

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования  
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)

Филиал в г. Миассе

Факультет Электротехнический

Кафедра Автоматика

Направление подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_  
Голощапов С.С. (Ф.И.О.)  
\_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

«Электроснабжение газоперерабатывающего завода»  
(тема)

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОМУ КВАЛИФИКАЦИОННОМУ ПРОЕКТУ  
ЮУрГУ–13.03.02.2021.203 ПЗ ВКП

Руководитель проекта (должность)  
д.т.н., профессор \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
Четошникова Л.М. (Ф.И.О.)  
\_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Автор проекта  
студент группы МиЭт-446 \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
Манонов А.Р. (Ф.И.О.)  
\_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

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

\_\_\_\_\_  
Четошникова Л.М. (Ф.И.О.)  
\_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

## АННОТАЦИЯ

Манонов А.Р.

Электроснабжение  
газоперерабатывающего  
завода машин. Миасс:  
ЮУрГУ, ЭТФ, 2021г.

Пояснительная записка к выпускной квалификационной работе: общий объем 128 страниц, содержит 122 страниц текста, 12 рисунков, 36 таблиц, библиография составляет 21 наименований. Цель работы состоит в рассмотрении вопросов проектирования системы электроснабжения завода по ремонту металлургического оборудования, принятия схемы внешнего и внутризаводского электроснабжения, выборе электротехнического оборудования, трансформаторов цеховых ТП, решении вопросов компенсации реактивной мощности в системе электроснабжения завода путем установки в разных ее узлах батарей конденсаторов.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
						1
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Оглавление

1. Расчет электрических нагрузок предприятия .....	12
2. Выбор числа, мощности и типа трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций предприятия .....	28
3. Выбор напряжения, схемы внешнего электроснабжения и трансформаторов гпп предприятия.....	35
4. Внешнее электроснабжение предприятия.....	41
5. Выбор величины напряжения и схемы внутреннего электроснабжения предприятия, расчет питающих линий.....	62
6. Расчет токов короткого замыкания .....	69
7. Выбор электрооборудования системы электроснабжения предприятия.....	85
8. Расчет и выбор устройств компенсации реактивной мощности....	101
9. Расчет защиты синхронного двигателя .....	112
10. Расчет и выбор системы рабочего и дежурного освещения производственного электромеханического цеха предприятия .....	112
Заключение .....	137
Библиографический список .....	138

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		2

## Введение

Системы электроснабжения промышленных предприятий создаются для обеспечения питания электрической энергией электроприемников предприятия и должны отвечать установленным технико-экономическим требованиям: они должны обладать минимальными затратами при соблюдении всех технических показателей; обеспечивать необходимую надежность электроснабжения и соответствующее качество электрической энергии; быть удобны при эксплуатации и безопасны в обслуживании; иметь достаточную гибкость, позволяющую обеспечивать оптимальные режимы работы в нормальном и в послеаварийном режимах; позволять проводить реконструкций без существенного удорожания первоначального варианта.

По мере развития потребления электрической энергии, к системам электроснабжения предъявляются и другие требования, например, возникает вопрос о необходимости внедрения систем автоматического управления и диагностики СЭС, систем автоматизированного контроля и учета электрической энергии, осуществления в широких масштабах управления процессами производства с применением телесигнализации и телеуправления.

Для того, чтобы система электроснабжения удовлетворяла всем предъявляемым требованиям, необходимо при проектировании учитывать огромное число различных факторов, то есть использовать системный подход к решению задачи, учитывающий влияние различных факторов и учет их динамичности.

Следовательно, создание рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия является тяжелой задачей, включающей в себя выбор рациональных напряжений и числа их трансформаций, правильный выбор места размещения цеховых ТП и ГПП, совершенствование методов определения электрических нагрузок, рациональный выбор числа и

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

мощности трансформаторов, схем внешнего электроснабжения и их параметров, а также сечений проводов ВЛ и жил кабельных линий, способов компенсации реактивной мощности, автоматизации, диспетчеризации и др. Принятие оптимальных решений на каждом этапе проектирования системы электроснабжения ведет к сокращению потерь электроэнергии, повышению надежности работы и способствует осуществлению общей задачи оптимизации построения систем электроснабжения.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

## Технический паспорт проекта

Основные характеристики потребителей и системы электроснабжения газоперерабатывающего завода.

1 Суммарная установленная мощность электроприемников напряжением ниже 1000 В: 9673 кВт.

2 Суммарная установленная мощность электроприемников напряжением выше 1000 В: 16380 кВт.

3 По надежности электроснабжения потребители предприятия относятся к 1, 2 и 3 категориям.

К потребителям 1 категории относятся: - воздушно-компрессионная станция;

- компрессорная станция сырого газа;

- пропано-холодильная установка.

К потребителям 2 категории относятся: - азотно-кислородная станция;

- пункт приема, замера и сепарации газа;

- масло-абсорбционная установка;

- водонасосная;

- котельная.

К потребителям 3 категории относятся:

-склад абсорбента и моторного масла;

-ремонтно-механический цех;

-материальный склад.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4 Полная расчетная мощность на шинах ГПП: 29122,19 кВА.

5 Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

6 Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме питающих предприятие линий: 2750 МВА.

7 Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы 1,5 км; питающая воздушная линия выполнена проводом марки АС-70/11.

8 На ГПП установлены два трансформатора типа ТДН-16000/110.

9 Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия: 10 кВ.

10 Тип ячеек распределительного устройства ГПП: КУ-10М.

11 Для электроснабжения потребителей напряжением ниже 1000 В устанавливается 8 цеховых ТП с трансформаторами типа ТМГ мощностью 250, 400, 500, 630, 1000, 1250, 2000 кВА.

12 Тип кабельных линий: ААШв, сечения: 3x150, 3x185, 3x240, шинопровод ТЗК 1600.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

## ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ для проектирования

Выполнить проект электроснабжения завода в объеме, указанном во введении к сборнику заданий. Завод расположен в Средней Азии (Объединённая энергосистема Средней Азии)

Таблица 1– Параметры оборудования ремонтно-механического цеха

№ п.п	Наименование оборудования	P <sub>ном</sub> , кВт	Количество потребителей
			Номер варианта
			7
<b>Механическое отделение 1</b>			
1	Станок металлорежущий	1	6
2	Станок металлорежущий	5,5	3
3	Станок металлорежущий	14	3
4	Станок металлорежущий	40	4
5	Станок точильно-шлифовальный	3,9	5
6	Станок шлифовальный	20	3
7	Станок для испытания абразивных кругов	11	2
8	Бак для приготовления эмульсии	1,3	3
9	Агрегат рециркуляционный	1,5	1
10	Вентилятор	1,6	4
11	Кран	10	2
12	Таль электрическая	4	1
<b>Механическое отделение 2</b>			
13	Станок металлорежущий	1,6	4
14	Станок металлорежущий	7	3
15	Станок металлорежущий	10	3
16	Станок универсальный	12	2
17	Ножницы	15	3
18	Станок шлифовальный	7	5
19	Станок точильно-шлифовальный	1,6	2
20	Машина листогибочная трехвалковая	15,5	4
21	Мешалка двухвальная	2,8	1
22	Кран подвесной	2,5	2
23	Агрегат рециркуляционный	1,5	1
24	Вентилятор	1,5	3
25	Насос	1,5	2
26	Калорифер	60	3

<b>Сварочное отделение</b>			
27	Автомат для сварки	0,9	1
28	Трансформатор сварочный, однофазный, $U_{ном} = 380$ В	30	4
29	Трансформатор сварочный, однофазный, $U_{ном} = 220$ В	10,5	4
30	Полуавтомат шланговый	0,5	4
31	Стол для сварочных работ	0,8	4
32	Электронагреватель однофазный, $U_{ном} = 220$ В	10	2
33	Пила отрезная	7	3
34	Машина электросварочная	25	3
35	Вентилятор	4,5	2
36	Кран-балка	3,2	1

<b>Кузнечное отделение</b>			
37	Электродпечь	110	1
38	Молот ковочный	30	3
39	Станок точильно-шлифовальный	0,5	3
40	Аппарат рециркуляционный	1,5	3
41	Кран подвесной	2,2	2
42	Вентилятор	0,8	4
<b>Термическое отделение</b>			
43	Камерная печь	81	4
44	Ванна масляная	4	2
45	Станок балансировочный	2	6
46	Электродпечь камерная	45	4
47	Станок закалочный	10	3
48	Вентилятор	5	1
49	Кран-балка	7,5	2
<b>Монтажный участок</b>			
50	Станок для намотки	1	4
51	Станок бандажировочный	1,5	2
52	Ванна для лужения	1,6	3
53	Агрегат рециркуляционный	1,5	2
54	Кран подвесной	4,7	2
55	Вентилятор	1	4
	Мощность КЗ ( $S^{(3)}$ ) на шинах 10 кВ ГПП, МВА		240
	Расстояние от ГПП до цеха, м		125

Генплан группы цехов представлен на рис.1, в табл. 2.1 приведены сведения об установленной мощности и другие данные для

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

электроприёмников напряжением до 1000 В, в табл. 2.2 – для электроприёмников напряжением выше 1000 В и в табл. 2.3 – дополнительные данные.

*Таблица 2.1 – Установленные мощности электроприёмников цехов предприятия до 1000 В*

Номер цеха на плане	Наименование цеха, отделения, участка	$P_{НОМ}$ , кВт	$n_э$	$K_{и.а}$	$\cos\varphi$
1	Азотно-кислородная станция	1137	85	0,85	0,85
2	Склад абсорбента и моторного масла	40	10	0,35	0,65
3	Воздушно-компрессорная станция	657	165	0,80	0,85
4	Компрессорная станция сырого газа	3675	240	0,90	0,90
5	Пункт приема, замера и сепарации газа	110	8	0,80	0,85
6	Ремонтно-механический цех	–	–	–	–
7	Масло-абсорбционная установка	1660	113	0,80	0,85
8	Материальный склад	645	85	0,35	0,65
9	Пропано-холодильная установка	2310	30	0,85	0,85
10	Котельная	695	348	0,80	0,85
11	Водонасосная	130	52	0,80	0,85

*Таблица 2.2 – Установленные мощности электроприёмников цехов предприятия до 1000 В*

Номер цеха на	Наименование цеха, отделения, участка	Вид высоковольтных электроприёмников	$P_{НОМ}$ , кВт	$n$ , шт	$k_{и.а}$	$\cos\varphi$
---------------	---------------------------------------	--------------------------------------	-----------------	----------	-----------	---------------

плане						
4	Компрессорная станция сырого газа	Синхронные электродвигатели типа СТД	500	4	0,80	0,85
7	Масло-абсорбционная установка	Синхронные электродвигатели типа СДН	400	4	0,80	0,85
9	Пропано-холодильная установка	Синхронные электродвигатели типа СДН	2500	6	0,90	0,90

Номинальные напряжения всех высоковольтных электроприемников – 10кВ

Таблица 2.3 – Дополнительные данные

Расстояние от предприятия до подстанции энергосистемы, км		1,5
Существующие уровни напряжений $U_1$ и $U_2$ на подстанции энергосистемы, кВ		35и110
Мощность короткого замыкания (МВ·А) на шинах подстанции энергосистемы напряжением	$U_1$	700
	$U_2$	2750
Наивысшая температура, °С	окружающего воздуха	45
	почвы (на глубине 0,7 м)	14
Коррозионная активность грунта предприятия		Средняя
Блуждающие токи в грунте		Есть
Наличие колебаний и растягивающих усилий в грунте		Нет

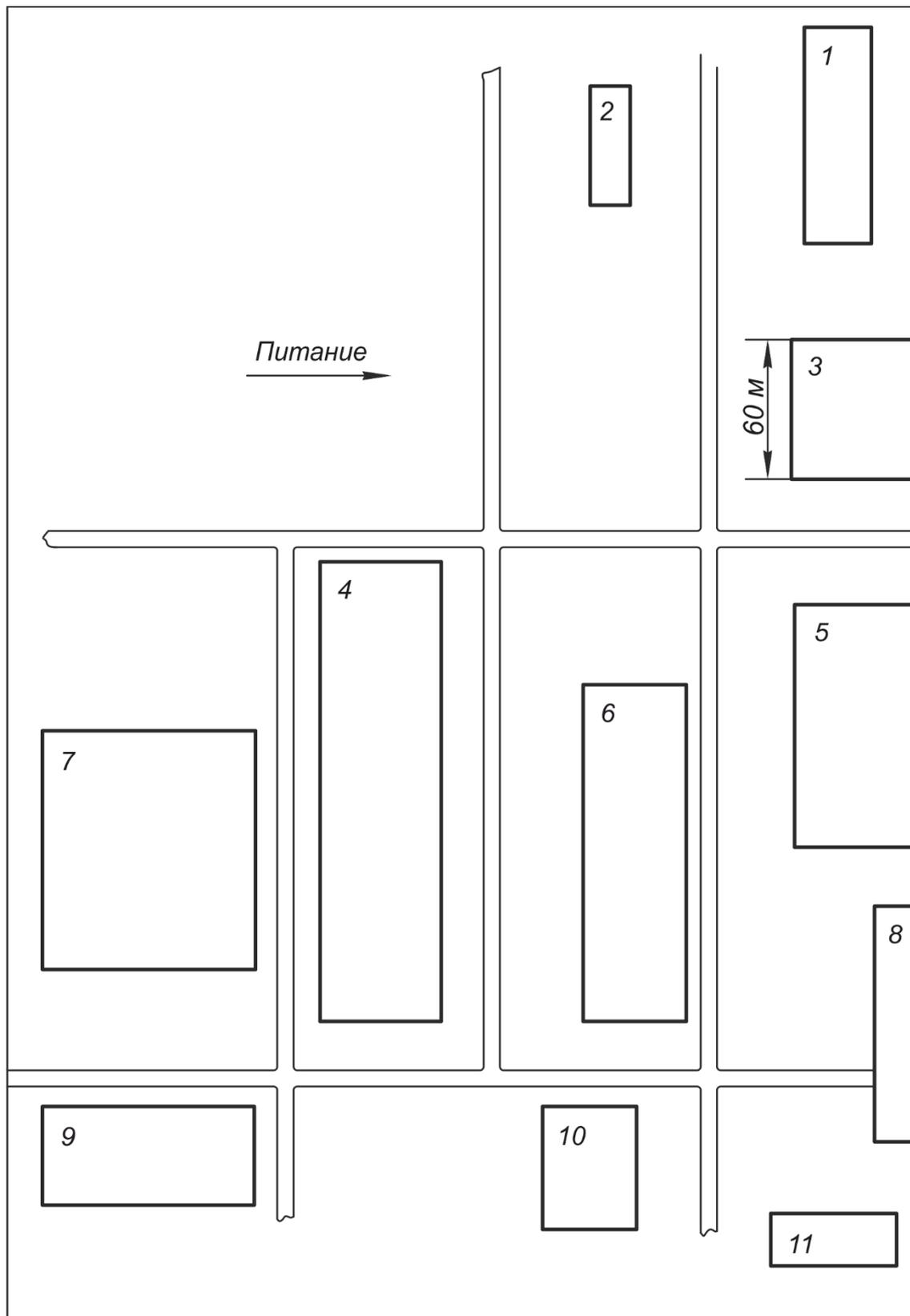


Рис.1 – План группы цехов газоперерабатывающего завода

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

# 1. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ

## 1.1. Расчет электрических нагрузок по электроремонтному цеху

Определение расчетной нагрузки на разных ступенях системы электроснабжения промышленного предприятия проводим по усовершенствованному методу упорядоченных диаграмм.

Согласно РТМ [1] расчетные активная и реактивная мощности для системы второго уровня определяются по формулам (1.1) и (1.2) соответственно:

$$P_p = K_{PA} \cdot \sum_{i=1}^n k_{IAi} \cdot P_{НОМi}; \quad (1.1)$$

$$Q_p = K_{PP} \cdot \sum_{i=1}^n k_{IAi} \cdot P_{НОМi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i, \quad (1.2)$$

где  $K_{PA}$  – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, приводится в

РТМ [1] в зависимости от эффективного числа электроприемников и средневзвешенного коэффициента использования по активной мощности

$$K_{PA} = f(n_{\Sigma}, K_{IA});$$

$k_{IAi}$  – коэффициент использования по установленной мощности электроприемника;

$P_{НОМi}$  – номинальная активная мощность электроприемника;

$K_{PP}$  – коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности, находим по формуле:

$$K_{PP} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_{\Sigma}}}. \quad (1.3)$$

Приведенное число электроприемников:

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$n_{\text{э}} = \frac{(\sum_{i=1}^n p_{\text{НОМ}i})^2}{\sum_{i=1}^n p_{\text{НОМ}i}^2}. \quad (1.4)$$

Далее определяем средневзвешенное значение коэффициента использования по шинопроводу:

$$K_{\text{ИА}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{ИА}i} \cdot p_{\text{НОМ}i}}{\sum_{i=1}^n p_{\text{НОМ}i}}. \quad (1.5)$$

Средневзвешенное значение  $\text{tg } \varphi$ :

$$\text{tg } \varphi = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{ИА}i} \cdot p_{\text{НОМ}i} \cdot \text{tg } \varphi_i}{\sum_{i=1}^n k_{\text{ИА}i} \cdot p_{\text{НОМ}i}}. \quad (1.6)$$

Полная расчетная нагрузка:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (1.7)$$

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (1.8)$$

где  $U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение, кВ.

После определения нагрузок по отделениям можно перейти к расчету нагрузок в целом по цеху, то есть необходимо определить электрические нагрузки на сборных шинах напряжением 0,4 кВ цеховых трансформаторных подстанций, а это уже система третьего уровня.

Расчетные активная и реактивная мощности определяются по формулам (1.1) и (1.2) соответственно.

Коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности  $K_{\text{РА}}$  зависит от тех же величин, что и на втором уровне, но определяется в РТМ по другой таблице.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

Коэффициенты расчетной нагрузки по активной и реактивной мощности принимаются одинаковыми, так как на третьем уровне графики активной нагрузки становятся более ровными во времени, чем в узлах системы второго уровня.

Расчетная осветительная активная и реактивная нагрузки цеха определяются по выражениям:

$$P_{\text{РОСВ}} = K_{\text{СОСВ}} \cdot P_{\text{УД.ОСВ}} \cdot F_{\text{Ц}} \quad (1.9)$$

где  $K_{\text{СОСВ}}$  – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки;

$P_{\text{УД.ОСВ}}$  – удельная осветительная нагрузка на 1 м<sup>2</sup> производственной поверхности пола цеха, Вт;

$F_{\text{Ц}}$  – площадь поверхности пола цеха, м<sup>2</sup>, определяется по генплану;

$$Q_{\text{РОСВ}} = P_{\text{РОСВ}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{ОСВ}}, (1.10)$$

где  $\text{tg}\varphi_{\text{ОСВ}}$  – коэффициент реактивной мощности осветительной нагрузки.

Полная расчетная низковольтная нагрузка электроремонтного цеха рассчитывается по формуле:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{\text{РОСВ}})^2 + (Q_p + Q_{\text{РОСВ}})^2} \quad (1.11)$$

Результаты расчета низковольтной нагрузки электроремонтного цеха приводятся в таблице 1.1.

## 1.2. Расчет средних мощностей фаз, обусловленных однофазными электроприемниками.

Нагрузка в узлах совместного питания однофазных и трёхфазных электроприёмников учитывается в зависимости от числа и схемы их включения. В общем случае однофазная нагрузка распределяется между фазами таким образом, чтобы загрузка фаз была как можно равномерней. При относительно малом числе электроприёмников наиболее загруженную фазу целесообразно определять по средней активной мощности фаз. При

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

относительно большом числе электроприёмников целесообразно определять по полной средней мощности.

Расчетная активная и реактивная мощности с учетом однофазных электроприемников определяются по формулам:

$$P_P = K_{PA} \cdot [3P_{CP.\Phi.MAX} + \sum_{i=1}^{N_{\Pi}} k_{ИAi} \cdot p_{НОМIIIi}]; \quad (1.12)$$

$$Q_P = K_{PP} \cdot [3P_{CP.\Phi.MAX} + \sum_{i=1}^{N_{\Pi}} k_{ИAi} \cdot p_{НОМIIIi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{IIIi}]. \quad (1.13)$$

Средние активные и реактивные мощности фаз, для общего случая, когда от рассматриваемого узла СЭС получает питание большое количество электроприёмников, определяются по формулам:

$$P_{CP.A} = \sum_{i=1}^n k_{ИAi} \cdot k_{AB(A)i} \cdot P_{НОМ.ABi} + \sum_{i=1}^m k_{ИAi} \cdot k_{CA(A)i} \cdot P_{НОМ.CAi} + \sum_{i=1}^l k_{ИAi} \cdot P_{НОМ.AOi}; \quad (1.14)$$

$$Q_{CP.A} = \sum_{i=1}^n k_{ИAi} \cdot q_{AB(A)i} \cdot P_{НОМ.ABi} + \sum_{i=1}^m k_{ИAi} \cdot q_{CA(A)i} \cdot P_{НОМ.CAi} + \sum_{i=1}^l k_{ИAi} \cdot P_{НОМ.AOi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{AOi}; \quad (1.15)$$

где  $k_{ij(i)}$  – коэффициент приведения установленной активной мощности ЭП, подключенных на линейное напряжение  $i$  и  $j$ , к фазе  $i$ ;

$q_{ij(i)}$  – коэффициент приведения реактивных мощностей ЭП, подключенных на линейное напряжение  $i$  и  $j$ , к фазе  $i$ .

Значения этих коэффициентов зависят от коэффициента мощности электроприёмников и приводятся в справочниках. Они должны удовлетворять следующим условиям:

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$k_{ij(i)} + k_{ij(j)} = 1; \tag{1.16}$$

$$q_{ij(i)} + q_{ij(j)} = \operatorname{tg}\varphi.$$

Результаты расчётов по определению средних нагрузок фаз, обусловленных однофазными электроприемниками приведены в таблице 1.2

– Расчет средних нагрузок фаз.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

Таблица 3.1 – Расчет низковольтных нагрузок.

