}} \geq 1,2, \quad (10.6)$$

где K_4 - ток короткого замыкания в точке K_4

$$K_{ч}^{HEOCH} = \frac{41040 \cdot \frac{0,4}{10}}{2072} = 0,79 < 1,2$$

то есть защита не будет работать в неосновной зоне защиты.

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

$$t_{C3} = t_{отх.прис.мах} + \Delta t, \quad (10.7)$$

Где $t_{отх.прис.мах}$ – максимальное время защит отходящих присоединений;

$\Delta t = 0,5 \text{ с}$ – ступень селективности статического реле.

$$t_{C3} = 0,7 + 0,5 = 1,2 \text{ с}$$

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

10.2 Согласования характеристики срабатывания защиты

Для согласования действия защиты секционного выключателя и трансформаторов ГПП необходимо рассчитать защиту от внешних коротких замыканий трансформаторов (МТЗ).

Для защиты от внешних коротких замыканий применяется МТЗ с независимой выдержкой времени. Она является резервной защитой от внешних коротких замыканий. Защита выполняется с помощью статического реле типа РСТ. Определяется максимальный рабочий ток в точке установки защиты равный 1,4 номинального тока трансформатора:

$$I_{МАХРАБ} = \frac{S_{Т1} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (10.8)$$

$$I_{раб.маx} = \frac{1,4 \cdot 32000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1295 A$$

здесь $U_{НОМ}$ – первичное напряжение трансформатора Т1.

Выбирается трансформатор тока на стороне ВН типа ТЛ-10-І-0,5/10Р-1500/5/5 У3 (1500 А):

$$n_{Т1} = \frac{I_{1Н}}{I_{2Н}}, \quad (10.9)$$

$$n_{Т1} = \frac{1500}{5} = 300.$$

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

Ток срабатывания защиты определяется из условия отстройки от максимального рабочего тока в точке установки защиты:

$$I_{СЗ} = \frac{K_{отс}}{K_{в}} \cdot I_{маx.раб}, \quad (10.10)$$

здесь $K_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки; $K_{в} = 0,9$ – коэффициент возврата.

$$I_{СЗ} = \frac{1,2}{0,9} \cdot 1295 = 1727 A$$

					ЮУрГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

$$I_{\text{ср.р}} = \frac{\sqrt{3}}{300} \cdot 1727 = 9,96 \text{ A}$$

Принимается реле типа РСТ 11-24 с диапазоном срабатывания (5-20) А.

Сумма уставок ΣQ :

$$\Sigma Q = \frac{I_{\text{с.р.}}}{I_{\text{min}}} - 1 = \frac{9,96}{5} - 1 = 0,992. \quad (10.11)$$

Выбираются уставки со значением $0,8+0,2 = 1,0$.

Ток уставки реле $I_{\text{уст}}$

$$I_{\text{уст}} = I_{\text{min}} \cdot (\Sigma Q + 1) = 5 \cdot (1,0 + 1) = 10 \text{ A} \quad (10.12)$$

Уточняется ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{ср.з}} = \frac{I_{\text{уст}} \cdot K_I}{\sqrt{3}} = \frac{10 \cdot 300}{\sqrt{3}} = 1734 \text{ A.}$$

Определяется коэффициент чувствительности основной зоны $K_{\text{ч.осн}}$:

$$K_{\text{ч.осн}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} > 1,5, \quad (10.13)$$

$$K_{\text{ч}}^{\text{осн}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 11420}{1734} = 5,8 > 1,5.$$

Время срабатывания защиты:

$$t_{\text{сз}} = t_{\text{св.}} + \Delta t = 1,2 + 0,5 = 1,7 \text{ с.}$$

где $t_{\text{св.}}$ - время срабатывания защиты СВ;

Δt - ступень селективности и равна 0,5 сек.

Время действия защиты СВ отстраивается от времени действия отходящих от шин 10 кВ линий. Время срабатывания выключателя на низкой стороне трансформатора отстраивается от времени действия защиты СВ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе были рассмотрены вопросы проектирования системы электроснабжения метизно – металлургического завода.

В итоге технико-экономического сопоставления 2-х вариантов принята схема внешнего электроснабжения на напряжение 110 кВ, для которой выбрано все электротехническое оборудование. На ГПП приняты силовые трансформаторы типа ТРДН 32000/110 кВ с подводом питающих линий выполненными проводами АС-120/19. Еще выбраны трансформаторы цеховых ТП с учетом надежности их электроснабжения. Рассчитаны токи короткого замыкания, по которым выбрано и проверено оборудование. В ЗРУ 10 кВ принято установить ячейки КРУ типа СЭ-104 с вакуумными выключателями ВВЭ-М-10.