№	Исходные данные				Расчетные величины							Расчетные мощности			Iр, А		
	По заданию технологов				Справочные данные			Средняя нагрузка			пэф ЭП	Кра	Кпр	Pр, кВт		Qр, кВар	Sр, КВА
	Наименование ЭП и узлов СЭС	Кол-во ЭП	Рном к дл.реж ПВ=100%		Киa	cos(f)	tg(f)	Pср=Киa*P ном, кВт	Qср=Киa *Pн*tg(f), кВар	п*P^2 ном, кВт							
одного			общая														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Механическое отделение (ШР-1)																	
1	Станок металлорежущий	11	1	11	0,12	0,4	2,29	1,32	3,0	11,00							
2	Станок металлорежущий	3	5,5	16,5	0,12	0,4	2,29	1,98	4,5	90,75							
3	Станок металлорежущий	3	14	42	0,12	0,4	2,29	5,04	11,5	588,00							
4	Станок металлорежущий	4	40	160	0,17	0,65	1,17	27,2	31,8	6400,00							
5	Станок точильно-шлифовальный	5	3,9	19,5	0,12	0,4	2,29	2,34	5,4	76,05							
6	Станок шлифовальный	3	20	60	0,12	0,4	2,29	7,2	16,5	1200,00							
7	Станок для испытания абразивных кругов	2	11	22	0,17	0,65	1,17	3,74	4,4	242,00							
8	Бак для приготовления эмульсии	3	1,3	3,9	0,17	0,65	1,17	0,663	0,8	5,07							
9	Агрегат рециркуляционный	1	1,5	1,5	0,17	0,65	1,17	0,255	0,3	2,25							
10	Вентилятор	4	1,6	6,4	0,65	0,8	0,75	4,16	3,1	10,24							
11	Кран	2	10	20	0,15	0,5	1,73	3	5,2	200,00							
12	Таль электрическая	1	4	4	0,15	0,5	1,73	0,60	1,0	16,00							
Итого по ШР-1		42	113,8	366,8	0,186	0,53	1,70	57,498	87,6	8841,36	15	1,63	1,05	93,72	96,33	134,4	204,4
Механическое отделение (ШР-2)																	
13	Станок металлорежущий	4	1,6	6,4	0,12	0,4	2,29	0,768	1,8	10,24							
14	Станок металлорежущий	3	7	21	0,12	0,4	1,17	2,52	2,9	147,00							
15	Станок металлорежущий	3	10	30	0,12	0,4	2,29	3,6	8,2	300,00							
16	Станок универсальный	2	12	24	0,12	0,4	2,29	2,88	6,6	288,00							
17	Ножницы	3	15	45	0,17	0,65	1,17	7,65	8,9	675,00							
18	Станок шлифовальный	5	7	35	0,12	0,4	2,29	4,2	9,6	245,00							
19	Станок точильно-шлифовальный	2	1,6	3,2	0,12	0,4	2,29	0,384	0,9	5,12							
20	Машина листогибочная трех-валиковая	4	15,5	62	0,12	0,4	2,29	7,44	17,0	961,00							
21	Мешалка двух-вальная	1	2,8	2,8	0,17	0,65	1,17	0,476	0,6	7,84							
22	Кран подвесной	2	2,5	5	0,12	0,4	2,29	0,6	1,4	12,50							
23	Агрегат циркуляционный	1	1,5	1,5	0,12	0,4	2,29	0,18	0,4	2,25							
24	Вентилятор	3	1,5	4,5	0,65	0,88	0,54	2,925	1,6	6,75							
25	Насос	2	1,5	3	0,65	0,88	0,54	1,95	1,1	4,50							
26	Калорифер	3	60	180	0,6	0,88	0,54	108	58,3	10800,0							
Итого по ШР-2		38	139,5	423,4	0,237	0,54	1,68	143,573	119,3	13465,2	14,0	1,42	1,05	203,87	131,25	242,5	368,8

№	Исходные данные							Расчетные величины						Расчетные мощности			Iр, А
	По заданию технологов				Справочные данные			Средняя нагрузка			пэф ЭП	Кра	Кпр	Pр, кВт	Qр, кВт	Sp, КВА	
	Наименование ЭП и узлов СЭС	Кол-во ЭП	Рном к дл.реж ПВ=100%		Kиа	cos(f)	tg(f)	Pcp=Kиа*P ном, кВт	Qcp=Kиа *Pн*tg(f), кВт	п*P^2 ном, кВт							
одного			общая														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Механическое отделение (ШР-1)																	
Механическое отделение (ШР-2)																	
Сварочное отделение (ШР-3)																	
27	Автомат для сварки	1	0,9	0,9	0,5	0,5	1,73	0,45	0,8	0,81							
28	Однофазные приемники	10		182	0,6	0,88	0,54	109,2	58,9	0,00							
29	Полуавтомат плавовый	4	0,5	2	0,35	0,5	1,73	0,7	1,2	1,00							
30	Стол для сварочный работ	4	0,8	3,2	0,12	0,4	2,29	0,384	0,9	2,56							
31	Пила отрезная	3	7	21	0,12	0,4	2,29	2,52	5,8	147,00							
32	Машина электросварочная	3	25	75	0,35	0,5	1,73	26,25	45,5	1875,00							
33	Вентилятор	2	4,5	9	0,65	0,8	0,75	5,85	4,4	40,50							
34	Кран-балка	1	3,2	3,2	0,15	0,5	1,73	0,48	0,8	10,24							
Итого по ШР-3		28	41,9	296,3	0,355	0,56	1,60	146	118,3	2077,11	14	1	1,05	145,83	130,10	195,4	297,3
Окрасочное отделение (ШР-4)																	
35	Электропечь	1	110	110	0,8	0,95	0,33	88,00	28,9	12100,00							
36	Молот ковочный	3	30	90	0,24	0,65	1,17	21,60	25,3	2700,00							
37	Станок точильно-шлифовальный	3	0,5	1,5	0,12	0,4	2,29	0,18	0,4	0,75							
38	Аппарат рециркуляционный	3	1,5	4,5	0,12	0,4	2,29	0,54	1,2	6,75							
39	Кран подвесной	2	2,2	4,4	0,15	0,5	1,73	0,66	1,1	9,68							
40	Вентилятор	4	0,8	3,2	0,65	0,8	0,75	2,08	1,6	2,56							
Итого по ШР-4		16	145	213,6	0,347	0,617	1,43	113,06	58,53	14819,74	3	1,34	1,57	99,22	165,90	193,3	279,0
Ремонтное отделение (ШР-5)																	
41	Камерная печь	4	81	324	0,8	0,95	0,33	259,2	85,19	26244,00							
42	Ванная масляная	2	4	8	0,6	1	0,00	4,8	0,00	32,00							
43	Станок балансировочный	6	2	12	0,12	0,4	2,29	1,44	3,30	24,00							
44	Электропечь камерная	4	45	180	0,8	0,95	0,33	144	47,33	8100,00							
45	Станок закалочный	3	10	30	0,12	0,4	2,29	3,6	8,25	300,00							
46	Вентилятор	1	5	5	0,65	0,8	0,75	3,25	2,44	25,00							
47	Кран-балка	2	7,5	15	0,15	0,5	1,73	2,25	3,90	112,50							
Итого по ШР-5		22	154,5	574	0,463	0,71	1,10	418,54	150,41	34837,5	10,00	1,1	1,32	111,56	78,89	136,6	197,2
Монтажный участок (ШР-6)																	
48	Станок намотки	4	1	4	0,12	0,4	2,29	0,48	1,10	4,00							
49	Станок бандажированный	2	1,5	3	0,12	0,4	2,29	0,36	0,82	4,50							
50	Ванная для лужения	3	1,6	4,8	0,6	1	0,00	2,88	0,00	7,68							
51	Агрегат рециркуляционный	2	1,5	3	0,12	0,4	2,29	0,36	0,82	4,50							
52	Кран подвесной	2	4,7	9,4	0,15	0,5	1,73	1,41	2,44	44,18							
53	Вентилятор	4	1	4	0,65	0,8	0,75	2,6	1,95	4,00							
Итого по ШР-6		17	11,3	28,2	0,293	0,58	1,56	8,09	7,14	68,86	15,00	1,25	1,26	10,32	16,23	19,2	27,8
Итого по заводу		163,0		1902,3	0,3	0,6	1,5	886,6	541,2	74109,8	71,3	1,3		664,5	618,7	921,5	1374,5

Таблица 1.2 – Расчет средних нагрузок фаз

Наименование узлов СЭС и эл. Приемников	Rном	с	n*PΛ2	мощности ЭП подключенные на Ул			коэф приведения Р и Q			мощности ЭП подключенных на Уф			Киa	cos f	tg f	средние мощности					
				5	6	7	8	9	10	11	12	13				Pср, кВт			Qср, кВт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
6. Сварочное отделение (ШР-4)																					
ЭП, подкл. К Ул																					
6. Трансформатор сварочный, однофазный, Уном=380В	30	4	3600	60	-	-	a	1	0,58	-	-	-	0,4	0,5	1,73	24,00			13,92		
							b	0	1,16	-	-	-					0,00			27,84	
				-	30	b	1	0,58	-	-	-					12,00			6,96		
						c	0	1,16	-	-	-						0,00			13,92	
				-	-	30	c	1	0,58	-	-	-						12,00			6,96
							a	0	1,16	-	-	-					0,00			13,92	
Всего ЭП, подк на Ул	120	4	3600													24,00	12,00	12,00	27,84	34,80	20,88
ЭП, подкл. К Уф																					
2. Трансформатор сварочный, однофазный, Уном=220В	42	4	441							21	10,5	10,5	0,4	0,5	0,88	8,4	4,2	4,2	7,39	3,70	3,70
3. Электронагреватель однофазный, Уном=220В	20	2	200							10	10		0,28	0,95	0,33	2,8	2,8		0,92	0,92	
Всего ЭП, подк на Уф	62	6	641													11,2	7	4,2	8,316	4,62	3,696
Итого по потребителям	182	10	4241										1,08			35,20	19	16,2	36,16	39,42	24,58

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

ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР

Лист

19

### 1.3. Расчет электрических нагрузок по предприятию

Расчет производится по укрупненным показателям, так как заданы суммарные установленные мощности электроприемников по цехам, но неизвестен их состав.

Активная расчетная нагрузка  $i$ -го цеха находится по средней нагрузке и расчетному коэффициенту по активной мощности:

$$P_{Pi} = K_{PAi} \cdot k_{IAi} \cdot P_{НОМi}, \quad (1.17)$$

где  $K_{РА}$  - расчетный коэффициент по активной мощности  $i$ -го цеха;

$k_{ИА}$  - коэффициент использования по активной мощности  $i$ -го цеха;

$P_{НОМi}$  - активная номинальная мощность  $i$ -го цеха, кВт.

Расчетная реактивная мощность  $i$ -го цеха определяется по формуле:

$$Q_{Pi} = K_{PPi} \cdot K_{PAi} \cdot k_{IAi} \cdot P_{НОМi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i, \quad (1.18)$$

где  $K_{PPi}$  - расчетный коэффициент  $i$ -го цеха по реактивной мощности;

$\operatorname{tg}\varphi_i$  - коэффициент реактивной мощности  $i$ -го цеха.

Полная расчетная нагрузка группы трехфазных электроприемников по  $i$ -му цеху определяется по выражению:

$$S_{Pi} = \sqrt{P_{Pi}^2 + Q_{Pi}^2}. \quad (1.19)$$

Расчетная нагрузка осветительных электроприемников определяется по удельной осветительной нагрузке на единицу производственной поверхности пола с учетом коэффициента спроса:

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

$$P_{PO} = k_{CO} \cdot P_{YO} \cdot F, \quad (1.20)$$

где  $k_{CO}$  - коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки;

$P_{YO}$  - удельная осветительная нагрузка на 1 м производственной поверхности пола цеха;

$F$  - площадь поверхности пола цеха, м<sup>2</sup>.

Данные о  $k_{ИА}$ ,  $\cos\varphi$  для характерных групп электроприемников по отраслям промышленности приводится в справочнике [12]. Расчетные кривые и таблицы для определения  $K_{РА} = f(n_{Э}, k_{ИА})$  приводится в [12].

При определении расчетной нагрузки высоковольтных электроприемников мы учитываем, что коэффициент расчетной нагрузки  $K_{РА}=1$ , тогда расчетные активная и реактивная мощности будут равны соответственно средним активной и реактивной мощностям, для нахождения которых имеются все исходные данные.

Заполняется итоговая строка по нагрузке 10 кВ аналогично итоговой строке по нагрузке 0,4 кВ.

Таблицу завершает строка «Итого по предприятию», в которой записываются суммарные данные по низковольтным и высоковольтным электроприемникам: номинальная активная мощность, средние и расчетные активные и реактивные нагрузки, а также средние для всего предприятия значения коэффициентов  $k_{ИА}$ ,  $\cos\varphi$ ,  $\operatorname{tg}\varphi$ . Расчетные активная и реактивная мощности всего предприятия будут определены позднее, после выбора цеховых ТП и расчета потерь в трансформаторах этих ТП.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

Результаты расчета электрических нагрузок по предприятию представлены в таблице 1.3.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Таблица 1.3 – Расчет электрических нагрузок по предприятию

Наименование цехов	$P_{НОМ}$ , кВт	$N_{\Sigma}$	$P_{НОМ\Sigma}$ , кВт	$K_{НА}$	cos	tg	$P_C$ , кВт	$Q_C$ , квар	$K_{РА}$	$P_P$ , кВт	$Q_P$ , квар	$F_{П}$ , м <sup>2</sup>	$P_{удосв.}$ , кВт/м <sup>2</sup>	tg осв	$K_{ОСВ}$	$P_{P.ОСВ.}$ , кВт	$Q_{P.осв.}$ , квар	$P_{P+P.ОСВ.}$ , кВт	$Q_{P+Q.осв.}$ , квар	$S_P$ , кВА
<b>Низковольтная нагрузка</b>																				
1 Азотно-кислородная станция		85	1137	0,85	0,85	0,62	966,5	599,0	0,80	773,2	479,2	2737	0,016	0,3	0,9	39,4	11,8	812,6	491,0	949,4
2 Склад абсорбента и моторного масла		10	40	0,35	0,65	1,17	14,0	16,4	1,10	15,4	18,0	750	0,015	0,3	0,6	6,8	2,0	22,2	20,0	29,9
3 Воздушно-компрессорная станция		165	657	0,80	0,85	0,62	525,6	325,7	0,80	420,5	260,6	3150	0,016	0,3	0,8	40,3	12,1	460,8	272,7	535,4
4 Компрессорная станция сырого сырья		240	3675	0,90	0,90	0,48	3307,5	1601,9	0,80	2646,0	1281,5	10037	0,015	0,3	0,8	120,4	36,1	2766,4	1317,6	3064,2
5 Пункт приема, замера и сепарации газа		8	110	0,80	0,85	0,62	88,0	54,5	1,00	88,0	54,5	5250	0,015	0,3	0,8	63,0	18,9	151,0	73,4	167,9
6 Ремонтно-механический цех		158	1897,3	0,31	0,59	1,97	594,4	1171,2	0,80	475,5	937,0	5260	0,016	0,3	0,9	75,7	22,7	551,3	959,7	1106,8
7 Масло-абсорбционная установка		113	1660,0	0,80	0,85	1,54	1328,0	2050,5	0,80	1062,4	1640,4	8875	0,015	0,3	0,8	106,5	32,0	1168,9	1672,3	2040,4
8 Материальный склад		85	645	0,35	0,65	1,17	225,8	263,9	0,70	158,0	184,8	1837	0,015	0,3	0,6	16,5	5,0	174,6	189,7	257,8
9 Пропано-холодильная установка		30	2310	0,85	0,85	0,62	1963,5	1216,9	0,80	1570,8	973,5	3931	0,016	0,3	0,8	50,3	15,1	1621,1	988,6	1898,8
10 Котельная		348	695	0,80	0,85	0,62	556,0	344,6	0,80	444,8	275,7	2231	0,016	0,3	0,8	28,6	8,6	473,4	284,2	552,1
11 Водонасосная		52	130	0,80	0,80	0,75	104	78,0	1,00	104,0	78,0	110	0,015	0,3	0,8	1,3	0,4	105,3	78,4	131,3
Освещение												247350	0,040	0,3	1,0	989,4	296,8			
<b>Итого по низковольтной нагрузке</b>	-	<b>1294</b>	<b>12956,3</b>	<b>0,7</b>	<b>0,8</b>	<b>0,93</b>	<b>9673</b>	<b>7722,6</b>	<b>0,85</b>	<b>7758,6</b>	<b>6183,1</b>					<b>1538,3</b>	<b>461,5</b>	<b>8308</b>	<b>6347,8</b>	<b>10734,0</b>
<b>Высоковольтная нагрузка</b>																				
4 СДН	500	4	2000	0,8	0,85	-0,62	1600	-991,6		1600	-991,6									1882,35
7 Масло-абсорбционная установка СДН	400	4	1600	0,8	0,85	-0,62	1280	-793,3		1280	-793,3									1505,88
9 Пропано-холодильная установка	2500	6	15000	0,9	0,9	-0,48	13500	-6538,3		13500	-6538,3									15000,00
<b>Итого по высоковольтной нагрузке</b>	<b>3400</b>	<b>14</b>	<b>18600</b>	<b>0,83</b>	<b>0,87</b>	<b>-0,57</b>	<b>16380</b>	<b>-8323,2</b>		<b>16380</b>	<b>-8323,2</b>									<b>18388,24</b>
<b>Итого по предприятию</b>	<b>500</b>	<b>1308</b>	<b>31556,3</b>	<b>0,76</b>	<b>0,83</b>	<b>0,18</b>	<b>26053</b>	<b>-600,6</b>	<b>0,85</b>	<b>24138,6</b>	<b>-2140,1</b>	<b>291518,0</b>				<b>1538,3</b>	<b>461,5</b>	<b>8308</b>	<b>6347,8</b>	<b>29122,19</b>

#### 1.4. Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия

При проектировании системы электроснабжения на генплане предприятия наносятся все производственные цеха с картограммой нагрузок. Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генплане окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади кругов пропорциональны расчетным активным нагрузкам. Круги делятся на сектора, площади секторов пропорциональны расчетным активным нагрузкам электроприемников напряжением до 1000 В, электроприемников напряжением выше 1000 В и электрического освещения. При этом радиус окружности и углы секторов для каждого цеха находятся по выражениям:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{P_i}}{\pi \cdot m}}, \quad (1.21)$$

где  $P_{P_i}$  - расчетная активная нагрузка всего  $i$ -го цеха;

$m$  - масштаб площадей картограммы нагрузок, кВт/м<sup>2</sup>, рассчитываемый:

$$m = \frac{P_P \sum_{MIN}}{\pi \cdot R_{MIN}^2}. \quad (1.22)$$

Принимаем  $R_{MIN} = 60$  мм, тогда  $m = 2$  кВт/м<sup>2</sup>.

Углы секторов для низковольтной, высоковольтной и осветительной нагрузок будем рассчитывать по формулам:

$$\alpha_{H/B_i} = 360 \cdot \frac{P_{PH/B_i}}{P_{P_i}}; \quad (1.23)$$

$$\alpha_{B/B_i} = 360 \cdot \frac{P_{PB/B_i}}{P_{P_i}}; \quad (1.24)$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

$$\alpha_{O_i} = 360 \cdot \frac{P_{PO_i}}{P_{P_i}}, \quad (1.25)$$

где  $P_{PH/B_i}$ ,  $P_{PB/B_i}$ ,  $P_{PO_i}$ , - расчетные активные нагрузки соответственно электроприемников до 1000 В, электроприемников выше 1000 В и электрического освещения,  $i$ -го цеха, кВт.

Центр нагрузок предприятия является символическим центром потребления электрической энергии предприятия, координаты которого находятся по выражению:

$$X_{ц} = \frac{\sum_1^n P_{P_i} \cdot X_i}{\sum_1^n P_{P_i}}; \quad (1.26)$$

$$Y_{ц} = \frac{\sum_1^n P_{P_i} \cdot Y_i}{\sum_1^n P_{P_i}}, \quad (1.27)$$

где  $X_i$ ,  $Y_i$  - координаты центра  $i$ -го цеха на плане, м.

$$X_0 = 327,18 \text{ м}$$

$$Y_0 = 257,1 \text{ м.}$$

Результаты расчета картограммы электрических нагрузок предприятия представлены в таблице 1.4.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

Таблица 1.4 – Расчет картограммы нагрузок предприятия.

Наименование цехов	$P_{P_i}$ , кВт	$P_{P_{Ni}}$ , кВт	$P_{P_{Bi}}$ , кВт	$P_{P_{Oi}}$ , кВт	$X_i$ , м	$Y_i$ , м	$R_i$ , мм	$\alpha_{Hi}$	$\alpha_{Bi}$	$\alpha_{Oi}$
1 Азотно-кислородная станция	851,46	39,42	0	812,0	59,00	350	11,64	16,7	0	343
2 Склад абсорбента и моторного масла	28,85	6,7	0	22,2	63,00	254	2,14	83,6	0	276
3 Воздушно-компрессорная станция	499,20	40,32	0	458,9	174,00	356	8,91	29,1	0	331
4 Компрессорная станция сырого газа	4483,45	120,45	1600	2763,0	336,00	158	26,71	9,7	128	222
5 Пункт приема, замера и сепарации газа	211,00	63	0	148,0	307,00	356	5,79	107,5	0	253
<b>6 Ремонтно-механический цех</b>	<b>633,43</b>	<b>75,74</b>	<b>0</b>	<b>557,7</b>	<b>360,00</b>	<b>265</b>	<b>10,04</b>	<b>43,0</b>	<b>0</b>	<b>317</b>
7 Масло-абсорбционная установка	2556,90	106,5	1280	1170,4	360,00	61	20,17	15,0	180	165
8 Материальный склад	192,57	16,54	0	176,0	433,00	373	5,54	30,9	0	329
9 Пропано-холодильная установка	13752,80	50,32	13500	202,5	489,00	61	46,78	1,3	353	5
10 Котельная	498,96	28,56	0	470,4	494,00	246	8,91	20,6	0	339
11 Водонасосная	131,72	13,2	0	118,5	524,00	348	4,58	36,1	0	324
Итого	23840,34	560,75	16380	6899,59	327,182	257,1				

При выборе местоположения главной понизительной подстанции, помимо расположения центра электрических нагрузок были учтены следующие факторы:

-площадь, необходимая для размещения главной понизительной подстанции;

-роза ветров;

-рельеф местности;

-наличие коридоров для прокладки воздушных и кабельных линии с учетом охранной зоны.

Координаты главной понизительной подстанции сдвигаем. Это обусловлено отсутствием свободного места на плане в месте центра электрических нагрузок.

Определяем координаты ГПП:

$X_{Ц} = 174$  м;

$Y_{Ц} = 254$  м.

## Вывод по разделу один

Проведен расчет электрических нагрузок предприятия, определены активные, реактивные и полные мощности цехов и в целом по предприятию. Построена картограмма нагрузок, выбраны координаты главной понизительной подстанции в соответствии с рассчитанным центром электрических нагрузок, площади, необходимой для размещения ГПП, розой ветров, наличием коридоров для прокладки воздушных и кабельных линии с учетом охранной зоны.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

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

Мощность трансформаторов цеховой ТП зависит от величины нагрузки электроприемников, их категории по надежности электроснабжения, от плотности электрических нагрузок.

Существует связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора  $S_{ЭТ}$  цеховой ТП и плотностью  $\sigma$  электрической нагрузки, эта связь приведена в [4].

Плотность электрической нагрузки цеха определяется по формуле:

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

где  $S_p$  - расчетная электрическая нагрузка цеха, кВА;

$F$  - площадь цеха, м<sup>2</sup>.

Таблица 2.1 – Экономически целесообразная мощность трансформатора

Плотность электрической нагрузки цеха $\sigma$ , кВА/м <sup>2</sup>	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 тр-ра цеховой ТП $S_{Э.Т.}$ , кВА	250	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
--	-----	-----	-----	-----	-----	------	------	------	------	------

Выбор цеховых ТП сводится к решению нескольких задач:

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

Оптимальное количество трансформаторов всех подстанций цеха обычно определяется по выражению:

$$N_{ТР}^{ОПТ} = N_{ТР} = N_{ТМИН} + m, \quad (2.2)$$

где  $N_{ТМИН}$  выбирается из условия  $N_{ТМИН} = \max(N_{ТМИН}^H; N_{ТМИН}^Э)$ ;

$m$  - функция, зависящая от  $N_{ТМИН}$ ,  $k_{ЗД}$ ,  $\Delta N$  [3].

$N_{ТМИН}^Э$  считаем по следующей формуле:

$$N_{ТМИН}^Э = \frac{P_p}{k_{ЗД} \cdot S_{ЭТ}} + \Delta N, \quad (2.3)$$

где  $P_p$  - расчетная активная нагрузка цеха от низковольтных потребителей, кВт;

$k_{ЗД}$  - допустимый коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме;

$S_{ЭТ}$  - выбранная номинальная мощность трансформаторов цеховых ТП по таблице 4.1, кВА;

$\Delta N$  - добавка до целого числа;

Полученный результат округляем до ближайшего целого числа.

При выборе трансформаторов цеховых ТП должна определяться наибольшая реактивная мощность, которую трансформаторы могут пропустить из сети 10 кВ в сеть напряжением ниже 1000 В:

$$Q_{1P} = \sqrt{(N_{TP}^{opt} \cdot k_{зд} \cdot S_{HT})^2 - P_P^2}. \quad (2.4)$$

Величина  $Q_{1P}$  является расчетной, потому в общем случае реактивная нагрузка трансформаторов  $Q_1$  не равна ей.

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{1P}, & \text{если } Q_{1P} < Q_P, \\ Q_P, & \text{если } Q_{1P} \geq Q_P, \end{cases} \quad (2.5)$$

где  $Q_P$  - расчетная реактивная нагрузка на ТП.

При  $Q_{1P} < Q_P$  трансформаторы ТП не могут пропустить всю реактивную нагрузку и потому часть ее должна быть скомпенсирована с помощью конденсаторов, которые следует установить на стороне низшего напряжения данной ТП. Мощность этих конденсаторов будет составлять:

$$Q_{КУ} = Q_P - Q_1. \quad (2.6)$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах будут соответственно равны:

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

$$K_{ЗТН} = \frac{\sqrt{P_P^2 + Q_1^2}}{N_{ТР}^{опт} \cdot S_{Н.Т.}}; \quad (2.7)$$

$$K_{ЗТП} = \frac{\sqrt{P_P^2 + Q_1^2} \cdot N_{т.вз.рез.}}{N_T^{опт} \cdot (N_{т.вз.рез.} - 1) \cdot S_{Н.Т.}}, \quad (2.8)$$

где  $N_{т.вз.рез.}$  - число взаимно резервированных трансформаторов.

Расчеты по выбору трансформаторов проводим по формулам (2.1-2.8) и сводим в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Выбор цеховых

Наименование цехов	Номер ТП	Категория	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$S_p$ , кВА	$F_{Ц}$ , м <sup>2</sup>	$\delta$ , кВА/м <sup>2</sup>	$S_{ЭГ}$ , кВА	Тип тр-ров	$S_{НОМТ}$ , кВА	$n_i$ , шт	$K_{ЭГ доп}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1 Азотно-кислородная станция	1	2	812,6	491,0	949,4	2737	0,35					
2 Склад абсорбента и моторного масла		3	22,2	20,0	29,9	750	0,04					
<b>Итого</b>			834,7	511,0	979,3		0,35	2500	ТМГ	630	2	0,7
3 Воздушно-компрессорная станция	2	1	460,8	272,7	535,4	3150	0,17					
5 Пункт приема, замера и сепарации газа		2	151,0	73,4	167,9	5250	0,03					
<b>Итого</b>			611,8	346,1	703,3		0,17	1000	ТМГ	500	2	0,7
4 Компрессорная станция сырого сырья	3	1	2766,4	1317,6	3064,2	10037	0,31	1600	ТМГ	2000	2	0,7
6 Ремонтно-механический цех	4	3	551,3	959,7	1106,8	5260	0,21	1250	ТМГ	630	1	0,95
7 Масло-абсорбционная установка	5	2	1168,9	1672,3	2040,4	8875	0,23	1250	ТМГ	1000	2	0,7
8 Материальный склад	6	3	174,6	189,7	257,8	1837	0,14					
11 Водонасосная		2	105,3	78,4	131,3	110	1,19					
<b>Итого</b>			291,8	258,0	389,5	2938	0,14	1000	ТМГ	250	2	0,7
9 Пропано-холодильная установка	7	1	1621,1	988,6	1898,8	3931	0,48	2500	ТМГ	1250	2	0,7
ТП 10 Котельная	8	2	105,3	78,4	131,3	2231	0,06	1600	ТМГ	400	2	0,7

Q1 <sub>p</sub> , кВАр	Q1, кВАр	Q <sub>кв</sub> , кВАр	K <sub>3T</sub>	K <sub>3П</sub>	$\Delta P_{XX}$ , кВт	$\Delta P_{K3}$ , кВт	I <sub>XX</sub> , %	U <sub>K3</sub> , %	$\Delta P_T$ , кВт	$\Delta Q_T$ , кВАр	P <sub>p</sub> + $\Delta P_T$ , кВт	Q1+ $\Delta Q_T$ , кВАр	S <sub>p</sub> , кВА
14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
284,89	284,9	226,1	0,70	1,40	1,24	7,6	1,2	9,93	9,93	68,72	844,65	353,61	916
340,15	340,1	6,0	0,70	1,40	1,24	7,6	5,5	6	9,93	56,35	621,73	396,50	737
2732,0	1317,6		0,77	1,53	2,65	22	0,5	6	31,12	152,58	2797,56	1470,23	3160
232,98	233,0	726,7	0,95		1,74	14,8	0,6	6	15,10	37,53	566,39	270,51	628
770,50	770,5	901,8	0,70	1,40	1,74	14,8	0,6	9,93	17,98	103,19	1186,88	873,70	1474
193,27	193,3	64,7	0,70	1,40	1,24	7,6	1	6	9,93	17,15	301,73	210,42	368
659,15	659,2	329,4	0,70	1,40	1,75	14	1,7	14	17,22	192,33	1638,34	851,48	1846
550,01	550,0		0,70	1,38	0,87	5,6	1,2	4,5	7,23	22,34	112,55	572,35	583

## Выводы по разделу два

В разделе был проведен выбор числа, мощности и типа трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций предприятия исходя из величины нагрузки электроприемников, их категории надежности электроснабжения, от размеров площади, на которой они расположены. По результатам расчетов, на территории предприятия располагается 8 трансформаторных подстанций 7 типоразмеров: 250 кВА, 400 кВА, 500 кВА, 630 кВА, 1000 кВА, 1250 кВА, 2000 кВА с трансформаторами типа ТМГ. Расположение ТП, НРП и высоковольтной нагрузки отображено на генеральном плане.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 5. 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.

Величину рационального напряжения питания ГПП можно оценить по приближенной формуле Стилла:

$$U_{\text{РАЦ}} = 4,34 \sqrt{l + 0,016 \cdot P_{\text{р.п.}}}, \quad (3.1.1)$$

где  $l$  – длина питающей ГПП линии, км;

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

Сборные шины 10 кВ ГПП относятся к системе пятого уровня, тогда по методу упорядоченных диаграмм расчетная активная нагрузка предприятия определяется по формуле:

$$P_{\text{р.п.}} = K_{\text{ом}} \cdot [P_{\text{н.НВ}} + P_{\text{н.ВВ}} + \Delta P_{\text{тл}}] + P_{\text{осв}}, \quad (3.1.2)$$

где  $P_{\text{р.НВ}}$  – расчетная активная низковольтная нагрузка силовых ЭП;

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

$P_{p.BB}$  – расчетная активная высоковольтная нагрузка предприятия, создаваемая высоковольтными синхронными двигателями; Из раздела 2 известно, что  $P_{p.B}=16380$  кВт

$P_{p.o}$  – расчетная активная нагрузка освещения предприятия, включающая внутрицеховое и наружное освещение. Из раздела 2 известно, что  $P_{p.o}=989,25$  кВт

$\Delta P_{\Sigma}$  – суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых ТП

$K_{OM}$  – коэффициент одновременности максимумов;

Коэффициент одновременности максимумов  $K_{OM}$  является функцией числа присоединений к сборным шинам ГПП  $n$  и средневзвешенного коэффициента использования по предприятию  $K_{ИА}$  [1].

Число присоединений пятого уровня  $n^V=22$ ;  $K_{ИА}=0,73$ ,

(см. таблицу 1.3), тогда  $K_{OM}=0,9$ .

Тогда:

$$P_{pp} = (7758,6 + 16380 + 106,37) * 0,9 + 989,2 = 22809,673 \text{ кВт}$$

Величина рационального напряжения:

$$U_{рац} = 4,34 * \sqrt{1,5 + 0,016 * 22809,7} = 83,1 \text{ кВ}$$

Так как величина рационального напряжения не равняется и не близка к стандартным напряжениям 110 и 35кВ, то нужно провести технико-экономическое сравнение вариантов и выбрать наиболее подходящее напряжение для сети внешнего электроснабжения.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

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

$$S_{\text{рп}} = \sqrt{P_{\text{рп}}^2 + (Q_{\text{эс}} - \Delta Q_{\text{Т ГПП}})^2} \quad (3.1.3)$$

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

$$Q = P \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (3.1.4)$$

где  $\operatorname{tg}\varphi = 0,27$  для сети 35кВ. Тогда:

$$Q_{\text{эс}} = 22809,67 \cdot 0,27 = 6158,61 \text{ квар}$$

где  $\operatorname{tg}\varphi = 0,31$  для сети 110 кВ. Тогда:

$$Q_{\text{эс}} = 22809,67 \cdot 0,31 = 7071 \text{ квар}$$

Реактивную мощность, потребляемую трансформаторами на ГПП, определим по формуле:

$$\Delta Q_{\text{Т.гпп}} \approx 0,07 \cdot \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (3.1.5)$$

для 35 кВ

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\Delta Q_{т.гпп} = 0,07 \cdot \sqrt{22809,67^2 + 6158,61^2} = 1653,85 \text{ кВар}$$

для 110 кВ

$$\Delta Q_{т.гпп} = 0,07 \cdot \sqrt{22809,67^2 + 7071^2} = 1671,63 \text{ кВар}$$

Тогда полная расчетная нагрузка предприятия:

для 35 кВ

$$S_{рп} = \sqrt{22809,67^2 + (6158,61 - 1653,85)^2} = 23250,24 \text{ кВА}$$

для 110 кВ

$$S_{рп} = \sqrt{22809,67^2 + (7071 - 1671,63)^2} = 23440 \text{ кВА}$$

Принимаем решение об установке на ГПП двух трансформаторов мощностью  $S_{HT}=16000$  кВА для 35 кВ,  $S_{HT}=16000$  кВА для 110 кВ и тогда коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме

$$K_{зн} = \frac{S_{рп}}{N * S_{HT}}$$

где  $N=2$  – число трансформаторов ГПП;

для 35 кВ

$$K_{зн} = \frac{23250,24}{2 * 16000} = 0,72$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

для 35 кВ

$$K_{\text{ЭН}} = \frac{23440}{2 * 16000} = 0,73$$

Следует иметь в виду, что загрузка трансформаторов подстанции в нормальном режиме может быть несколько выше 0,7, если на предприятии имеются потребители 3-й категории, которые в послеаварийном режиме можно временно отключить [7, 4.6].

Коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме:

$$K_{\text{ЭН}} = \frac{S_{\text{рп}}}{(N - 1) * S_{\text{НТ}}}$$

для 35 кВ

$$K_{\text{ЭН}} = \frac{23250,24}{1 * 16000} = 1,453$$

для 110 кВ

$$K_{\text{ЭН}} = \frac{23440}{1 * 16000} = 1,465$$

Выбранные трансформаторы на напряжения 35 и 110 кВ представлены в таблице 3

Таблица 3 – Каталожные данные трансформаторов ГПП

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

Тип тр-ра	Уном.вн, кВт	Уном.нн, кВт	S <sub>нт</sub> , МВА	$\Delta P_{\text{лх}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{кз}}$ , кВт	U <sub>кз</sub> , %	I <sub>лх</sub> , %
ТДНС- 16000/35	36,75	10,5	16	18	85	10	0,55
ТДН- 16000/110	115	11	16	19	85	10,5	0,7

### Выводы по разделу три

В разделе 3 было определено по формуле Стилла рациональное напряжение, оно равно 83,1 кВ. Полная расчетная нагрузка предприятия составляет 23440 кВт. В результате проведенных расчетов принято решение об установке на ГПП двух трансформаторов мощностью 16 МВА. В дальнейших расчетах будет произведен выбор уровня высокого напряжения (35 кВ или 110 кВ).

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

### 3.ВНЕШНЕЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

#### 1.5. Потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП

Потери мощности в трансформаторах

$$\Delta P_T = n * (\Delta P_{xx} + K_{з.т.норм}^2 * \Delta P_{кз}) \quad (4.1.1)$$

Для 35кВ

$$\Delta P_T = 2 * (18 + 0,73^2 * 85) = 126,59 \text{ кВт}$$

Для 110кВ

$$\Delta P_T = 2 * (19 + 0,74^2 * 85) = 131,09 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = \frac{n * S_{T \text{ ном}}}{100} * (I_{xx} + K_{з.т.норм}^2 * U_{кз}) \quad (4.1.2)$$

Для 35кВ

$$\Delta Q_T = \frac{2 * 16000}{100} * (0,55 + 0,73^2 * 10) = 1793,28 \text{ квар}$$

Для 110кВ

$$\Delta Q_T = \frac{2 * 16000}{100} * (0,7 + 0,74^2 * 10,5) = 1951,94 \text{ квар}$$

Потери электроэнергии в трансформаторе:

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

$$\Delta W_T = n(\Delta P_{xx} * T_{\Gamma} + K_{\text{эТ норм}}^2 * \Delta P_{\text{кз}} * \tau) \quad (4.1.3)$$

где  $\tau$  – годовое число часов максимальных потерь, определяемое из соотношения:

$$\tau = (0,124 + \frac{T_M}{10^4})^2 * 8760 \quad (4.1.4)$$

где  $T_M$  – годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки;  $T_{\Gamma}$  – годовое число часов работы предприятия.

$$\tau = (0,124 + \frac{7000}{10^4})^2 * 8760 = 5947,83$$

Потери эл/эн для 35кВ

$$\Delta W_T = 2 \cdot (18 \cdot 8760 + 0,73^2 \cdot 85 \cdot 5947,83) = 854191,76 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$$

Потери эл/эн для 110кВ

$$\Delta W_T = 2 \cdot (19 \cdot 8760 + 0,74^2 \cdot 85 \cdot 5947,83) = 886575,39 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$$

4.2 Выбор линии электропередачи от подстанции энергосистемы до ГПП предприятия.

Нагрузка в начале линии:

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

$$S_{рл} = \sqrt{(P_{рп} + \Delta P_T)^2 + Q_{эс}^2} \quad (4.2.1)$$

Для 35кВ

$$S_{рл} = \sqrt{(22809,67 + 126,59)^2 + 6253,91} = 23773,6 \text{ МВА}$$

Для 110кВ

$$S_{рл} = \sqrt{(22809,67 + 126,59)^2 + 7071} = 24001 \text{ МВА}$$

Расчетный ток одной цепи линии напряжением 110 кВ:

$$I_{рл} = \frac{S_{рл}}{\sqrt{3} * n * U_{ном}} \quad (4.2.2)$$

Для 35 кВ

$$I_{рл} = \frac{23773,6}{\sqrt{3} * 2 * 35} = 196,1 \text{ А}$$

Для 110 кВ

$$I_{рл} = \frac{24001}{\sqrt{3} * 2 * 110} = 63 \text{ А}$$

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

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

$$I_{п/ав} = 2 * I_{рл} \quad (4.2.3)$$

Для 35кВ

$$I_{п/ав} = 2 * 196,1 = 392А$$

Для 110кВ

$$I_{п/ав} = 2 * 63 = 126А$$

Сечение проводов линий находим по экономической плотности тока:

$$F_э = \frac{I_{рл}}{j_э} \quad (4.2.4)$$

Для 35 кВ

$$F_э = \frac{196,1}{1} = 196,1\text{мм}^2$$

Для 110 кВ

$$F_э = \frac{63}{1} = 63\text{мм}^2$$

где  $j_э = 1,1$  —экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Для линии напряжением 35 кВ выбираем провод марки АС-240/32, длительно-допустимый ток согласно [1]  $I_{доп}=610$  А, удельные сопротивления  $r_0=0,118$  Ом/км,  $x_0=0,406$  Ом/км.

Для линии напряжением 110 кВ выбираем провод марки АС-70/11, длительно допустимый ток согласно [1]  $I_{доп}=265$  А, удельные сопротивления  $r_0=0,428$  Ом/км,  $x_0=0,444$  Ом/км [1, табл. 7-38]

Проверяем провод по нагреву в послеаварийном режиме:

Для 35 кВ  $I_{доп}=610$  А >  $I_{п}=369,5$  А.

Для 110 кВ  $I_{доп}=265$  А >  $I_{п}=117,56$  А.

Потери активной энергии в проводах линии за год

$$\Delta W_{л} = n(3 * I_{р.л}^2 + r_0 * l * \tau)$$

Для 35кВ

$$\Delta W_{л} = 2 * (3 * 196,1^2 * 0,118 * 1,5 * 5947,83) = 242658,3 \text{ кВт} * \frac{\text{ч}}{\text{год}}$$

Для 110кВ

$$\Delta W_{л} = 2 * (3 * 63^2 * 0,118 * 1,5 * 5947,83) = 25070 \text{ кВт} * \frac{\text{ч}}{\text{год}}$$

#### 4.3 Расчет токов короткого замыкания

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

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

Исходная схема питания предприятия и схема замещения для расчета токов короткого замыкания приведены на рисунке 4.1

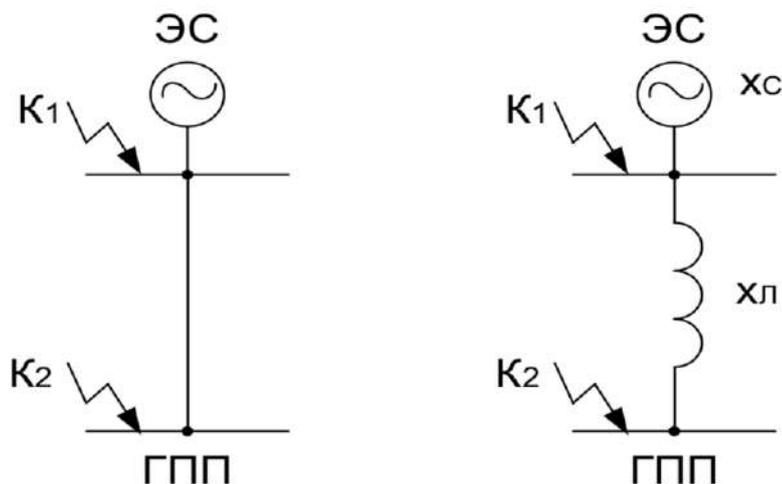


Рисунок 4.1 – Схема расчета токов КЗ

Рассчитаем параметры схемы замещения. Примем базисную мощность  $S_B=1000$  МВА, базисное напряжение  $U_B=36,75$  кВ для линии напряжением 35 кВ и  $U_B=115$  кВ для линии напряжением 110 кВ.

Сопротивление системы в относительных единицах рассчитывается по формуле

$$x_{c*} = \frac{S_B}{S_{кз}}$$

Для 35кВ

$$x_{c*} = \frac{1000}{700} = 1,43$$

Для 110кВ

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

$$x_{c*} = \frac{1000}{2750} = 0,36$$

Сопротивление воздушной линии

$$x_{л*} = \frac{x_0 * L * S_б}{U_б^2}$$

Для 35кВ

$$x_{л*} = \frac{0,406 * 1,5 * 1000}{36,75^2} = 0,45$$

Для 110кВ

$$x_{л*} = \frac{0,444 * 1,5 * 1000}{115^2} = 0,05$$

Найдем ток короткого замыкания в точке К<sub>1</sub> (периодическая составляющая I<sub>Гт</sub> принимается неизменной в течение всего процесса замыкания)

$$I_{п|о|к1} = \frac{S_б}{\sqrt{3} * U_б * x_{c*}}$$

Для 35кВ

$$I_{п|о|к1} = \frac{1000 * 10^3}{\sqrt{3} * 36,75 * 1,43} = 10,98 \text{кА}$$

Для 110кВ

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

$$I_{п|0|к1} = \frac{1000 * 10^3}{\sqrt{3} * 115 * 0,36} = 13,95 \text{кА}$$

Ударный ток короткого замыкания

$$I_{уд} = \sqrt{2} * K_y * I_{п|0|к1}$$

Для 35кВ

$$I_{уд} = \sqrt{2} * 1,72 * 10,98 = 26,71 \text{кА}$$

Для 110кВ

$$I_{уд} = \sqrt{2} * 1,72 * 13,95 = 33,93 \text{кА}$$

Найдем ток короткого замыкания в точке К<sub>2</sub>.

Суммарное сопротивление

$$X_{к2} = X_{с*} + X_{л*}$$

для 35кВ

$$x_{к2} = 1,43 + 0,45 = 1,88;$$

для 110кВ

$$x_{к2} = 0,36 + 0,05 = 0,41$$

Рассчитаем ток КЗ в точке К<sub>2</sub>.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

$$I_{п|о|к2} = \frac{S_б}{\sqrt{3} * U_б * (x_{с*} + x_{л*})}$$

Для 35кВ

$$I_{п|о|к1} = \frac{1000 * 10^3}{\sqrt{3} * 36,75 * 1,88} = 8,35 \text{кА}$$

Для 110кВ

$$I_{п|о|к1} = \frac{1000 * 10^3}{\sqrt{3} * 115 * 0,36} = 12,8 \text{кА}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{уд} = \sqrt{2} * K_y * I_{п|о|к2}$$

Для 35кВ

$$i_{уд} = 2 \cdot 1,8 \cdot 8,36 = 21,28 \text{ кА};$$

для 110кВ

$$i_{уд} = 2 \cdot 1,8 \cdot 12,8 = 32,58 \text{кА}$$

Мощность короткого замыкания

$$S_{к32} = 3 \cdot U_б \cdot I_{к2}$$

Для 35кВ

$$S_{к32} = 3 \cdot 36,75 \cdot 8,36 = 532,14 \text{ МВА}$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

Для 110кВ

$$S_{к32} = 3 \cdot 110 \cdot 12,8 = 2438,73 \text{ МВА}$$

4.4 Выбор коммутационной аппаратуры в конце отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП

Выбор и проверка выключателей производится по следующим параметрам:

1) по номинальному напряжению

$$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}$$

2) по номинальному току

$$I_{НОМ} \geq I_{РАБ.УТЯЖ.}$$

где  $I_{РАБ.УТЯЖ.}$  – рабочий ток выключателя в наиболее тяжелом режиме,

$$I_{РАБ.УТЯЖ.} = I_{П}$$

3) по номинальному току отключения

$$I_{НОМ.ОТКЛ.} \geq I_{П,t}$$

где  $I_{НОМ.ОТКЛ.}$  – номинальный ток отключения выключателя, кА;

$I_{П,t}$  – действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя  $t$ , кА.