Решены вопросы с компенсацией реактивной мощности в системе электроснабжения завода путем установки в разных ее узлах батарей конденсаторов.

Всё принятое к установке оборудование отвечает требуемой надежности, условиям окружающей среды на заводе и современным тенденциям, которые есть в современной электротехнике.

В графической части изображен план завода с нанесенной на него картограммой нагрузок, кабельной разводкой внутреннего электроснабжения и цеховыми ТП. Так же изображена электрическая схема ГПП и внутреннего электроснабжения предприятия. Приведен лист релейной защиты. Дан проект ГПП завода.

					<i>ЮУрГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		100

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1) АПвПуг - Кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена 10 кВ [Электронный ресурс]: Режим доступа: https://www.ruscable.ru/info/wire/mark/apvpu2g_kamkabel/
- 2) ААШв-10 - кабель [Электронный ресурс]: Режим доступа: <https://vseotoke.ru/provodka/rabota-s-vysokim-napryazheniem-znakomtes-kabel-aashv>
- 3) АПвББШв-1 – кабель [Электронный ресурс]: Режим доступа: <https://e-kc.ru/cena/cable-apvbbshv-4-240>
- 4) Барыбин, Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения: Электроустановки промышленных предприятий / Под ред. Ю. Г. Барыбина, Л. Е. Федорова, М. Г. Зименкова. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
- 5) Ершов, А.М. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие к курсовому проекту/А.М. Ершов, О.А. Петров, Ю.В. Ситчихин. Ч.1. – Челябинск: ЧПИ, 1985. – 57 с.
- 6) Комплектные распределительные устройства 6-10 кВ серии С-410 АБС Электротехника [Электронный ресурс]: Режим доступа: <http://www.abs-elteh.ru/production/kru-6-10-kv/>
- 7) Конденсаторные установки УКРМ-0,4 кВ [Электронный ресурс]: Режим доступа: <https://elcom-energo.ru/catalog/kondensatornye-ustanovki-0-4-kv-krm-ukrm-aukrm-ukm58-aku-kku-i-drugie/reguliruemye-kondensatornye-ustanovki-ukrm-0-4/>
- 8) Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: учебное пособие/ Г.Н. Ополева – М.: ФОРУМ-М, 2006. – 480 с.
- 9) Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 24 декабря 2019 г. № 100/1 «Об установлении единых(котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории Челябинской области».

					<i>ЮУрГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		101

10) РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору оборудования. М.,2001

11) Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.02.2015: ПУЭ. – М: КНОРУС, 2015. – 488 с.

12) Разъединители [Электронный ресурс]: Режим доступа: <http://www.energocentr74.ru/catalog/k-38981-razediniteli>

13) Сибикин Ю.Д. Основы расчета электрических сетей: Учебное пособие/ Ю.Д. Сибикин. – М.: ИП Радиософт; НЦ «ЭНАС», 2018. – 368 с.:

14) Системы электроснабжения. Часть 4: Электроснабжение промышленных предприятий и городов: курс лекций / А.М. Ершов. – 2-е изд., перераб. и доп. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2017. – 187 с.

15) Справочник по проектированию электрических сетей/ под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012 – 392 с.

16) СТО 56947007-29.060.20.020-2009 Методические указания по применению силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10-35 кВ. Стандарт организации, ОАО «ФСК ЕЭС», 2009 г. – 47 с.

17) [Электронный ресурс]: Режим доступа: <https://opnzeu.ru/opn/opn-220-polimer-uxl-1.html>

18) [Электронный ресурс]: Режим доступа: http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipement/vyklyuchateli-elegazovye-kolonkovye/vgt-220-1k-vyklyuchatel-elegazovuyu-kolonkovuyu

19) [Электронный ресурс]: Режим доступа: http://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipement/razyediniteli-arujnoy-ustanovki-serii-rg/rg-220-kv

20) Федоров, А.А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В2 т. Т. 1. Электроснабжение / Под общ. ред. А.А. Федорова. – М.: Энерго-атомиздат, 1986. -568 с.

					<i>ЮУрГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		102

21) Федоров, А.А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В2 т. Т. 2. Электроснабжение / Под общ. ред. А.А. Федорова. – М.: Энерго-атомиздат, 1986. -573 с.

22) Щербаков Е.Ф. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях: учебное пособие/ Е.Ф. Щербаков, Д.С. Александров, А.Л. Дубов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2017. – 496 с.

					<i>ЮУрГУ - 13.03.02.2021.065 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		103