Согласно этим требованиям, намечаем к установке на линии 35 кВ выключатель типа ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1 из [8]. Собственное время отключения выключателя  $t_{СВ}=0,04$  с, полное время отключения выключателя  $t_{ОВ}=0,065$ с. При выборе выключателя необходимо также осуществить следующие проверки:

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4) проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания

$$i_{A,НОМ} \geq i_{A,\tau}$$

где  $i_{A,t}$  – амплитудное значение апериодической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя  $\tau$ , согласно [9, с.63] определяется по формуле

$$i_{A,t} = \sqrt{2} * I_{п,0} * e^{\frac{-\tau}{T_A}}$$

где  $T_A$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей, согласно [4]  $T_A=0,05$  с;

$\tau$  – время от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения ду- гогасительных контактов, с:

$$\tau = t_{PЗ,MIN} + t_{CB}$$

где  $t_{PЗ,MIN}$  – минимально возможное время срабатывания релейной защиты,

$$t_{PЗ,MIN} = 0,01 \text{ с};$$

$t_{CB}$  – собственное время отключения выключателя, с.

Для 35 кВ

$$\tau = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с};$$

Для 110 кВ

$$\tau = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}.$$

Значение апериодической составляющей по формуле (6.1):

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

Для 35кВ

$$I_{ат} = \sqrt{2} * 1,48 * e^{-\frac{0,05}{0,05}} = 0,77кА$$

Для 110кВ

$$I_{ат} = \sqrt{2} * 8,13 * e^{-\frac{0,05}{0,05}} = 5,17кА$$

В каталоге на выключатель [7] задается допустимое относительное содержание аperiodической составляющей тока в токе отключения  $\beta_{НОМ}$

$$\beta_{НОМ} = \frac{i_{а,НОМ}}{\sqrt{2} * I_{НОМ}} * 100\%$$

$$I_{а,НОМ} = \frac{\sqrt{2} * \beta_{НОМ} * I_{НОМ}}{100}$$

Для 35кВ

$$I_{а,НОМ} = \frac{\sqrt{2} * 32 * 12,5}{100} = 5,66кА$$

Для 110кВ

$$I_{а,НОМ} = \frac{\sqrt{2} * 45 * 40}{100} = 25,46кА$$

5) Выполняется проверка на электродинамическую стойкость

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п,0}}$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$$

б) Проверка на термическую стойкость

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}},$$

где  $I_{\text{ТЕР}}$  – ток термической стойкости выключателя, определяется по каталогу, кА;

$t_{\text{ТЕР}}$  – длительность протекания тока термической стойкости, определяется по каталогу, с;

$B_{\text{к}}$  – тепловой импульс тока короткого замыкания, пропорциональный количеству тепловой энергии, выделенной за время короткого замыкания.

$$B_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 (t_{\text{откл}} * I_{\text{а}})$$

где  $t_{\text{ОТК}}$  – время от начала короткого замыкания до его отключения, с.

$$t_{\text{ОТК}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{ОВ}},$$

где  $t_{\text{рз}}$  – время действия релейной защиты,  $t_{\text{рз}} = 0,5$  с;

$t_{\text{ОВ}}$  – полное время отключения выключателя, с.

Для 35кВ

$$t_{\text{откл}} = 2 + 0,065 = 2,065 \text{ с}$$

Для 110кВ

$$t_{\text{откл}} = 2 + 0,055 = 2,055 \text{ с}$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Тепловой импульс  $B_k$

Для 35кВ

$$B_k = 1,65^2(2,065 * 0,05) = 5,79 \text{кА}^2 * \text{с}$$

Для 110кВ

$$B_k = 10,04^2(2,055 * 0,05) = 212,22 \text{кА}^2 * \text{с}$$

Результаты выбора и проверки выключателей сведены в таблицу 6.1, 6.2.

Разъединители выбираются по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению

$$u_{\text{НОМ}} \geq u_{\text{УСТ}};$$

2) по номинальному току

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{РАБ.УТЯЖ}};$$

3) осуществляется проверка на электродинамическую стойкость

$$i_{\text{ДИН}} \geq i_{\text{УД}};$$

4) проверка на термическую стойкость

$$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_k,$$

Разъединители в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП принимаются одного типа.

Выбираем разъединители по каталогу [8], каталожные данные представлены в таблице 4.1, 4.2.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4.1 – Выбор выключателей и разъединителей на вводе ГПП для 35кВ

Расчетные данные		Каталожные данные		
		Выключатель ВГБЭ-35 Привод ПГВ-12А		Разъединитель РДЗ.1-35-1000-УХЛ1 Привод ПРЗ-УХЛ1
U, кВ	35,00	Uном, кВ	35,0	35
Iмах, А	385,34	Iном, А	630	1000
Iп.о=Iп,t, А	1,48	Iоткл, А	12,5	-
Iат, кА	0,77	Iа,кА	5,7	-
Iуд, кА	3,78	Iдин, кА	32,0	63
Вк	5,79	Вк	469	2500

Таблица 4.2 – Выбор выключателей и разъединителей на вводе ГПП для 110кВ

Расчетные данные		Каталожные данные		
		Выключатель ВГБЭ-110 Привод ПЭМ-1		Разъединитель РДЗ.1-110-1000Н-УХЛ1 1 Привод ПР-2Б-УХЛ1
U, кВ	110	Uном, кВ	110	110
Iмах, А	124,29	Iном, А	2000	1000
Iп.о=Iп,t, А	8,13	Iоткл, А	40	-
Iат, кА		Iа,кА	25,46	-
Iуд, кА	32,58	Iдин, кА	40	63
Вк	212,22	Вк	4800	1875

Для защиты оборудования ГПП от перенапряжений выбираем по каталогу [10] ОПН-У-35/38,5.

На 110 кВ ОПН-110У1-77, в нейтраль силового трансформатора включаем ОПН-110У1-56.

#### 5.5. Техничко-экономическое сравнение вариантов внешнего электроснабжения

Наиболее экономически выгодный вариант схемы внешнего электроснабжения предприятия определим по результатам сравнения годовых приведенных затрат, которые определяются по выражению

$$Z = \sum_{i=0}^n E_i K_i + C_3 + Y, \quad \text{тыс. руб/год}$$

где  $E_i$  – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений, являющиеся суммой нормативного коэффициента эффективности  $E_n = 0,12$ , отчислений на амортизацию  $E_{ai}$ , расходов на обслуживание  $E_{oi}$ ;

$$E_i = E_n + E_{ai} + E_{oi};$$

$$E_i = 0,12 + 0,01 + 0,063 = 0,193.$$

Отчисления на амортизацию, обслуживание и текущий ремонт могут быть приняты по данным [4, табл. 2.23];

$K_i$  - сумма капитальных затрат  $i$ -той группы электроприемников. Стоимости отдельных элементов схемы электроснабжения определяем по каталогам. При этом для упрощения расчетов полагается, что капитальные вложения в СЭС производятся одновременно. Стоимость монтажа электрооборудования одинакова и поэтому ее можно не учитывать;

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

$C_3$  – стоимость годовых потерь электроэнергии по двухставочному тарифу

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$C_3 = (\Delta \mathcal{E}_T + \Delta \mathcal{E}_K) C_0$$

где  $C_0$  – удельная стоимость потерь электроэнергии

$$C_0 = \delta \left( \frac{\alpha \Sigma k_m}{\tau} + \beta \right)$$

где  $\alpha$  – основная ставка тарифа, руб/кВт·год;

$\beta$  – стоимость одного кВт·ч электроэнергии, руб/кВт·ч;

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

$\delta$  – поправочный коэффициент, для сетей напряжением 35 кВ  $\delta = 1,02$ , для сетей напряжением 110 кВ  $\delta = 1,04$ .

Для 35кВ

$$C_0 = 1,02 \left( \frac{1208,56 * 12 * 1}{5947,83} + 1,34 \right) = 3,85 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} * \text{ч}}$$

Для 110кВ

$$C_0 = 1,04 \left( \frac{959,11 * 12 * 1}{5947,83} + 1,34 \right) = 3,42 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} * \text{ч}}$$

Для 35кВ

$$C_3 = (85419,76 + 249867,03) * 3,85 = 4250,63 \text{ тыс. руб}$$

Для 110кВ

$$C_3 = (886575,39 + 93755,67) * 3,42 = 3352,73 \text{ тыс. руб}$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

На рисунке 4.2 а и б показаны схемы внешнего электроснабжения для напряжений 110 и 35 кВ соответственно.

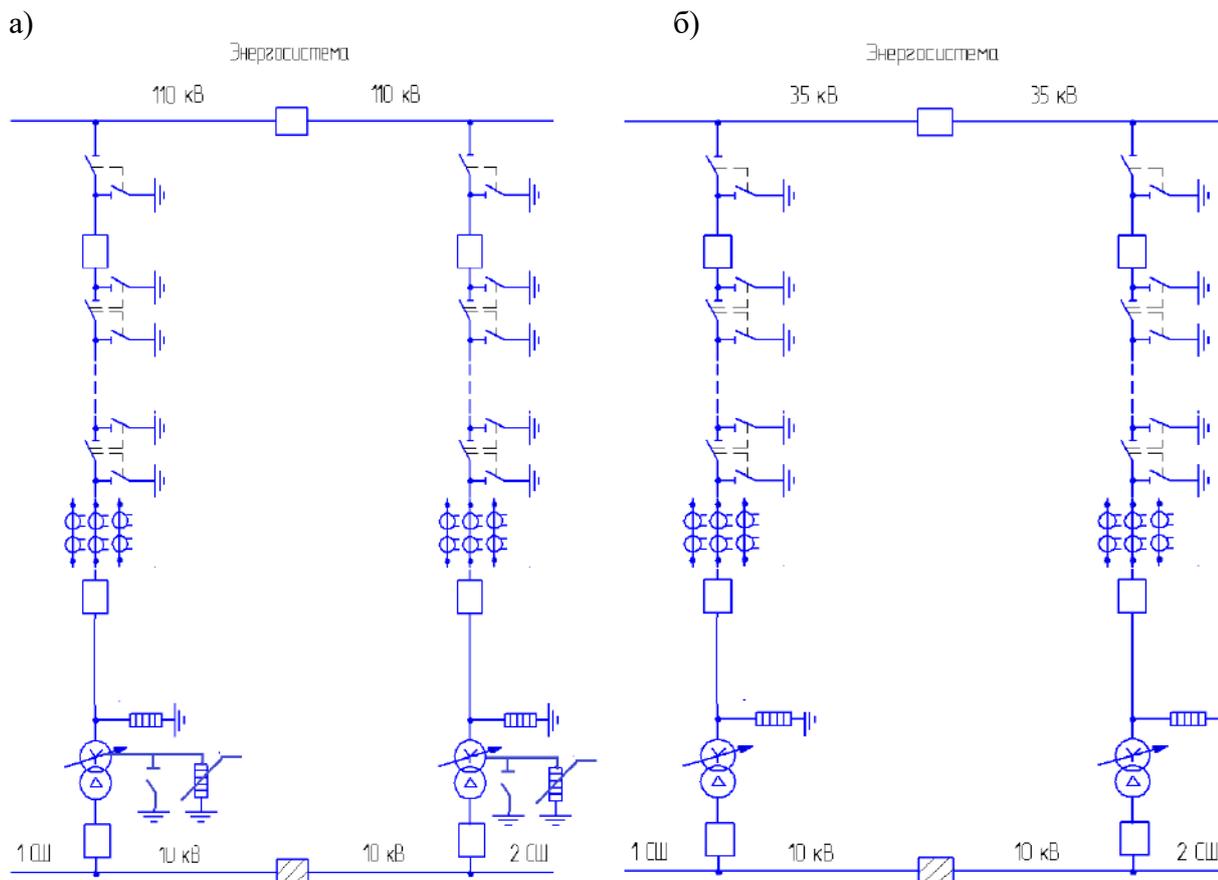


Рисунок 4.2 – Варианты схем внешнего электроснабжения предприятия

Согласно данным схемам, составляем перечень необходимой аппаратуры, дальнейшие расчеты сведем в таблицы 4.3 и 4.4.

Таблица 4.3 – экономические показатели сети 35кВ

Наим. оборуд	Ед. изм	Error	Стоимость ед. тыс.руб	Кап. Вложения тыс.руб	Отчисления, о.е				Приведенные затраты, тыс.р/год	Потери эл.эн кВтч/год	Стоимость потерь эл.эн тыс.р/год
					Ен	Етр	Еа	Итого			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Трансформатор силовой ТРДН-16000/35	шт	2,0	11770,0	23540,00	0,120	0,010	0,063	0,193	4543,22	854191,76	3288,63
2-х цепные ВЛ 35кВ на ЖБ опорах проводом ВС 240/32	км	1,5	7062,0	10593,0	0,028	0,004	0,120	0,152	1610,13	249867,03	961,99
Выключатель ВГБЭ-35-12,5/630УХЛ1	шт	4	2568,0	10272,0	0,120	0,010	0,063	0,193	1982,49	-	-
Разъединитель РДЗ-1-35-1000У1	шт	2	63,6	127,2	0,120	0,010	0,063	0,193	24,54	-	-
Разъединитель РДЗ-2-35-1000У1	шт	4	74,2	296,8	0,120	0,010	0,063	0,193	57,28	-	-
ОПН ОПН-35У1	шт	6	23,3	139,92	0,120	0,010	0,063	0,193	27,00	-	-
Итого				45382,32					8324,47	1104058,79	4250,62

Таблица 4.4 – экономические показатели сети 110кВ

Наим. оборуд	Ед. изм	Кол-во	Стоимость ед. тыс.руб	Кап. Вложения тыс.руб	Отчисления, о.е				Приведенные затраты, тыс.р/год	Потери эл.эн кВтч/год	Стоимость потерь эл.эн тыс.р/год
					Ен	Етр	Еа	Итого			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Трансформатор силовой ТРДН-16000/110	шт	2	18404	36808	0,120	0,010	0,063	0,19	7103,94	88657,3	3032,09
2-х цепные ВЛ 110кВ проводом ВС 70/11	км	1,5	4992	7488	0,028	0,004	0,28	0,15	1138,17	93755,6	320,64

Выключатель ВГБУ-110	шт	4	1646	65840	0,120	0,010	0,063	0,19	1279,71	-	-
Разъединитель РДЗ-1-110-1000Н-УХЛ1	шт	2	180,2	360,4	0,120	0,010	0,063	0,13	69,55	-	-
Разъединитель РДЗ-2-110-1000Н-УХЛ1	шт	4	26,5	53	0,12	0,010	0,063	0,193	163,66	-	-
ОПН ОПН-110У1-77	шт	6	37,1	222,6	0,120	0,010	0,063	0,193	42,96	-	-
ОПН-110У1-56	Шт	2	26,5	53,0	0,12	0,01	0,063	0,19	10,22	-	-
ЗОН-110	Шт	2	31,8	63,6	0,12	0,01	0,063	0,19	12,27	-	-
Итого				52532,5					9831,77	8980331	3352,63

Сравнение технико-экономических показателей рассматриваемых вариантов представлено в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Результаты сравнения вариантов

Вариант	Кап.затр, т.р/год	Прив. затр, т.р/год	Потери эл.эн кВт*ч	Стоим. потерь, т.р	Приведенные затраты, т.р
35	45382	8342,47	1101058,79	4250,62	12593
110	52532	9831,77	8980331,06	3352,63	13184,4

Вариант 35 кВ экономичнее на

$$\frac{Z_{110} - Z_{35}}{Z_{35}} * 100\% = \frac{13184,4 - 12593,09}{12593,09} * 100\% = 4,7\%$$

Т.к. разница менее 5%, то варианты равноценны. По возможности дальнейшего расширения и удобства эксплуатации, меньшими затратами на потери выбираем вариант с напряжением 110 кВ.

Выводы по разделу четыре

В разделе 4 мы определились со схемой внешнего электроснабжения и определили потери мощности и электроэнергии в трансформаторах ГПП. Рассчитали токи, протекающие по одной линии ЛЭП в нормальном и послеаварийном режимах, сечение проводов линии по экономической плотности тока и выбрали провод марки АС-70/11. Также определили потери активной энергии в проводах ЛЭП за год. Провели расчет токов короткого замыкания в контрольных точках и в соответствии с ними выбрали коммутационную аппаратуру на вводе ГПП с учетом необходимых условий.

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

### 5.1 Выбор напряжения

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

Поскольку на рассматриваемом заводе нет электроприемников напряжением 6 кВ, то необходимости проводить выбор нет.

### 5.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия

При проектировании схемы электроснабжения необходимо учитывать требования НТП ЭПП-94. Схема выполняется ступенчатой, распределение электроэнергии будем осуществлять по радиальным схемам. Так как имеются потребители первой и второй категорий, то предусмотрим секционирование во всех звеньях схемы. При радиальном питании применяется глухое присоединение цеховых трансформаторов.

### 5.3 Конструктивное выполнение электрической сети

Выбор способа распределения электрической энергии зависит от величины электрических нагрузок и их местоположения, плотности застройки предприятия, конфигурации технологических, транспортных и других коммуникаций, типа грунта на предприятии. Распределительные сети напряжением 10 кВ выполним с помощью кабельных линий. В качестве основного способа прокладки выбираем прокладку кабелей в траншеях (в одной траншее рекомендуется прокладка не

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

более шести кабелей). Поскольку грунт предприятия имеет среднюю коррозионную активность, в грунте присутствуют блуждающие токи, но нет значительные растягивающие усилия, то для прокладки в траншее выбираем кабели типа ААШв [1, табл. 21.16]. Кроме того, при питании цеховых подстанций в некоторых случаях используется прокладка кабелей по лоткам внутри производственных помещений, в этом случае также применяем кабели типа ААШв [1, табл. 21.16].

#### 5.4 Расчет питающих линий

Сечение кабелей напряжением 10 кВ определим по экономической плотности тока и затем проверим по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потери напряжения в после- аварийном режиме и термической стойкости изоляции к токам короткого замыкания.

В качестве примера приведем расчет по выбору сечений кабельной линии от ГПП до ТП-4.

Расчетный ток в кабельной линии в нормальном режиме

$$I_{р\text{кл}} = \frac{S_{р\text{кл}}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}}$$

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

$n_{\text{к}}$  – число запараллеленных кабелей в кабельной линии, в нашем случае  $n_{\text{к}} = 1$

$$I_{р\text{к}} = \frac{\sqrt{551,3^2 + 233^2}}{\sqrt{3} * 10} = 34,55\text{А}$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

Сечение кабельной линии, определяемое по экономической плотности тока:

$$F_3 = \frac{I_{p\text{ кл}}}{j_3}$$

где  $j_3 = 1,2 \text{ А/мм}^2$

$$F_3 = \frac{34,55}{1,2} = 28,79 \text{ мм}^2.$$

Выбираем кабель типа ААШв (3х35), длительно допустимый ток согласно [1, табл. 1.3.18]  $I_{\text{доп}} = 80 \text{ А}$ .

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки рассчитывается по формуле

$$I'_{\text{доп}} = k_{\text{п}} \cdot k_t \cdot I_{\text{доп}} > \frac{I_{p\text{ кл}}}{n_{\text{кл}}}$$

где  $K_{\text{п}}$  – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [1, табл.1.3.26], в нашем случае  $K_{\text{п}} = 1$  для прокладки в воздухе;

$K_t$  – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [1, табл.1.3.3], при прокладке кабелей в траншее/лотке и нормированной температуре алюминиевых жил с бумажной изоляцией  $70^\circ\text{C}$  [1, табл. 2.72] и температуре воздуха в цехе  $25^\circ\text{C}$   $K_t = 1$ .

$$I'_{\text{доп}} = 1 * 1 * 80 = 80 \text{ А}.$$

Проверим кабель по допустимому току в нормальном режиме работы

$$I_{\text{доп}} = 80 > I_{p\text{ кл}} = 34,55 \text{ А}.$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

Под послеаварийным режимом работы кабельной линии понимаем режим, когда выходит из строя одна из двух кабельных линий, питающих потребители первой и второй категорий. При этом нагрузка, в общем случае, на кабельную линию удваивается:

$$I_{AB} = 2 \cdot I_{PK}$$

Но т.к. имеем потребителя третьей категории, электроснабжение ТП осуществляется по одной линии.

Допустимая перегрузка кабельной линии в послеаварийном режиме

$$I'_{AB} = K_{AB} \cdot I'_{доп} \text{ А,} \quad (5.1)$$

где  $K_{AB}$  – коэффициент перегрузки, определяется по [11, табл. 21.1] в зависимости

от коэффициента предварительной нагрузки

$$K_3 = \frac{I_{PK}}{I'_{доп}}$$

$$K_3 = \frac{34,55}{80} = 0,43.$$

тогда  $K_{AB} = 1,25$ .

Далее по формуле (7.1) определяем допустимую перегрузку кабеля в послеаварийном режиме и сравниваем ее с током перегрузки.

Потеря напряжения в кабельной линии в послеаварийном режиме определяется по формуле

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot x_0 \cdot l + Q_p \cdot x_0 \cdot l}{n_{кл} \cdot U_n^2} \cdot 100 \%$$

$$\Delta U \leq \Delta U_{доп} = 5 \%$$

где  $P_p$ ,  $Q_p$  – расчетные активная и реактивная нагрузки кабеля;

$r_0$ ,  $x_0$  – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля, Ом/км, [7, табл. 7.28];

$l$  – длина кабельной линии, км.

Для рассматриваемой кабельной линии ААШВ (3х35)  $r_0=0,89$  Ом/км,  $x_0=0,095$  Ом/км,  $l=0,26$  км, тогда

$$\Delta U = \frac{(551,3 * 0,89 * 0,26 + 233 * 0,095 * 0,26)}{100 * 1000} * 100\% = 0,14\% < \Delta U_{доп} = 5\%$$

Аналогично рассчитываются остальные кабельные линии, результаты расчета представлены в таблице 5.1.

Выводы по разделу пять

В разделе 5 определились с величиной напряжения внутризаводского электроснабжения. Питание высоковольтных двигателей, расположенных в цехах 4, 7 и 9 осуществим по магистральному шинопроводу ТЗК-10-1600-81 согласно [12]. Заметим, что основная высоковольтная нагрузка расположена в цехе 9, а в цехах 4 и 7 незначительна. Питание самих двигателей от РП будем осуществлять кабелем ААШВ 10 кВ в спуске от шинопровода. Заметим, что от данных шинопроводов будут питаться ТП соответствующих цехов

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Таблица 5.1 – Выбор кабелей

Конечные пункты КЛ	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$S_p$ , кВА	$I_{p,к}$ , А	$F_{\Sigma}$ , мм <sup>2</sup>	$F_{ст}$ , мм <sup>2</sup>	Тип и кол-во кабелей	
ГПП-разделка	22576	-5187	23164	668,7	55x8	55x8	ТЗК-1600	2
Разделка-РП1+ТП3	4397,0	475,0	4423	127,7	107,7	120	ААШВ	2
Разделка-РП2+ТП5	2462	22,00	2462	71,1	59,9	70	ААШВ	2
Разделка-РП3+ТП7+ТП8	15717	-5685,0	16714	482,5	55x8	55x8	ТЗК-1600	2
ГПП-ТП1	834,0	284,0	881	50,9	42,4	50	ААШВ	2
ТП1-РПН1	22	20,0	30	1,7	35,9	50	ААПл	2
ГПП-ТП2	611	340,0	699	40,4	33,7	35	ААШВ	2
ТП2-РПН2	151,0	73,0	168	242,6	202,2	240	ААПл	2
ГПП-ТП4	571	177	598	34,5	28,8	35	ААШВ	1
ГПП-ТП6	291	193	349	20,2	16,8	15	ААШВ	2
ТП6-РПН3	117	68,0	135	196,1	163,4	185	ААШВ	2
РП3-ТП8	473	284,0	552	31,9	26,5	35	ААШВ	2
РП1-М	500	-309,0	588	33,9	34,2	35	ААШВ	1
РП2-М	400	-247,0	470	27,1	22,9	20	ААШВ	1
РП3-М	2500	-1210,0	2777	160,4	135,3	150	ААШВ	1

Способ прокладки	Нагрузка на		I <sub>доп</sub> , А	K <sub>п</sub> , о.е.	K <sub>t</sub> , о.е.	Γ <sub>доп</sub> , А	K <sub>ав</sub> , о.е.	Γ <sub>ав</sub> , А	L, км	R <sub>0</sub> , Ом/км	X <sub>0</sub> , Ом/км	ΔU, %
	норм	п/а										
труба	669	1380	1600	1	1	1600	1,25	2000	0,15	0,11	0,208	1,21
траншея	128	258,6	185	1	1	185	1,25	231,2	0,04	0,258	0,081	0,23
траншея	71	143,9	130	1	1	130	1,25	162,5	0,06	0,443	0,086	0,23
труба	482	977,4	1600	1	1	1600	1,25	2000	0,18	0,119	0,208	0,33
траншея	51	102	140	0,92	1,04	133,9	1,25	143,7	0,39	0,62	0,09	0,62
траншея	2	86,3	275	0,92	1,04	263,1	1,25	225	0,08	0,59	0,063	1,06
траншея	40	80,9	115	0,92	1,04	110	1,25	112,5	0,26	0,89	0,095	0,58
траншея	243	485,3	470	1	1	470	1,25	650	0,15	0,12	0,058	0,75
траншея	35	69,1	80	1	1	80	-	-	0,2	0,89	0,095	1,49
траншея	20	40,4	90	0,92	1,04	86,1	1,25	93,7	0,5	1,24	0,099	1,05
траншея	196	392,2	580	0,92	1,04	554,9	1,25	575	0,08	0,16	0,059	0,95
траншея	32	63,8	80	1	1	80	1,25	93,7	0,43	0,89	0,095	0,57
эстакада	34	68,8	80	1	1	80	1,25	86	0,06	0,89	0,095	2,85
эстакада	27	55	65	1	1	650	1,25	68	0,03	1,24	0,099	1,56
эстакада	160	324,9	210	1	1	210	1,25	406,1	0,02	0,2	0,079	1,22



Рисунок 6.1 -- Расчетная схема СЭС предприятия для расчета токов короткого замыкания

При выборе схемы проектирования для определения токов короткого замыкания рассчитывается режим, в котором влияние токов КЗ на СЭС является самым тяжелым. Это режим, когда один из трансформаторов ГПП отключается для профилактического обслуживания или аварийного ремонта, а секционный выключатель включен в распределительном устройстве 10 кВ, то есть все потребители питаются от одного трансформатора. В этом случае все синхронные двигатели влияют на значение тока короткого замыкания.

При определении токов КЗ в точках  $K_1$  и  $K_2$  подпитку от синхронных двигателей можно не учитывать. В подпитке точки  $K_3$  участвуют все синхронные двигатели, подключенные к двум секциям. Для расчета токов КЗ по схеме электроснабжения предприятия (рисунок 6.1) составляется схема замещения (рисунок 6.2)

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

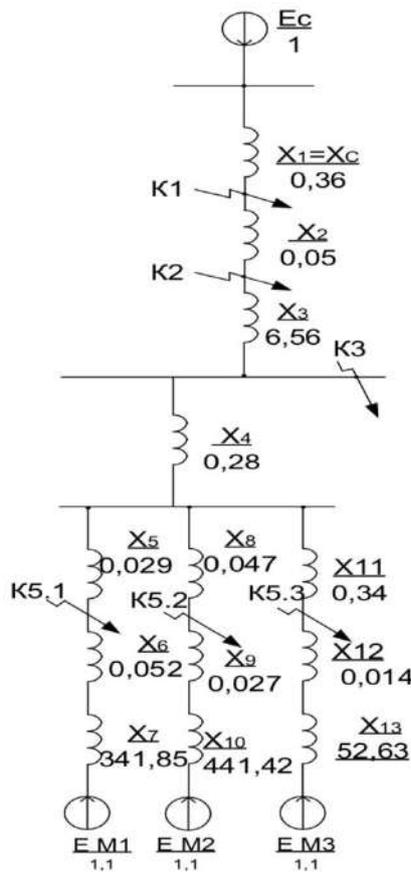


Рисунок 6.2 -- Схема замещения для расчета токов КЗ

Найдем 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

$$x_1 = x_c = \frac{S_B}{S_{КЗС}}$$

$$x_1 = x_c = 1000/2750 = 0,36$$

где  $S_{КЗС}$  – мощность короткого замыкания системы, МВА. Сопротивление воздушной линии

$$x_2 = x_{л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{б}}{U_{ср1}^2}$$

$$x_2 = x_{л} = 0,444 \cdot 1,5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,05$$

где  $U_{ср1} = 115$  кВ – среднее напряжение ВЛ 110 кВ. Сопротивление трансформатора ГПП

$$x_3 = x_t = \frac{u_{кз}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{н.т}}$$

$$x_3 = x_t = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,56$$

Так как у нас имеем 3 типа синхронных двигателей, то однотипные двигатели объединим в одну группу.

Сопротивление шинпровода ТЗК-1600

$$x_4 = x_{тзк-1600} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{б}}{U_{ср2}^2}$$

$$x_4 = x_{тзк-1600} = 0,208 \cdot 0,15 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,28$$

где  $U_{ср2} = 10,5$  кВ - среднее напряжение шинпровода 10 кВ. Сопротивление шинпровода и кабельных линий, питающих РП1, РП2, РП3

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

$$x_{5,8,11} = x_0 * l * \frac{S_6}{U_{cp2}^2}$$

$$x_5 = 0,081 * 0,04 * \frac{1000}{10,5^2} = 0,029$$

$$x_8 = 0,086 * 0,06 * \frac{1000}{10,5^2} = 0,047$$

$$x_{11} = 0,208 * 0,18 * \frac{1000}{10,5^2} = 0,34$$

Сопротивление кабелей, через которые питаются двигатели М1, М2 и М3

$$x_{6,9,12} = x_0 * l * \frac{S_6}{U_{cp2}^2}$$

$$x_5 = 0,095 * 0,06 * \frac{1000}{10,5^2} = 0,052$$

$$x_8 = 0,099 * 0,03 * \frac{1000}{10,5^2} = 0,027$$

$$x_{11} = 0,079 * 0,02 * \frac{1000}{10,5^2} = 0,014$$

Сопротивление синхронного двигателя найдем по формуле

$$x_7 = x_{M1} = \frac{1}{I_{\text{пуск}}} * \frac{S_6 * \cos f * \eta}{P_{\text{н.д.м1}}}$$

$$x_7 = \frac{1}{4,6} * \frac{1000 * 1000 * 0,9 * 0,965}{500} = 341,85$$

где  $I_{\text{пуск}}$  - кратность пускового тока двигателя, из [10] тип двигателя СДН17-26-16 УЗ.

$P_{\text{н.д.м1}}$  - номинальная мощность двигателя, кВт,  $I_{\text{пуск}} = 4,6$ . Аналогично для двигателей мощностью 400 кВт. Из [10] тип двигателя СДН17-21-16УЗ

$$x_{10} = \frac{1}{4,4} * \frac{1000 * 1000 * 0,85 * 0,914}{400} = 441,42$$

Аналогично для двигателей мощностью 2500 кВт. Из [10] тип двигателя СДН17-71-8УЗ

$$x_{13} = \frac{1}{6,6} * \frac{1000 * 1000 * 0,9 * 0,965}{2500} = 52,63$$

Перейдем к расчету токов короткого замыкания.

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

Для расчета тока короткого замыкания в точке К<sub>3</sub> приведем схему замещения на рисунке 6.3

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

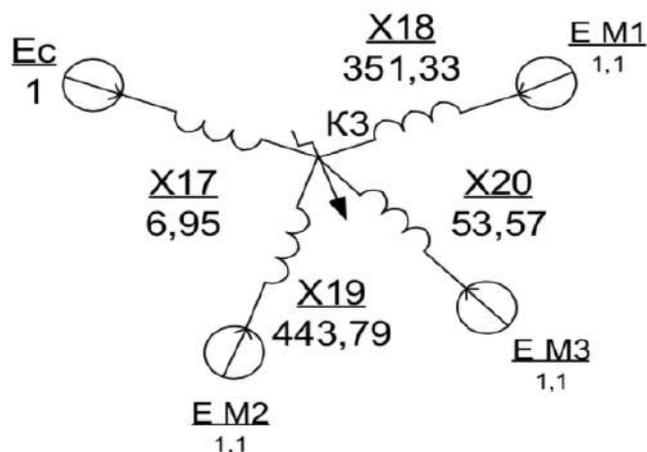


Рисунок 6.3 -- Схема замещения для расчета тока  $K_3$  в точке  $K_3$

$$x_{14} = x_5 + x_6 + x_7 = 0,29 + 0,052 + 341,85 = 341,93$$

$$x_{14} = x_8 + x_9 + x_{10} = 0,047 + 0,027 + 441,42 = 441,49$$

$$x_{16} = x_{11} + x_{12} + x_{13} = 0,34 + 0,014 + 52,63 = 52,98$$

$$x_{17} = x_1 + x_2 + x_3 = 0,36 + 0,05 + 6,56 = 6,95$$

$$x_3 = \frac{1}{\frac{1}{x_{14}} + \frac{1}{x_{15}} + \frac{1}{x_{16}}} = \frac{1}{\frac{1}{341,93} + \frac{1}{441,88} + \frac{1}{52,98}} = \frac{1}{0,003 + 0,002 + 0,02} = 41,88$$

$$x_{рез} = x_3 + x_4 = 41,88 + 0,28 = 42,16$$

$$c_1 = \frac{x_3}{x_{14}} = \frac{41,88}{341,93} = 0,12$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

$$c_2 = \frac{x_3}{x_{15}} = \frac{41,88}{441,49} = 0,095$$

$$c_3 = \frac{x_3}{x_{15}} = \frac{41,88}{52,98} = 0,79$$

$$x_{18} = \frac{x_{\text{рез}}}{c_1} = \frac{42,16}{0,12} = 351,33$$

$$x_{19} = \frac{x_3}{c_2} = \frac{42,16}{0,095} = 443,79$$

$$x_{20} = \frac{x_{\text{рез}}}{c_3} = \frac{42,16}{0,79} = 53,57$$

Базисный ток

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B}$$

$$I_6 = \frac{(1000 * 1000)}{\sqrt{3} * 10,5} = 54,42$$

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви

$$I_c = \frac{E_{c*}}{x_{17}} * I_6$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

$$I_c = \frac{1}{6,95} * 54,42 = 7,83 \text{ kA}$$

$$I_{M1\setminus 0} = \frac{1,1}{351,33} * 54,42 = 0,17 \text{ kA}$$

$$I_{M2\setminus 0} = E_{M2*} * \frac{I_6}{x_{18}}$$

$$I_{M1\setminus 0} = \frac{1,1}{53,57} * 54,42 = 1,12 \text{ kA}$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке К<sub>3</sub>

$$I_{K3/0} = I_c + 4 \cdot I_{M1/0} + 4 \cdot I_{M2/0} + 6 \cdot I_{M3/0};$$

$$I_{K3/0} = 7,83 + 0,68 + 0,536 + 6,72 = 15,77 \text{ кА.}$$

Т.к. подпитку точки короткого замыкания от синхронных двигателей будем учитывать только в начальный момент, то периодическую составляющую тока КЗ можно считать неизменной:

$$I_{K3} = I_{\Pi 0} = I_{\Pi t} = 15,77, \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{удз} = 2 \cdot K_y \cdot I_{K3} = 2 \cdot 1,9 \cdot 15,77 = 42,37 \text{ кА}$$

где  $K_y = 1,9$  согласно [4].

Мощность короткого замыкания

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

$$S_{K33} = 3 \cdot U_B \cdot I_{II,0};$$

$$S_{K33} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 15,77 = 286,8 \text{ МВА.}$$

Для расчета тока короткого замыкания в точке К5.1 приведем схему замещения (рисунок 6.4).

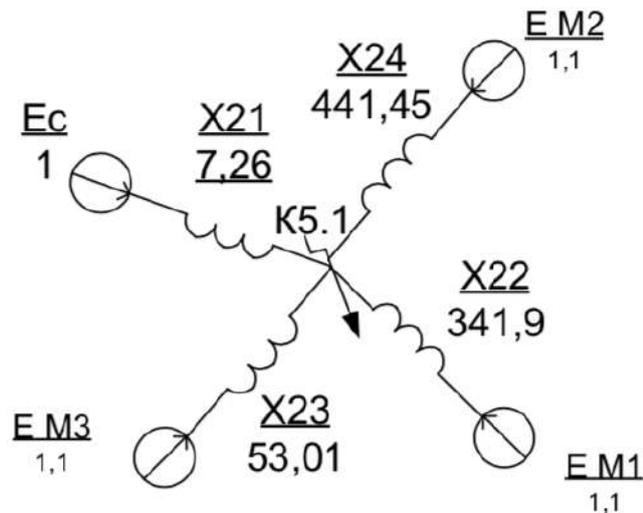


Рисунок 6.4 -- Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К5.1

Сопротивления на рисунке 8.4

$$X_{21} = X_{17} + X_4 + X_5 = 6,95 + 0,28 + 0,029 = 7,26;$$

$$X_{22} = X_6 + X_7 = 0,052 + 341,85 = 341,9;$$

$$X_{23} = X_{16} + X_5 = 52,98 + 0,029 = 53,01;$$

$$X_{24} = X_{15} + X_5 = 441,42 + 0,029 = 441,45;$$

$$I_c = \frac{1}{6,95} * 54,42 = 7,83 \text{ kA}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

$$I_c = \frac{E_{c*}}{x_{22}} * I_6$$

$$I_c = \frac{1,1}{341,9} * 54,42 = 0,175$$

$$I_c = \frac{1,1}{53,01} * 54,42 = 1,13 \text{ kA}$$

$$I_c = \frac{1,1}{341,9} * 54,42 = 0,14 \text{ kA}$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке К<sub>3</sub>

$$I_{K3/0} = I_c + 4 \cdot I_{M1/0} + 3 \cdot I_{M3/0} + 2 \cdot I_{M2/0};$$

$$I_{K3/0} = 7,83 + 0,7 + 3,39 + 0,28 = 12,2 \text{ кА.}$$

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

$$I_{K3} = I_{П0} = I_{Пt} = 12,2, \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания

$$i_{удз} = \sqrt{2} K_y \cdot I_{K3} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 12,2 = 31,06 \text{ кА};$$

$$S_{K33} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 12,2 = 221,87 \text{ МВА.}$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

Для расчета тока короткого замыкания в точке К5.2 приведем схему замещения (рисунок 6.5).

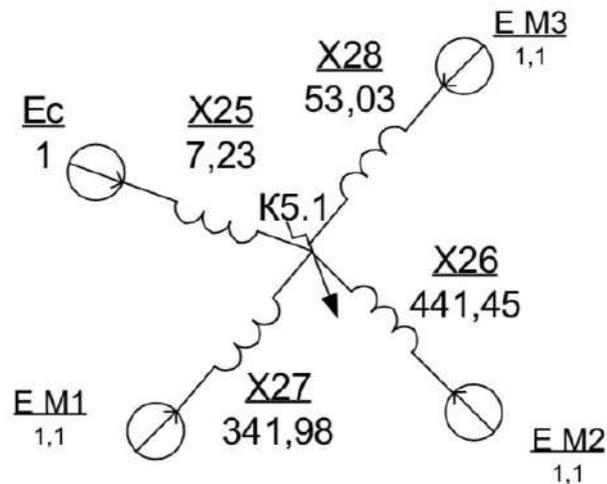


Рисунок 8.5 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К5.2

Сопротивления на рисунке 8.5

$$X_{25} = X_{17} + X_4 + X_8 = 6,95 + 0,28 + 0,047 = 7,23;$$

$$X_{26} = X_9 + X_{10} = 0,027 + 441,42 = 441,45;$$

$$X_{27} = X_{14} + X_8 = 341,93 + 0,047 = 341,98;$$

$$X_{28} = X_{16} + X_8 = 52,98 + 0,047 = 53,03;$$

$$I_c = \frac{1}{7,23} * 54,42 = 7,52 \text{ kA}$$

$$I_{M2\backslash 0} = E_{M2*} * \frac{I_6}{x_{24}}$$

$$I_{M2\backslash 0} = \frac{1,1}{441,45} * 54,42 = 0,14 \text{ kA}$$

$$I_{M1\backslash 0} = \frac{1,1}{341,98} * 54,42 = 0,18 \text{ kA}$$

$$I_{M3\backslash 0} = \frac{1,1}{53,03} * 54,42 = 1,13 \text{ kA}$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке К<sub>5,2</sub>

$$I_{K5.2/0} = I_C + 4 \cdot I_{M2/0} + 2 \cdot I_{M1/0} + 3 \cdot I_{M3/0};$$

$$I_{K5.2/0} = 7,52 + 0,56 + 0,36 + 3,9 = 12,34 \text{ кА.}$$

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

$$I_{K5,2} = I_{п0} = I_{пт} = 12,34, \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания

$$i_{уд5,2} = \sqrt{2} K_y \cdot I_{K3} = 2 \cdot 1,8 \cdot 12,34 = 31,41 \text{ кА};$$

$$S_{K35,2} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 12,34 = 224,42 \text{ МВА.}$$

Для расчета тока короткого замыкания в точке К5.3 приведем схему замещения (рисунок 6.6).

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

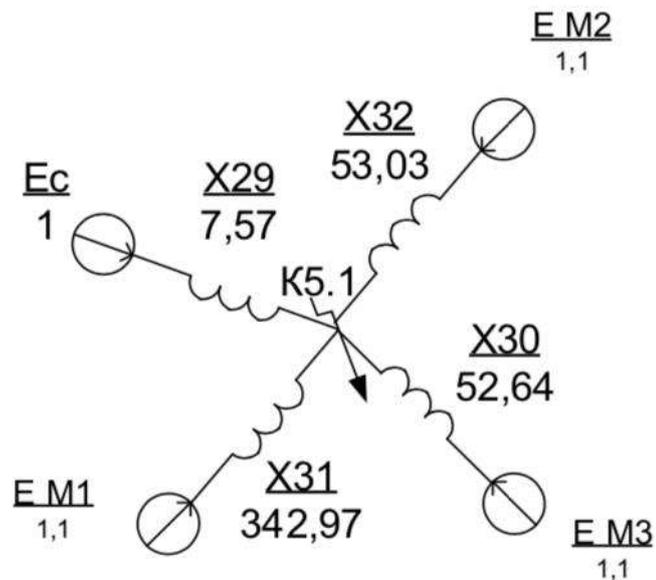


Рисунок 6.6 -- Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К5.3

Сопротивления на рисунке 6.6

$$X_{29} = X_{17} + X_4 + X_{11} = 6,95 + 0,28 + 0,34 = 7,57;$$

$$X_{30} = X_{12} + X_{13} = 0,014 + 52,63 = 52,64;$$

$$X_{31} = X_{14} + X_{11} = 341,93 + 0,34 = 342,27;$$

$$X_{32} = X_{15} + X_{11} = 441,49 + 0,34 = 441,83;$$

$$I_c = \frac{1}{7,57} * 54,42 = 7,18 \text{ kA}$$

$$I_{M3/0} = E_{M1*} * \frac{I_6}{x_{22}}$$

$$I_{M3/0} = \frac{1,1}{52,64} * 54,42 = 1,14 \text{ kA}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

$$I_{\frac{M1}{0}} = \frac{1,1}{342,27} * 54,42 = 0,17 \text{ kA}$$

$$I_{\frac{M2}{0}} = \frac{1,1}{441,83} * 54,42 = 0,14 \text{ kA}$$

Начальные значения тока КЗ в точке КЗ

$$I_{k5,3/0} = I_c + 6I_{M3/0} + 2I_{M1/0} + 2I_{M2/0}$$

$$I_{\frac{k5,3}{0}} = 7,18 + 6,82 + 0,34 + 0,28 = 14,62 \text{ kA}$$

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

$$I_{K3} = I_{\Pi 0} = I_{\Pi t} = 14,62, \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания

$$i_{уд5,3} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K3} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 14,62 = 39,28 \text{ кА;}$$

$$S_{K3,5,3} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 14,62 = 265,88 \text{ МВА.}$$

Расчетная точка	Напряжение, кВ	Токи, кА			Мощность КЗ ступени, МВА
		I <sub>п0</sub>	I <sub>пт</sub>	I <sub>уд</sub>	
К1	115	12,80	12,80	32,58	2438,73
К2	115	11,48	11,48	30,78	2187,23
К3	10,5	15,77	15,77	42,37	268,8

К5.1	10,5	12,2	12,2	31,06	221,87
К5.2	10,5	12,34	12,34	31,44	224,42
К5.3	10,5	14,62	14,62	39,28	265,88

#### Выводы по разделу шесть

В разделе 6 проведен расчет токов короткого замыкания в шести контрольных точках – на шинах энергосистемы, на шинах ГПП 110 кВ, на шинах 10 кВ ГПП и на шинах 10 кВ каждого РП. Определены токи и мощности короткого замыкания в указанных точках. Данные этого раздела необходимы для дальнейших расчетов.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

## 7.ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры схемы внешнего электроснабжения был произведен в разделе 4.

### 7.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП и РП

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

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные ячеек КРУ представлены в таблице 7.1.

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные КУ-10
$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$	$u_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$u_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ ГПП} = 1231,68 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 3150 \text{ А}$
$i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$i_{УД} = 21,28 \text{ кА}$	$i_{ДИН} = 40 \text{ кА}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$	$B_K = 552,09 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 102^2 \cdot 3 = 31212 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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

$$I_{\text{ут.раб}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}}$$

$$I_{\text{ут.раб}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1231,68 \text{ А}$$

Ударный ток указан в таблице 6.1 для точки короткого замыкания К<sub>3</sub>.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле

$$W_K = I_{п,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_A);$$

$$W_K = 15,77^2 \cdot (2,16 + 0,12) = 552,09 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

где  $T_A = 0,12$  с согласно [4];

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{св} = 2,1 + 0,06 = 2,16 \text{ с},$$

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

$t_{св}$  – собственное время отключения выключателя типа ВР2-10-31,5/2000 У2, с.

## 7.2 Выбор выключателей КРУ

Подробный выбор выключателя на вводе в КРУ рассмотрен в таблице 9.2. Секционный выключатель принимается того же типа, что и вводной.

В ячейках КРУ типа КУ-10М устанавливаются элегазовые выключатели типа VF-12 с собственным временем отключения  $t_{св} = 0,06$  с и полным временем отключения  $t_{ов} = 0,08$  с.

Амплитудное значение апериодической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя  $\tau$ , определяется по формуле

$$i_A = \sqrt{2} * I_0 * e^{-\frac{\tau}{T_A}} = \sqrt{2} * 15,57 * e^{-\frac{1,56}{0,12}} = 0,21 \text{ кА},$$

где

$$\tau = t_{рз\text{MIN}} + t_{св} = 1,5 + 0,06 = 1,56 \text{ с}.$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

Номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$  по формуле

$$I_{A,НОМ} = \frac{(\sqrt{2} * \beta_{НОМ} * I_{НОМ.ОТКЛ})}{100} = \frac{\sqrt{2} * 20 * 31,5}{100} = 8,9 \text{ кА}$$

$\beta_{НОМ}$  определяется по кривой рисунка 4.5 [7] для времени  $\tau=0,07$  с. Каталожные данные выбираемых выключателей представлены в [7].

Таблица 7.2 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные VF-12.20.31
$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$	$u_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$u_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ} = 1231,68 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 2000 \text{ А}$
$I_{НОМ.ОТКЛ.} \geq I_{П,\tau}$	$I_{П,\tau} = 6,05 \text{ кА}$	$I_{НОМ.ОТКЛ.} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{A,НОМ} \geq i_{A,\tau}$	$i_{A,\tau} = 0,21 \text{ кА}$	$i_{A,НОМ} = 8,91 \text{ кА}$
$I_{ДИН} \geq I_{П,0}$	$I_{П,0} = 15,57 \text{ кА}$	$I_{ДИН} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$i_{УД} = 42,37 \text{ кА}$	$i_{ДИН} = 81 \text{ кА}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$	$B_K = 28,473 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Остальные выключатели напряжением 10 кВ выбираются аналогично, результаты выбора представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Выбор выключателей и трансформаторов тока схемы внутреннего электроснабжения

Кабельные линии( начало – конец)	U <sub>НОМ</sub> , кВ	I <sub>р</sub> , А	I <sub>утяж</sub> , А	I <sub>п.о.</sub> , кА	i <sub>уд.</sub> , кА	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
1	2	3	4	5	6	7	8
ГПП-Разделка	10	690	1380	15,77	42,37	VF12.20.52	ТЛК-10-1500-0,5/10Р
ГПП-ТП1	10	50,9	102	15,77	42,37	VF12.20.52	ТЛК-10-150-0,5/10Р
ГПП-ТП2	10	40,4	80,9	15,77	42,37	VF12.20.52	ТЛК-10-100-0,5/10Р
ГПП-ТП4	10	34,5	-	15,77	42,37	VF12.20.52	ТЛК-10-40-0,5/10Р
ГПП-ТП6	10	20,2	40,4	15,77	42,37	VF12.20.52	ТЛК-10-50-0,5/10Р
РПЗ-ТП8	10	31,9	63,8	15,77	42,37	VF12.20.52	ТЛК-10-75-0,5/10Р
РП1-М	10	34,4	68,8	12,2	31,44	VF12.20.52	ТЛК-10-75-0,5/10Р
РП2-М	10	27	54	12,34	31,44	VF12.20.52	ТЛК-10-75-0,5/10Р
РПЗ-М	10	34	68	14,62	39,28	VF12.20.52	ТЛК-10-75-0,5/10Р

### 7.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ.

В ячейках КРУ типа КУ-10М устанавливаются трансформаторы тока типа ТЛК-10. Рассмотрим подробно выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ,

трансформатор тока в цепи секционного выключателя того же типа, а трансформаторы тока на других присоединениях рассчитываются аналогично, их типы представлены в таблице 7.3.

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные [10] трансформаторов тока на вводе в КРУ указаны в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ТЛК-10-1-2000-У3-0,5/10Р
$u_{\text{НОМ}} \geq u_{\text{УСТ}}$	10	10
$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{УТЯЖ}}$	1231,68	2000
$i_{\text{ДИН}} \geq i_{\text{УД}}$	42,37	128
$I^2_{\text{ТЕР}} \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_{\text{К}}$	169,11	4800

Д  
ля  
**Error!**  
выбран  
ного  
**Error!**

тока по вторичной нагрузке составляем схему включения трансформаторов тока и измерительных приборов (рисунок 7.1). Перечень измерительных приборов в цепи понижающего трансформатора на стороне НН определяется по [10, табл. 4.11].

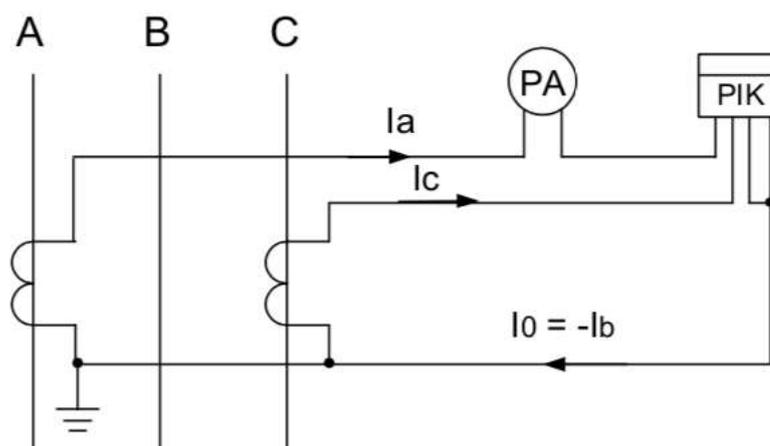


Рисунок 7.1 – Схема включения трансформаторов тока и приборов

Определяем нагрузку по фазам( таблица 7.5), пользуясь схемой включения (рисунок 7.1) и каталожными данными приборов [табл. П4.7, 9], для выбора наиболее загруженного трансформатора тока.

Прибор	Тип прибора	Количество приборов	Нагрузка фазы, ВА		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1	0,5	-	0,5
Ватметр	Д-335	1	0,5	-	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии	СЭТ-3а	1	0,1	-	0,05
	СЭТ-3р		0,1		0,05
Итого:			1,1	-	1,1

По данным таблицы 7.5 видно, что наиболее загруженной является фаза А, мощность приборов в этой фазе  $S_{\text{ПРИБ}}=4 \text{ ВА}$ .

Сопротивление приборов

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2}.$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,1}{25} = 0,0440 \text{ Ом}$$

Во вторичную обмотку наиболее загруженного трансформатора тока включены два прибора, поэтому сопротивление контактов принимается  $r_{\text{к}}=0,05 \text{ Ом}$ .

Номинальное сопротивление вторичной обмотки в классе точности 0,5 согласно [4]  $Z_{2\text{НОМ}}=0,4 \text{ Ом}$ .

Допустимое сопротивление проводов

$$r_{\text{ПРОВ}} = Z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{к}}.$$

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

$$r_{\text{пров}} = 0,4 - 0,044 - 0,05 = 0,306 \text{ Ом}$$

Для подстанции с высшим напряжением 110 кВ в качестве соединительных принимаем алюминиевые провода, удельное сопротивление алюминия  $\rho=0,0283$  Ом\*мм<sup>2</sup>/м.

Согласно [11], в цепях 6–10 кВ длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов в один конец можно принять  $l=5$  м. Так как трансформаторы тока включены по схеме неполной звезды (см. рисунок 9.1), то согласно [11]

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

Сечение соединительных проводов

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{РАСЧ}}}{r_{\text{ПРОВ}}};$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 8,66}{0,306} = 0,8 \text{ мм}^2$$

В качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм<sup>2</sup> по условию механической прочности.

#### 7.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения устанавливается один на каждую секцию сборных шин. Во вторичную обмотку трансформатора напряжения включаются катушки напряжения измерительных приборов всех присоединений данной секции и сборных шин.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим условиям:

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

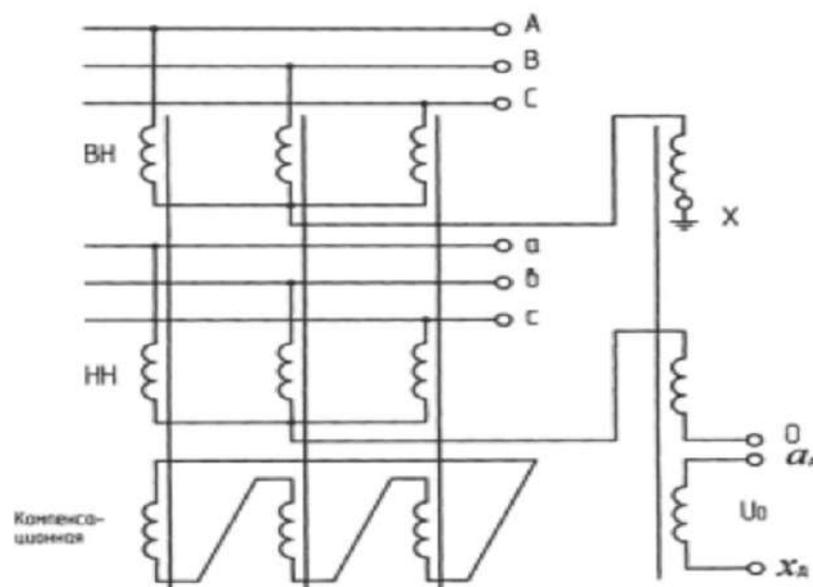
При напряжении 10 кВ в ячейках типа КУ-10М к установке принимаем три однофазных трансформатора напряжения типа НАМИ-10-95. Каталожные данные выбранных трансформаторов напряжения приведены в [13].

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

$$S_{\text{НАГР}} \leq S_{2\text{НОМ}},$$

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

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



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

## Рисунок 7.2 – Схема включения трансформаторов напряжения и приборов

Используя данные таблицы 7.5, составляем таблицу включения приборов (таблица 7.6), чтобы определить мощность приборов, включаемых во вторичную обмотку трансформатора напряжения.

Мощность, потребляемая приборами

$$S_{\text{НАГР}} = \sqrt{P^2 + Q^2} .$$

$$S_{\text{нагр}} = \sqrt{41,48^2 + 88,8^2} = 98 \text{ ВА}$$

Так как имеются счетчики денежного расчета, то трансформаторы напряжения необходимо проверить в классе точности 0,5. Согласно [11], номинальная мощность вторичной обмотки одного трансформатора напряжения типа ЗНОЛ.09-10У3 в классе точности 0,5  $S_{2\text{НОМ}}=75$  ВА. Номинальная мощность трех трансформаторов напряжения, соединенных в звезду,  $S_{2\text{НОМ}}=3 \cdot 75 =225$  ВА.

Таким образом,  $S_{\text{НАГР}} < S_{2\text{НОМ}}$ , следовательно, трансформаторы напряжения будут работать в классе точности 0,5.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с алюминиевыми жилами сечением 4 мм<sup>2</sup> по условию механической прочности.

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПКН-001-10У3 и втычной разъединитель.

### 7.5 Выбор выключателей нагрузки устанавливаемых на вводах цеховых ТП

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

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

таблице 9.7. В качестве примера расчет произведем для выключателя на вводе в ТП-4.

Технические данные возьмем из [10].

Таблица 7.6 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор	Тип	Число приборов	Число обмоток	S одной обмотки	VA	Cos f	Sin f	Общая потребляемая мощность	
								P, Вт	Q, вар
Вольтметр (сборные шины)	Э-335	1	1	2	1	0	2	-	
Счетчик активной и реактивной энергии	Ввод 10кВ от тр-ра	СЭТ 3а	1	2	3	0,38	0,925	2,28	5,55
		СЭТ 3р	1	2	3	0,38		2,28	5,55
Ваттметр	Д-335	1	2	1,5	1	0	3	-	
Счетчик активной и реактивной энергии	Лини и 10кВ	СЭТ 3а	7	2	3	0,38	0,925	15,96	38,85
		СЭТ 3р	7	2	3	0,38		15,96	38,85
Итого:								41,48	88,80

Таблица 7.7 – Выбор выключателей 10кВ

Расчетные нагрузки		Условия выбора	Каталожные данные
			ВРС-10-20/630 У2
U, кВ	10	$U_{уст} < U_{ном}$	10
$I_{раб.утяж}, А$	298	$I_{мах} < I_{ном}$	1250
$I_{уд}, кА$	30,7	$I_{уд} < i_{дин}$	52
$B_k, кА^2*с$	584,4	$B_k < I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	1800

Аналогично для всех ТП в таблице 7.8.

Таблица 7.8 – Выбор выключателей и трансформаторов тока

Кабельные линии	U <sub>н</sub> , кВ	I <sub>р</sub> , А	I <sub>утяж</sub> , А	I <sub>по</sub> , кА	I <sub>у</sub> , кА	Тип выключателя	Тип ТА
ГПП-РП1, РП2, РП3	10	690	1380	15,77	42,37	ВРС-10-20/1500 У2	ТЛК-10-100-0,5/10Р
ГПП1-ТП1	10	50,9	102	15,77	42,37	ВРС-10-20/630 У2	ТЛК-10-100-0,5/10Р
ГПП-ТП2	10	40,4	80,9	15,77	42,37	ВРС-10-20/630 У2	ТЛК-10-100-0,5/10Р
ГПП-ТП4	10	34,5	-	15,77	42,37	ВРС-10-20/630 У2	ТЛК-10-100-0,5/10Р
ГПП-ТП6	10	20,2	40,4	15,77	42,37	ВРС-10-20/630 У2	ТЛК-10-100-0,5/10Р
РП3-ТП8	10	31,1	63,2	15,77	42,37	ВРС-10-20/630 У2	ТЛК-10-100-0,5/10Р
РП1-М	10	34,4	68,8	12,2	31,06	ВРС-10-20/630 У2	ТЛК-10-100-0,5/10Р
РП2-М	10	27	54	12,34	31,44	ВРС-10-20/630 У2	ТЛК-10-100-0,5/10Р
РП3-М	10	34	68	14,62	39,28	ВРС-10-20/630 У2	ТЛК-10-100-0,5/10Р

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

Кабели напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения проверяются на термическую стойкость к токам короткого замыкания. Расчет всех характерных термических сечений кабелей сведен в таблицу 7.9.

Таблица 7.9 – Проверка кабелей на термическую стойкость

Кабельная линия	Ik, кА	t <sub>рз</sub> , с	t <sub>св</sub> , с	Ta, с	V <sub>кк</sub> A <sup>2</sup> *с	C, А мм <sup>2</sup>	F <sub>TЭ</sub> , мм <sup>2</sup>	Прежняя площадь сечения кабеля, мм <sup>2</sup>	Площадь термически устойчивого сечения, мм <sup>2</sup>	Тип и площадь сечения нового кабеля
ГПП-разделка	15,77	1,5	0,06	0,12	552,09	95	247	55x8	55x8	ТЗК-1600
Разделка-РП1+ТП3	15,77	1,5	0,06	0,12	552,09	100	235	120	150	ААШв(3x150)
Разделка-РП2+ТП5	15,77	1,5	0,06	0,12	552,09	100	235	70	150	ААШв(3x150)
Разделка-РП3+ТП7+ТП8	15,77	1,5	0,06	0,12	552,09	95	247	55x8	55x8	ТЗК-1600
ГПП-ТП1	15,77	1,5	0,06	0,12	552,09	100	235	50	150	ААШв(3x150)
ГПП-ТП2	15,77	1,5	0,06	0,12	552,09	100	235	35	150	ААШв(3x150)
ГПП-ТП4	15,77	1,5	0,06	0,12	552,09	100	235	35	150	ААШв(3x150)
ГПП-ТП6	15,77	1,5	0,06	0,12	552,09	100	235	25	150	ААШв(3x150)
РП3-ТП8	15,77	1,5	0,06	0,12	552,09	100	235	35	150	ААШв(3x150)
РП1-М	12,2	0,6	0,06	0,05	90,79	100	95	35	150	ААШв(3x150)
РП2-М	12,34	0,6	0,06	0,05	92,89	100	96	25	150	ААШв(3x150)
РП3-М	14,62	0,6	0,06	0,07	134,66	100	116	150	150	ААШв(3x150)

В таблице 7.9 обозначено:

t<sub>рз</sub> – время срабатывания релейной защиты, с;

$t_{ОВ}$  – полное время отключения выключателя, с;

$T_A$  – время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с;

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

$B_K$  – тепловой импульс тока КЗ, определяемый по формуле

$$B_K = I_{п0}^2 * (T_a + t_{отк})$$

Термически стойкое сечение для кабельных линий определим, как

$$F_{ТС} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}$$

Для обеспечения сигнализации однофазных замыканий на землю в электрических сетях 10 кВ предприятия в начале питающих кабельных линий устанавливаются трансформаторы тока нулевой последовательности типа ТЗЛМ.

### 7.7 Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП

Потребители собственных нужд подстанций делятся на ответственных и неответственных. Ответственными механизмами являются система охлаждения силовых трансформаторов, сети аварийного освещения, система пожаротушения, система подогрева приводов разъединителей и подогрева шкафов КРУ, система оперативного управления, связи и телемеханики. Кроме того, потребителями собственных нужд подстанции являются освещение, отопление, вентиляция ЗРУ, освещение ОРУ также относится к потребителям собственных нужд. На двухтрансформаторных подстанциях 35–750 кВ устанавливается не менее двух трансформаторов собственных нужд. Мощность трансформаторов собственных нужд должна выбираться в соответствии с нагрузками собственных нужд в

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

разных режимах работы подстанции с учетом коэффициентов одновременности и загрузки, а также с учетом перегрузочной способности трансформаторов в послеаварийном режиме. Однако при учебном проектировании допустимо принимать мощность трансформатора собственных нужд, равной 0,1% от мощности силового трансформатора

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{0,5}{100} * S_{\text{ГПП}} = 0,001 * S_{\text{ТР}}$$

где  $S_{\text{ТСН}}$  – мощность трансформатора собственных нужд, кВА;

$S_{\text{ГПП}}$  – мощность силового трансформатора, кВА.

$$S_{\text{ТСН}} = 0,001 \cdot 16000 = 16 \text{ кВА.}$$

Исходя из условий питания вспомогательных механизмов предприятия, согласно [10] выбираем трансформатор типа ТМ-16/10.

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}}$$

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{16}{\sqrt{3} * 10} = 0,92 \text{ А}$$

Трансформатор подключается к обмотке НН силовых трансформаторов ГПП через предохранители типа ПКТ101-10-1-31,5 УЗ.

#### 7.8 Выбор водных и секционных автоматических выключателей РУ НКТП и вводных аппаратов РНП

В качестве цеховых ТП принимаем комплектные трансформаторные подстанции типов КТП-250/10/0,4-84У1, КТП-400/10/0,4-84У1, КТП-500/10/0,4-84У1, КТП-630/10/0,4-84У1, КТП-1000/10/0,4-84У1, КТП-1250/10/0,4-84У1, КТП-

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2000/10/0,4-84У1. Выбор автоматических выключателей на стороне низшего напряжения цеховых ТП и вводных автоматов НРП приведен в таблице 7.11.

Таблица 7.11 - Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН КТП и вводных аппаратов НРП

Номер ТП, РПН	Место установки выключателя	$I_p$ , А	$I_{утяж}$ , А	Тип выключателя
ТП-1	Вводной	50,98	102	ВА51-35
	Секционный	-	102	ВА51-35
ТП-2	Вводной	40,45	80,9	ВА51-35
	Секционный	-	80,9	ВА51-35
ТП-3	Вводной	176,6	353,2	ВА51-35
	Секционный	-	353,2	ВА51-35
ТП-4	Вводной	34,59	-	ВА51-35
ТП-5	Вводной	78,39	156,77	ВА51-35
	Секционный	-	156,77	ВА51-35
ТП-6	Вводной	20,20	40,40	ВА51-35
	Секционный	-	40,40	ВА51-35
ТП-7	Вводной	116,3	232,61	ВА51-35
	Секционный	-	232,61	ВА51-35
ТП-8	Вводной	31,91	68,8	ВА51-35
	Секционный	-	68,8	ВА51-35
НРП1	Вводной	43,16	-	ВА51-25
НРП2	Вводной	242,65	485,3	ВА52-39
	Секционный	-	485,3	ВА52-39
НРП3	Вводной	196,12	392,24	ВА51-25
	Секционный	-	392,24	ВА51-25

## Выводы по разделу семь

В данном разделе было выбрано электрооборудование системы электроснабжения предприятия – тип ячеек КРУ ГПП, выключатели КРУ, трансформаторы тока и напряжения в ячейках КРУ. Проведена проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания и определены сечения кабелей термически устойчивые. Выбраны трансформаторы собственных нужд ГПП ТМ-16/10. Также выбраны вводные и секционные автоматические выключатели РУ НН КТП и вводные аппараты НРП.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

## 7. РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Расчет устройств компенсации реактивной мощности произведем на методе, основанном на методе Лагранжа. В соответствие с ним, в начале расчетов составляется схема электроснабжения, на которой показываются возможные источники и потребители реактивной мощности. Данную схему представим на рисунке 8.1. Поскольку разработанная схема электроснабжения является симметричной относительно секционных выключателей, на ней показаны источники и потребители реактивной мощности, подключенные к одной секции шин главной понизительной подстанции

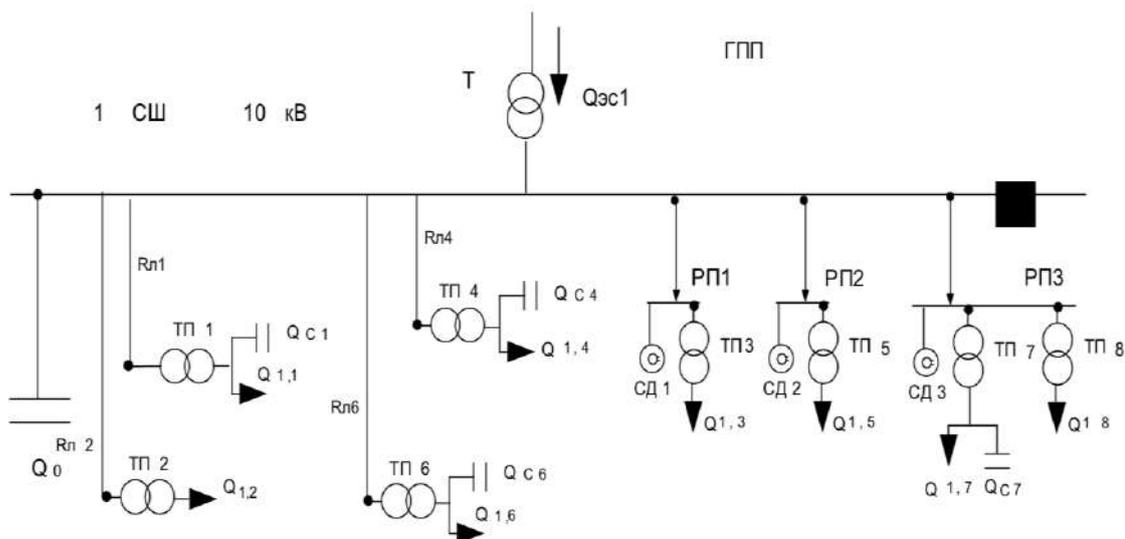


Рисунок 8.1 – Схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета и компенсации реактивной мощности

Параметры схемы рассчитываются по формулам

$$R_{л} = r_0 \cdot l;$$

$$R_{\text{ТРi}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_{\text{Н}}^2}{S_{\text{НТi}}^2}$$

$$Q_{\text{ж1}} = \frac{(P_{\text{р.п}} * \text{tg}\phi)}{2}$$

Считаем, что на стороне 0,4 кВ цеховых трансформаторных подстанций установлена основная группа БК, мощность которой была рассчитана ранее в разделе 4. Поэтому считаем, что со стороны НН потребляется реактивная мощность, равная

$$Q_{\text{лi}} = \frac{Q_{\text{лi}}}{2}$$

Результаты расчета параметров схемы приведены в таблице 8.1.

Наименование	S <sub>н.т.</sub> , кВА	Q <sub>1,i</sub> , квар	ΔQ <sub>тi</sub> , квар	R <sub>тpi</sub> , Ом	R <sub>ли</sub> , Ом
ТП1	630	142,35	24,54	1,91	0,05
ТП2	500	170	29,95	3,04	0,03
ТП3	2000	653	80,2	0,55	0,01
ТП4	630	88,5	20,84	1,91	0,03
ТП5	1000	345,32	37,65	1,08	0,01
ТП6	250	96,5	7,21	5,92	0,06
ТП7	1250	163	107,63	0,9	0,02
ТП8	400	142,17	13,38	3,5	0,02
РП1 (R <sub>01</sub> )	-	-	-	-	0,01
РП2 (R <sub>02</sub> )	-	-	-	-	0,01
РП3 (R <sub>03</sub> )	-	-	-	-	0,01
R <sub>лсд1</sub>	-	-	-	-	0,05
R <sub>лсд2</sub>	-	-	-	-	0,04
R <sub>лсд3</sub>	-	-	-	-	0,04
R <sub>олсд1</sub>	-	-	-	-	0,02
R <sub>олсд2</sub>	-	-	-	-	0,02
R <sub>олсд3</sub>	-	-	-	-	0,01

Располагаемую реактивную мощность синхронных двигателей найдем по формуле:

$$Q_{сд.м} = \alpha_m * N * \sqrt{(P_{сд.н})^2 + (Q_{сд.н})^2}$$

где  $\alpha_m$  – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности.

Примем, что коэффициент загрузки по активной мощности  $\beta_m = 0,9$ . Тогда при относительном напряжении на двигателях  $U_* = 1$ :  $\alpha_m = 0,55$ ;

$N$  – количество двигателей:

$$N_{сд1} = 4; N_{сд2} = 4; N_{сд3} = 6;$$

$P_{сд.н}$  – номинальная активная мощность СД:

$$P_{сд1.н} = 500 \text{ кВт}; P_{сд5.н} = 400 \text{ кВт}; P_{сд5.н} = 2500 \text{ кВт};$$

$Q_{сд.н}$  – номинальная реактивная мощность СД:  $Q_{сд1.н} = 310 \text{ квар}$ ;  $Q_{сд2.н} = 248 \text{ квар}$ ;  $Q_{сд3.н} = 1200 \text{ квар}$ .

$$Q_{сд1.м} = 0,55 * 2 * \sqrt{500^2 + 310^2} = 642,43 \text{ квар}$$

$$Q_{сд2.м} = 0,55 * 2 * \sqrt{400^2 + 248^2} = 513,94 \text{ квар}$$

$$Q_{сд3.м} = 0,55 * 3 * \sqrt{2500^2 + 1200^2} = 4542,32 \text{ квар}$$

Экономически целесообразная реактивная мощность, передаваемая энергосистемой предприятию в расчете на один трансформатор

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

$$Q_{ж1} = \frac{(23162,63 * 0,31)}{2} = 3590,21 \text{ квар}$$

Определим удельную стоимость потерь активной мощности, которая равна

$$C_0 = \left( \beta + \frac{\alpha_r}{T_m} \right) * \tau_m$$

$$C_0 = \left( \frac{959,11 * 12}{7000} + 1,35 \right) * 5947,83 = 17,8 \text{ тыс. } \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}$$

Далее найдем затраты на генерацию реактивной мощности отдельными источниками:

– для низковольтных БК (0,4 кВ)

$$Z_{г ном} = EK_y \left( \frac{U_{БК*}}{U_*} \right)^2 + C_0 * \Delta P_{БК}$$

где E – нормативный коэффициент отчислений. Для силового оборудования напряжением до 20 кВ: E = 0,223

K<sub>y</sub> – удельная стоимость батарей конденсаторов: -для низковольтных БК:

$$K_y = 911,52 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{Мвар}}$$

-для высоковольтных БК:  $K_y = 455,76 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{Мвар}}$

U<sub>БК\*</sub> – отношение номинального напряжения конденсаторов к номинальному напряжению сети. Для низковольтных БК U<sub>БК\*</sub>=1; для высоковольтных U<sub>БК\*</sub>=1,05

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

$\Delta P_{\text{БК}}$  – удельные потери в конденсаторах;

-для низковольтных БК:  $\Delta P = 4,5 \frac{\text{кВт}}{\text{Мвар}}$

$$Z_{\text{г.кн}} = 0,223 * 911,52 * \left(\frac{1,05}{1}\right)^2 + 17,8 * 4,5 = 323,87 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{Мвар}}$$

-для высоковольтных БК:  $\Delta P = 2,5 \frac{\text{кВт}}{\text{Мвар}}$

$$Z_{\text{г.кн}} = 0,223 * 455,76 * \left(\frac{1,05}{1}\right)^2 + 17,8 * 2,5 = 156,55 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{Мвар}}$$

– для СД:

При отсутствии прочих потребителей реактивной мощности

$$Z_{\text{г.сд}i} = C_0 \cdot \frac{D_{1i}}{Q_{\text{сд.н}i}}$$

$$Z_{2\text{г.сд}i} = C_0 \cdot \frac{D_{2i}}{N_i \cdot Q_{\text{сд.н}i}^2}$$

где  $D_1$  и  $D_2$  – постоянные величины, зависящие от технических параметров двигателя. Для двигателей:

СТН-500-2  $D_1 = 5,05$  кВт ;  $D_2 = 3,63$ кВт;

СТН-400-2  $D_1 = 3,88$  кВт ;  $D_2 = 2,97$ кВт;

СТД-2500-2  $D_1 = 11,5$  кВт;  $D_2 = 9,36$  кВт;

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

$$Z_{1г.сд1} = 17,8 * \frac{5,05}{0,31} = 289,69 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{Мвар}}$$

$$Z_{2г.сд1} = 17,8 * \frac{3,63}{4 * 0,31^2} = 167,96 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{Мвар}^2}$$

$$Z_{1г.сд2} = 17,8 * \frac{3,88}{0,248} = 278,25 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{Мвар}}$$

$$Z_{2г.сд2} = 17,8 * \frac{3,63}{4 * 0,248^2} = 214,71 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{Мвар}^2}$$

$$Z_{1г.сд3} = 17,8 * \frac{11,5}{6 * 1,2} = 28,39 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{Мвар}}$$

$$Z_{2г.сд3} = 17,8 * \frac{9,36}{6 * 1,2^2} = 19,29 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{Мвар}^2}$$

4) Определим эквивалентные активные сопротивления ответвлений с ТП.

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

Для ТП, питающихся по радиальным линиям, схема представлена на рисунке 8.2

$$R_{эi} = r_i = R_{ли} + R_{тпi}$$



Рисунок 8.2 – Схема замещения радиальной линии

Аналогично рассчитываем сопротивления для остальных ТП, результаты расчета представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эквивалентные сопротивления

Трансформаторная подстанция	$R_{трi}$ , Ом	$R_{ли}$ , Ом	$R_{эi}$ , Ом
ТП1	1,91	0,05	1,96
ТП2	3,04	0,03	3,07
ТП3	0,55	0,01	0,56
ТП4	1,91	0,03	1,94
ТП5	1,08	0,01	1,09
ТП6	5,92	0,06	5,98
ТП7	0,9	0,02	0,92
ТП8	3,5	0,02	3,52

Определим реактивную мощность источников, подключенных к ГПП. Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП, определим, предположив, что к шинам ГПП подключена высоковольтная БК. Определим оптимальную мощность дополнительной группы БК для ТП по формуле:

$$Q_{Ci} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{Z_{10} - Z_{лг.кн}}{2aC_0 R_{эi}} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{Z}{R_{эi}}$$

где  $Z_{10}$  – удельные затраты на генерацию реактивной мощности высоковольтной БК, подключенной к секции шин ГПП:  $Z_{10} = 156,55 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{Мвар}}$

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

$R_{эi}$  – эквивалентное активное сопротивление ответвления с  $i$ -й ТП, подключенного к СШ ГПП.

Если при расчете мы получим, что  $Q_{c1} < 0$ , то установка дополнительной группы БК на ТП нецелесообразна.

Результаты расчетов оптимальной реактивной мощности и выбора стандартных низковольтных БК ТП приведены в таблице 8.3. Мощность основной группы БК определяется по формуле

$$Q_{ki} = \frac{Q_{pi} - Q_{li}}{2}$$

Величина  $Q_{pi} - Q_{li}$  взята из раздела 4.

Определим реактивную мощность, генерируемую синхронными двигателями

$$Q_{сд} = \frac{3_{1.0} - 3_{1.г.сд}}{3_{2.сд}}$$

Таблица 8.3- Выбор низковольтных БК

Место установки	$R_{эi}$ , Ом	$Q_{ci}$ , квар	$Q_{ki}$ , квар	$Q_{ki+}$ $Q_{ci}$ , квар	Тип принятой стандартной	$Q_{sti}$ , квар
-----------------	---------------	-----------------	-----------------	------------------------------	--------------------------	------------------

БК						БК	
		Расч	Прин.				
ТП1	1,96	-29,02	0	226,13	226,13	УКРМ-0,38-240-150 УЗ	240
ТП2	3,07	-45,51	0	0	0	-	-
ТП3	0,56	-7,6	0	0	0	-	-
ТП4	1,94	-28,78	0	202	202	УКРМ-0,38-225-150 УЗ	225
ТП5	1,09	-15,84	0	0	0	-	-
ТП6	5,98	-88,93	0	65	65	УКРМ-0,38-225-65-150 УЗ	65
ТП7	0,92	-13,42	0	724	724	УКРМ-0,38-750-150 УЗ	750
ТП8	3,52	-52,26	0	0	0	-	-

$$Q_{сд1} = \frac{156,55 - 289,69}{167,96} = -0,77 \text{ Мвар}$$

$$Q_{сд2} = \frac{156,55 - 278,25}{214,71} = -0,57 \text{ Мвар}$$

$$Q_{сд3} = \frac{156,55 - 28,39}{19,29} = 6,64 \text{ Мвар}$$

Учитывая технические ограничения для синхронного двигателя, принимаем  $Q_{сд1} = 0$  и  $Q_{сд2} = 0$ , т. е. эти двигатели использовать в качестве источника реактивной мощности не целесообразно

Найдем мощность потребителей реактивной мощности, подключенных к шинам РПЗ, в нашем случае это ТП7 и ТП8. Обозначим данных потребителей как  $Q_{пр}$ .

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Это необходимо для того, чтобы понять, какую мощность могут выдавать двигатели, подключенные к РПЗ на шины ГПП.

$$Q_{\text{пр}} = Q_{\text{ТП7}} + Q_{\text{ТП8}} + \Delta Q_{\text{ТП7}} + \Delta Q_{\text{ТП8}};$$

$$Q_{\text{пр}} = 163 + 142,17 + 10,76 + 13,38 = 329,31 \text{ квар.}$$

Затраты на генерацию реактивной мощности синхронными двигателями РПЗ составят

$$Z_{\text{Г сд}} = Z_{1\text{г.сд}} Q + Z_{2\text{г.сд}} Q^2 = \left( \frac{D_1}{Q_{\text{ном сд}}} + \frac{2D_2 Q_{\text{пр}}}{N Q_{\text{ном сд}}} \right) c_0 Q + \frac{D_2 c_0}{N Q_{\text{ном сд}}^2} Q^2$$

Оптимальная мощность, которая будет поступать от двигателей РПЗ к шинам ГПП будет равна

$$Q_{\text{сд}}^{\text{опт}} = \frac{(\lambda - Z_{1\text{г.сд}})}{2Z_{2\text{г.сд}}} = \frac{Z_{1.0} - Z_{1\text{г.сд}}}{2(Z_{2\text{г.сд}} + aC_0 R_{\text{ш}})}$$

$$Z_{1\text{г сд}} = \left( \frac{11,5}{1200} + \frac{2 * 9,36 * 164,66}{3 * 1200^2} \right) * 17,8 = 0,18$$

$$Z_{2\text{г сд}} = \frac{9,36}{3 * 1200^2} * 17,8 = 0,00004$$

$$Q_{\text{сд}}^{\text{опт}} = \frac{156,55 - 180}{2(0,00004 + 10 * 17,8 * 0,069)} = -0,95 \text{ Мвар}$$

Определим оптимальную мощность высоковольтных БК, установленных на секциях шин ГПП по формуле

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

$$Q_0 = \sum_{i=0}^n (Q_{l,i} + \Delta Q_{Ti}) + \sum_{i=1}^n Q_{ci} + \Delta Q_{T \text{ ГПП}} - Q_{сдз} - Q_{эс1}$$

$$Q_0 = (3601,68 + 642,8) + 640 + 975,97 + 477,32 - 3591,21 = 2747,56 \text{ квар}$$

На каждой секции шин ГПП установим конденсаторную батарею УКРМ-10-3- УХЛ

Выводы по разделу восемь

В данном разделе были выбраны комплектные конденсаторные установки, устанавливаемые на РУ НН ТП, а также произведен расчет высоковольтных конденсаторных батарей, устанавливаемых на каждой из шин ГПП.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

## 9. РАСЧЕТ ЗАЩИТЫ СИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ

### 9.1. Общая часть

Требуется выполнить расчет уставок для защиты существующего синхронного неявнополюсного двигателя серии СДН-2500 на напряжение 10кВ мощностью 2500 кВт. Питание двигателя осуществляется существующим кабелем типа ААШв — 3х150, длина кабеля составляет 85 м. Для защиты двигателя применяется современное микропроцессорное устройство защиты типа Seram M41 (фирмы Schneider Electric).

Для защиты синхронного двигателя будут применяться следующие защиты в соответствии с ПУЭ, а именно:

1. Токовая отсечка, работающая без выдержки времени, применяется для защиты от междуфазных замыканий (см. ПУЭ раздел 5.3.46).

2. Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) выполняется двухступенчатой действует на сигнал (см. ПУЭ раздел 5.3.48):

первая ступень выполняет функцию защиты от однофазных замыканий на землю;

вторая ступень выполняет функцию защиты от двойных замыканий на землю

3. Защита от асинхронного режима действует на отключение двигателя (см. ПУЭ раздел 5.3.50 и 5.3.51).

4. Защита от токов перегрузки действует на сигнал (см. ПУЭ раздел 5.3.49).

### 9.2. Данные для расчета

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112

Данные двигателя:

Мощность на валу двигателя –  $P_{ном.дв}=2500$  кВт;

Полная мощность:  $S_{ном.дв} = 2777,77$  кВА;

Коэффициент полезного действия (КПД) –  $\eta_{ном.дв}=0,963$ ;

Кратность пускового тока –  $k_{пуск.}=5,58$ ;

Коэффициент мощности –  $\cos\varphi=0,9$ ;

Длина линии –  $L = 85$  м;

Кабель марки – ААШв –  $3 \times 150$  мм<sup>2</sup>;

Напряжение –  $U_{ном.дв} = 10$  кВ;

Значение токов трехфазного КЗ на секции шин РП-10 кВ рассчитанных при максимальном и минимальном режиме работы сети с учетом режима подпитки от других электродвигателей:  $I_{к.з.} = 15,77$  кА.

Вторичные обмотки трансформаторов тока выполнены по схеме «полная звезда»;

Пуск двигателя асинхронный, прямой, от полного напряжения сети с включенным резистором в цепь обмотки возбуждения. Двигатель не участвует в самозапуске.

В данном расчете реакторный пуск двигателя не рассматривается.

### 9.3. Токовая отсечка

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

Токовую отсечку отстраиваем от тока трехфазного КЗ на шинах питания двигателя  $I_{к.з.мах}$ , вычисленное при максимальном режиме работы сети с учетом режима подпитки от других электродвигателей.

Рассчитывая уставки для синхронного двигателя следует учитывать, что машина запускается в асинхронном режиме. Когда скорость вращения достигает значения близкой к синхронной — выполняют переключение обмотки возбуждения с резистора на напряжение возбуждения и двигатель втягивается в синхронизм.

9.3.1 Определяем значение номинального тока электродвигателя:

$$I_{ном.дв} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cos\varphi},$$

$$I_{ном.дв} = \frac{2500}{\sqrt{3} * 10 * 0.85} = 160A$$

Выбираем трансформаторы тока стороны питания электродвигателя: ТОЛ-10 с сердечником типа Р, коэффициентом трансформации – 200/5.

9.3.2 Определяем значение пускового тока электродвигателя при условии, что он в самозапуске не участвует и осуществляется прямой пуск двигателя:

$$I_{пуск.дв} = k_{пуск} * I_{ном.дв}$$

$$I_{пуск.дв} = 5,58 * 160 = 892,8A$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		114

9.3.3 Определяем сопротивление системы в максимальном режиме с учетом подпитки от двигателя:

$$x_{max} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} * I_{кз}}$$

$$x_{max} = \frac{10500}{\sqrt{3} * 15770} = 0,38 \text{ Ом}$$

9.3.4 Определяем пусковое сопротивление электродвигателя:

$$x_{пуск} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} * I_{пуск}}$$

$$x_{пуск} = \frac{10500}{\sqrt{3} * 891} = 6,8 \text{ Ом}$$

9.3.5 Определяем пусковой ток двигателя с учетом сопротивления питающей сети:

$$I_{пуск,дв} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} * (x_{max} + x_{пуск,дв})} = 10500 / (\sqrt{3} * (0,38 + 6,8)) = 844,3 \text{ А}$$

9.3.6 Определяем первичный ток несрабатывания токовой отсечки при пуске двигателя:

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		115

$$I_{с.з} = 2,5 * I_{пуск,дв} = 2,5 * 844,3 = 2110,75A$$

9.3.7 Определяем ток срабатывания реле:

$$I_{с.р} = \frac{K_{сх} \cdot I_{с.з}}{n_T}$$

$$I_{с.р} = \frac{2110,75}{40} = 52,76 A$$

Выбирается реле с нужным диапазоном токов уставки и сумма уставок  $\Sigma Q$ :

$$\sum Q = \frac{I_{ср}}{I_{min}} - 1 = \frac{52,76}{30} - 1 = 0,76$$

Примем реле РСТ 13-32 (30-120).

Выбираются уставки кратные 0,2.

Ток уставки реле  $I_{уст}$  :

$$I_{уст} = I_{min} (\sum Q + 1) = 30(1,4 + 1) = 72A$$

Уточняется ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = I_{уст} * n_T = 72 * 40 = 2880A$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		116

9.3.8 Определяем значение тока двухфазного КЗ на вводах питания электродвигателя и коэффициента чувствительности защиты при двухфазном КЗ:

$$I_{к.з}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} * I_{к.з}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} * 15770 = 13657,2 \text{ А}$$

$$K_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{I_{к.з}^{(2)}}{I_{с.р}} = \frac{13657,2}{2880} = 4,87 > 2 \text{ (условие выполняется)}$$

Выдержку времени защиты принимаем минимальной.

В связи с тем что, рассчитывая таким способом чувствительность токовой отсечки в большинстве случаев получается низкой, рекомендуется дополнительно вводить вторую ступень МТЗ с независимой характеристикой и током срабатывания:

$$I_{\text{МТЗ}} \geq 1,5 I_{\text{пуск.дв}}$$

Выдержка времени второй ступени МТЗ для отстройки от броска пускового тока двигателя выбирается равной:

$$t_{\text{МТЗ}} = 0,1 \text{ с} \geq t_{\text{бр.пуск.ток}}$$

Использование второй ступени МТЗ существенно повышает чувствительность защиты, однако расчет коэффициента чувствительности в соответствии с требованиями ПУЭ должен осуществляться по параметрам срабатывания ТО.

В данном случае чувствительности отсечки достаточно и выполнение второй ступени МТЗ не требуется.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		117

## 9.4 Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ)

Защита от однофазных замыканий на землю выполняется с учетом отстройки от собственного емкостного тока защищаемого присоединения.

9.4.1 Определяем электрическую емкость для неявнополюсного синхронного двигателя:

$$C_{\partial} = \frac{0,0187 \cdot S_{\text{д.ном}} \cdot 10^{-6}}{1,2 \sqrt{U_{\text{ном}}} (1 + 0,08 U_{\text{ном}})},$$

$$C_{\partial} = \frac{(0,0187 * 2777 * 10^{-6})}{1,2 * \sqrt{10,5} * (1 + 0,08 * 10,5)} = 9,84 * 10^{-6} \text{ Ф}$$

где:

$S_{\text{ном.дв}}$  – полная мощность синхронного двигателя в (МВА);

$U_{\text{ном.дв}}$  – номинальное напряжение в (кВ).

9.4.2 Определяем емкостный ток для СД при ОЗЗ:

$$I_{\text{с.дв}} = \frac{U_{\text{ном}} C_{\partial} \omega}{\sqrt{3}} = \frac{10 * 9,84 * 10^{-6} * 314}{\sqrt{3}} = 0,017 \text{ А}$$

9.4.3 Определяем собственный емкостной ток линии:

$$I_{\text{скл}} = I_{\text{с}} * L = 1,015 * 0,085 = 0,1131 \text{ А}$$

где:

$I_{\text{с}} = 1,015 \text{ А/км}$  – удельный емкостной ток кабелей из бумажной изоляции.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		118

$L = 0,085$  км –длина кабельной линии.

Суммарный ток замыкания на землю

$$I_c = I_{c.дв} + I_{c.кл}.$$

$$I_c = 0,017 + 0,113 = 0,13A$$

$I_c < 10 A$  – защита от однофазных замыканий на землю не ставится.

### 9.5 Защита от перегруза

Для защиты двигателя от перегруза принимается максимальная токовая защита с выдержкой времени с использованием токового реле.

Номинальный ток двигателя по формуле:

$$I_{ном.дв} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cos\varphi},$$

$$I_{ном.дв} = \frac{2500}{\sqrt{3} * 10 * 0.85} = 160A$$

Выбирается трансформатор тока. Номинальный ток на первичной стороне  $I_{ном.1}$ , номинальный ток на вторичной стороне  $I_{ном.2} = 5 A$ . Коэффициент трансформации по формуле:

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		119

$$n_T = \frac{200}{5} = 40$$

Схема включения – неполная звезда, поэтому  $K_{сх} = 1$

Определяется ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з} = \frac{k_{отстр}}{k_B} * I_{НОМ.ДВ} = \frac{1,1}{0,9} * 160 = 195A$$

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

Ток срабатывания реле по формуле (12.7):

$$I_{ср} = \frac{195}{40} = 4.875A$$

Выбирается реле с нужным диапазоном токов уставки и сумма уставок  $\Sigma Q$  по формуле:

$$\sum Q = \frac{6,5}{1,5} - 1 = 3,3$$

Примем реле РСТ 13-19 (1,5-6)

Выбираются уставки кратные 0,2

Ток уставки реле  $I_{уст}$  по формуле (12.9):

$$I_{уст} = 1,5(3,2 + 1) = 6,3A$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		120

Уточняется ток срабатывания защиты по формуле (12.10):

$$I_{сз} = 6,3 * 30 = 189А$$

Время срабатывания защиты отстраивается от времени пуска:

$$t_{сз} = K_{отс} \cdot t_{п} = 1,1 \cdot 6 = 6,6с; \quad (12.16)$$

## 9.6 Защита минимального напряжения

Защита выполняется двухступенчатой. Первая ступень предназначена для облегчения самозапуска ответственных двигателей, вторая – для отключения части электродвигателей ответственных механизмов, самозапуск которых недопустим по условиям технологического процесса или по условиям безопасности. Напряжение срабатывания первой ступени защиты двигателя при понижении напряжения выбирается таким, чтобы обеспечивался самозапуск других более ответственных двигателей, т.е. 60–70% от  $U_{ном}$ . Напряжение срабатывания второй ступени – 50% от  $U_{ном}$ .

Для питания реле минимального напряжения используются трансформаторы напряжения, которые устанавливаются в распределительных пунктах для контроля и учета электроэнергии. Выбирается трансформатор напряжения.

Коэффициент трансформации:

$$n_{н} = \frac{U_{1ном}}{U_{2ном}} = \frac{10500}{100} = 105$$

где  $U_{2.ном.} = 100 В$  – номинальное вторичное напряжение трансформатора.

Определяется напряжение срабатывания первой ступени:

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		121

$$U_{сз}^1 = \frac{U_{\min \text{ раб}}}{K_{отс} K_{в}} = \frac{0,7 * 10500}{1,1 * 1,2} = 5568B$$

здесь  $U_{\min \text{ раб}} = 0,7 U_{\text{ном.}}$  – минимальное напряжение на шинах, которое не вредит технологическому процессу;  $K_{в}$  – коэффициент возврата статического реле ;  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки.

Определяется напряжение срабатывания реле первой ступени:

$$U_{ср}^1 = \frac{U_{сз}^1}{n_{н}} = \frac{5568}{100} = 55,68$$

Принимается к установке реле РН - 54/160, определяется сумма уставок:

$$\sum Q = \frac{U_{ср}^1}{U_{\min}} = \frac{55,68}{40} = 1,392$$

Напряжение уставки реле первой ступени:

$$U_{уст}^1 = U_{\min} (\sum Q + 1) = 40(1,4 + 1) = 96A$$

Время срабатывания первой ступени защиты минимального напряжения принимается равным  $t_{сз}^1 = 0,5$  с.

Аналогично рассчитывается вторая ступень. Реле второй ступени включается во вторичную цепь того же трансформатора напряжения, что и реле первой ступени.

Напряжение срабатывания второй ступени защиты:

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		122

$$U_{сз}^{II} = \frac{(0,5U_{НОМ})}{K_{отс}K_B} = \frac{5250}{1,1 * 1,2} = 3977,2$$

Напряжение срабатывания реле второй ступени:

$$U_{ср}^{II} = \frac{U_{сз}^{II}}{n_H} = \frac{3977}{100} = 39,77В$$

Принимается к установке реле РН 54/160, определяется сумма уставок и напряжение уставки реле второй ступени:

$$\sum Q = \frac{U_{ср}^{II}}{U_{min}} = \frac{39,77}{40} = 0,99$$

Напряжение уставки реле первой ступени:

$$U_{уст}^{II} = U_{min} \cdot (\sum Q + 1) = 40 \cdot (1 + 1) = 80А;$$

Время срабатывания второй ступени защиты минимального напряжения принимается равным  $t_{сз}^{11} = 10$  с с помощью реле времени РВ-01.

## 9.7 Защита от асинхронного режима

Защита синхронных электродвигателей от асинхронного режима осуществляется с помощью реле, реагирующего на увеличение тока в обмотке статора и выполняется часто при помощи токового реле с зависимой характеристикой, которое одновременно используется для защиты от перегруза. Для СД с отношением короткого замыкания меньшим 1 применяется также совмещенная защита с независимой от тока выдержкой времени и током срабатывания:

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		123

$$I_{с.з} = 1,4 * I_{ном,дв} = 1,4 * 160 = 224А$$

Выдержка времени защиты выбирается из условия отстройки от времени пуска и принимается равной 8–10 с.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		124

## 10. РАСЧЕТ И ВЫБОР СИСТЕМЫ РАБОЧЕГО И ДЕЖУРНОГО ОСВЕЩЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОГО ЦЕХА ПРЕДПРИЯТИЯ

### 10.1 Методика расчета

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

При расчете по методу коэффициента использования потребный поток ламп в каждом светильнике  $F$  находится по формуле:

$$F_{\text{расч.}} = \frac{E_n \cdot S \cdot k_z \cdot z}{N \cdot \eta},$$

$$F_{\text{расч.}} = \frac{500 \cdot 5964 \cdot 1,1 \cdot 1,3}{63 \cdot 9 \cdot 0,65} = 11570 \text{ Ф}$$

где  $E_n$  – нормативная степень освещенности (лк).  $E$  определяют по таблице 4.1 СП 52.13330.2016 (требования к освещению промышленных предприятий) в зависимости от характеристики зрительной работы.  $E_n = 500 \text{ лк}$

$S$  – площадь помещения (м<sup>2</sup>). Берется площадь помещения, для которого производится светотехнический расчет.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		125

$k_3$  – коэффициент запаса. Зависит от степени запыленности производственного помещения. Значение коэффициента можно найти в таблице 10.1 – СНиП 23-05-95\*.

Таблица 10.1 – СНиП 23-05-95\*

Запыленность помещения, мг/м <sup>3</sup>	Коэффициент запаса
более 5	1,8-2,0
1-5	1,6-1,8
менее 1	1,4-1,5

Определяется площадь цеха:

$$S_{\text{РМЦ}} = A \cdot B$$

$$S_{\text{РМЦ}} = 42 \cdot 142 = 5964, \text{ м}^2$$

где: А, В–ширина и длина сторон отделения соответственно, м.

$z$  – коэффициент неравномерности освещения или минимальной освещенности, отношение  $E_{\text{ср}}/E_{\text{мин}}$ .  $E_{\text{ср}}$  определяют по СП 52.13330.2016, а  $E_{\text{мин}}$  (наименьшее значение освещенности в помещении). Согласно п. 7.9 СНиП 23-05-95\*, значение  $z$  составляет 1,3 для работ I-III категории в случае применения люминесцентных ламп, 1,5 – для других источников света, а для работ IV-VII разрядов – 1,5 и 2,0 соответственно. Если светильники можно установить только на колоннах, стенах или площадках, то допускается принимать  $z$ , равное 3,0

$N$  – количество светильников. Рассчитывается на основе выбранной схемы освещения помещения по формуле

$$N = R \cdot LR \quad (10.3)$$

$$N = 9 \cdot 7 = 63$$

Для начала необходимо определить число рядов светильников R:

$$R = (A - x)/L,$$

$$R = 9$$

где A – ширина помещения, м;

x – расстояние от края помещения до светильников, м;

L – расстояние между лампами в рядах и между рядами, м. L определяют, исходя из условий  $L/H_p=1,0$  для люминесцентных ламп и  $L/H_p = 0,6$  для ламп накаливания, ДРЛ и светодиодных светильников.

Размещение светильников определяется по следующим размерам:

– H – высотой помещения;

–  $h_C$  – расстоянием светильников от перекрытия («свесом») = 0,5м;

–  $h_{II} = H - h_C$  – расстоянием светильника над полом;

–  $h_P$  – расчетной высотой (высота рабочего места) = 0,8м;

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		127

–  $L$  – расстояние между соседними светильниками или рядами люминесцентных светильников;

–  $x, y$  – расстояние от крайних светильников или рядов светильников до стен

$H_p$  здесь представляет собой расстояние от лампы до рабочей поверхности:

$$H_p = H - (h_c + h_p),$$

$$H_p = 9 - (0,5 + 0,8) = 7,7$$

Число светильников в ряду  $LR$  определяют по формуле:

$$LR = (B - y)/L,$$

$$LR = 7$$

где  $B$  – длины помещения (м),  $y$  – расстояние от края ряда (м).

$\eta$  – коэффициент использования светового потока (%). Отношение светового потока ламп к потоку, падающему на рабочую поверхность. Для определения коэффициента необходимо воспользоваться справочной литературой. Значения параметра приведены в таблице 11.2 – Коэффициент использования светового потока.

Таблице 10.2 – Коэффициент использования светового потока.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		128

Типовая кривая	Равномерная										Косинусная Д										Глубокая Г											
	70		30		50		30		0		70		30		50		30		0		0		50		30		0					
	$\rho_{\text{ст}}\%$	$\rho_{\text{ст}}\%$	$\rho_{\text{ст}}\%$	$\rho_{\text{ст}}\%$	$\rho_{\text{ст}}\%$	$\rho_{\text{ст}}\%$	$\rho_{\text{ст}}\%$	$\rho_{\text{ст}}\%$	$\rho_{\text{ст}}\%$	$\rho_{\text{ст}}\%$	$\rho_{\text{ст}}\%$	$\rho_{\text{ст}}\%$	$\rho_{\text{ст}}\%$	$\rho_{\text{ст}}\%$	$\rho_{\text{ст}}\%$	$\rho_{\text{ст}}\%$	$\rho_{\text{ст}}\%$	$\rho_{\text{ст}}\%$	$\rho_{\text{ст}}\%$	$\rho_{\text{ст}}\%$	$\rho_{\text{ст}}\%$	$\rho_{\text{ст}}\%$	$\rho_{\text{ст}}\%$	$\rho_{\text{ст}}\%$	$\rho_{\text{ст}}\%$	$\rho_{\text{ст}}\%$	$\rho_{\text{ст}}\%$	$\rho_{\text{ст}}\%$	$\rho_{\text{ст}}\%$	$\rho_{\text{ст}}\%$		
$\rho_{\text{ст}}\%$	50	30	50	30	10	0	50	10	30	10	50	30	10	0	50	10	30	10	0	50	10	30	10	50	30	10	0					
$\rho_{\text{пр}}\%$	30	10	30	10	10	0	30	10	30	10	10	10	10	0	30	10	30	10	10	10	10	10	30	10	30	10	10	10	0			
$i$	Коэффициент использования, %																															
0,5	28	28	21	21	25	19	15	13	36	35	30	30	34	28	25	22	58	57	55	53	57	53	49	47	58	57	55	53	57	53	49	47
0,6	35	34	27	26	31	24	18	17	43	42	35	34	40	33	28	27	68	65	62	60	64	60	57	56	68	65	62	60	64	60	57	56
0,7	44	39	32	31	39	31	25	24	48	47	41	38	45	38	33	31	74	69	68	64	69	64	61	60	74	69	68	64	69	64	61	60
0,8	49	46	38	36	43	36	29	28	54	51	45	43	49	43	37	36	78	73	72	69	72	69	66	64	78	73	72	69	72	69	66	64
0,9	51	48	40	39	46	39	31	30	57	55	48	46	52	46	41	39	81	76	75	72	75	72	70	67	81	76	75	72	75	72	70	67
1,0	54	50	43	41	48	41	34	32	60	57	52	50	55	49	45	42	84	78	78	75	77	74	72	70	84	78	78	75	77	74	72	70
1,1	56	52	46	43	50	43	35	33	64	60	55	52	58	51	47	44	87	81	80	77	79	76	74	72	87	81	80	77	79	76	74	72
1,25	59	55	49	46	53	45	38	35	69	63	60	56	61	55	50	48	90	83	84	79	82	79	76	75	90	83	84	79	82	79	76	75
1,5	64	59	53	50	56	49	42	39	75	69	67	62	67	61	55	53	94	86	88	83	85	82	79	78	94	86	88	83	85	82	79	78
1,75	68	62	57	53	60	53	45	42	79	72	71	66	70	65	60	57	97	88	92	85	86	85	82	80	97	88	92	85	86	85	82	80
2,0	73	65	61	56	63	56	48	45	83	75	75	69	73	68	64	61	99	90	95	88	88	87	84	82	99	90	95	88	88	87	84	82
2,25	76	68	65	60	66	59	51	48	86	77	79	73	76	71	66	64	101	92	97	90	90	88	85	83	101	92	97	90	90	88	85	83
2,5	79	70	68	63	68	61	54	51	89	80	82	75	78	73	69	66	103	93	99	91	91	89	87	85	103	93	99	91	91	89	87	85
3,0	83	75	73	67	72	65	58	55	93	83	86	79	81	77	73	71	105	94	102	92	93	91	89	86	105	94	102	92	93	91	89	86
3,5	87	78	77	70	75	68	61	59	96	86	90	82	83	80	76	73	107	95	104	94	94	93	90	88	107	95	104	94	94	93	90	88
4,0	91	80	81	73	78	72	65	62	99	88	93	84	85	83	79	76	109	96	105	94	94	94	91	89	109	96	105	94	94	94	91	89
5,0	95	83	86	77	80	75	69	65	105	90	98	88	88	85	81	79	111	97	108	96	96	95	92	90	111	97	108	96	96	95	92	90

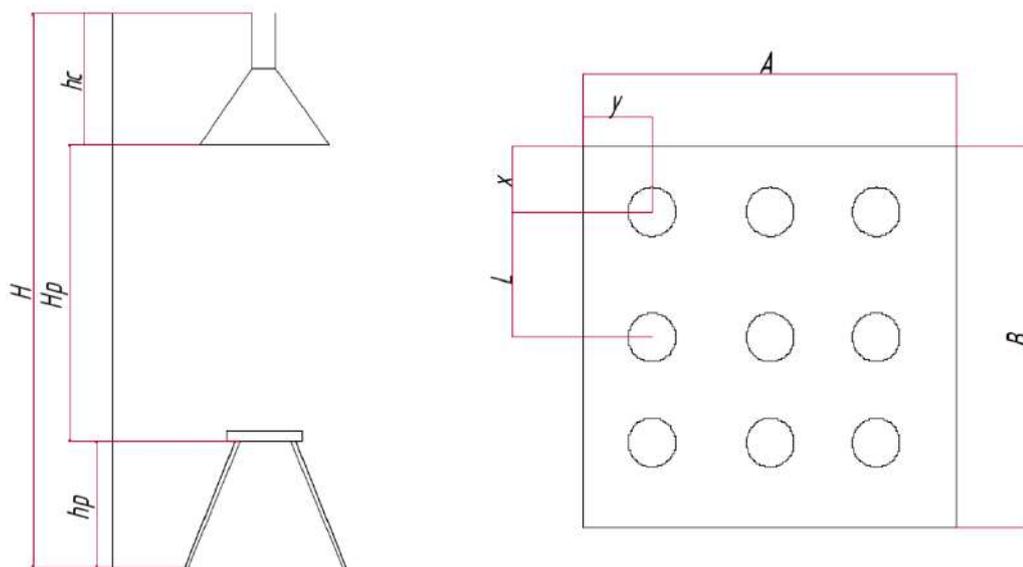


Рисунок 10.1 – Расположение светильников

Для определения коэффициента использования находится индекс помещения  $i$  и предположительно оцениваются коэффициенты отражения поверхностей помещения: потолка –  $\rho_{\text{п}}$ , стен –  $\rho_{\text{с}}$ , расчетной поверхности пола –  $\rho_{\text{р}}$ .

Результат расчета сводим в таблицу 10.3

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

A, м	42	En, лк	500	R, шт	7
B, м	142	S, кв.м	5964	LR, шт	9
x, м	3	kz	1,1	N	63
y, м	7,9	z	1,30	L,м	15,8
H, м	9	N, шт	126	Hр	7,7
L/Hр	0,6	$\eta$	89,00%	Фрасч, шт	52066

## 10.2 Выбор типа светильника

Первое отличие светодиодов от других источников света – это низкое потребление электроэнергии, экономичность светодиодных светильников. В основе светодиодной технологии лежит совершенно иной принцип излучения, на несколько порядков экономичней, например, технологии люминесцентных ламп.

Другим важным преимуществом светодиодных светильников является качество света, излучаемого светодиодом. Светодиодные лампы производят свет близкий к естественному, дневному свету, обеспечивая, таким образом, комфортные условия работы и отдыха для человека. Светодиоды отличает высокая степень цветопередачи, близкая к естественной.

Светодиодные лампы экологически чисты, так как не содержат в себе никаких вредных веществ и не связаны с процессами, при которых могут выделяться какие-либо вредные вещества.

Сейчас светодиодные лампы вполне доступны по цене, хотя этот параметр не является главным аргументом в пользу выбора источников света именно этой технологии.

Стоит отметить, что у светодиода отсутствует такой, обязательный для всех остальных видов светильников, элемент как тело накала. Вследствие этого светодиодам присущ необычайно длительный срок службы.

Цветовая температура 2700...6000°K

Эффективность( световая отдача) 10...200 Лм/Вт

Срок службы 80 000...100 000 часов

Высокий индекс цветопередачи, Ra = 85%

Ток, потребляемый светодиодной лампой, колеблется от 0,3 до 1,1 ампера, в зависимости от ее мощности. Ток, потребляемый газоразрядной лампой, составляет от 2,2 до 4,5 (в момент пуска) ампер. Экономия от применения светодиодов может достигаться не только за счет снижения потребления энергии, но и благодаря использованию токоподводящих кабелей меньшего сечения.

Светодиодные светильники практически мгновенно выходят на максимальную силу света. Это их свойство не зависит от температуры воздуха, они легко зажигаются и нормально работают даже при экстремальной температуре в — 60°С. Газоразрядные лампы( ДРЛ, ДНАТ), как известно, набирают номинальную силу света постепенно. Кроме того, они очень плохо запускаются при пониженном напряжении и низкой температуре воздуха.

Высокий КПД. Светодиодные прожекторы имеют высокий процент использования светового потока( близкий к 100%), в отличие от обычных уличных светильников, для которых этот параметр составляет 60-75%.

### 10.3 Достоинства и недостатки

Плюсы:

- низкое энергопотребление — не более 10% от потребления при использовании ламп накаливания;
- долгий срок службы — до 100 000 часов;
- высокий ресурс прочности — ударная и вибрационная устойчивость;

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		131

- чистота и разнообразие цветов, направленность излучения;
- регулируемая интенсивность;
- низкое рабочее напряжение;
- экологическая и противопожарная безопасность. Они не содержат в

своем составе ртути и почти не нагреваются.

Минусы:

Данный тип освещения не имеет недостатков.

Для освещения РМЦ будем использовать промышленный светодиодный светильник GALAD Эверест LED-320

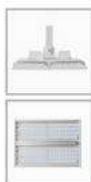
Выбираем купольный светодиодный светильник GALAD Эверест LED-320, имеющий световой поток 40320 лм.

Характеристики светильника GALAD Эверест LED-320:

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		132

## GALAD Эверест LED-320 (Wide/ED)

Код 17299



### Особенности

- Универсальный светодиодный прожектор для открытых пространств и цехов
- Высокая надёжность и устойчивость к скачкам напряжения за счет ИПСЭМ
- Возможность использования в системах управления освещением
- Более 60 модификаций по мощности и КСС
- Устойчивость к УФ излучению: защитное стекло сохраняет неизменный коэффициент пропускания

### Цвет

По умолчанию:  
Серый

### Характеристики

Электрические			
Номинальная мощность	320 Вт	Напряжение сети	230 ± 10% В
Частота питания	50 Гц	Коэффициент мощности, не менее	0,96
Класс защиты от поражения электрическим током	1		
Светотехнические			
Световой поток	40320 лм	Световая отдача светильника	126 лм/Вт
Диапазон цветовой температуры	4000 К	Цветопередача	70
Тип КСС	Wide		
Эксплуатационные			
Тип источника света	СД	Количество основных источников света	1
Способ установки светильника	Лира	Климатическое исполнение	УХЛ1
Степень защиты светильника	IP65	Степень защиты оптического отсека	IP65
Тип ПРА	ЭПРА	Тип рассеивателя	прозрачный
Масса	15,3 кг	Габариты ДхШхВ	655x445x260 мм
Срок службы светильника	12 лет	Гарантийный срок	36 мес
Параметры источника света			
Срок службы при температуре 25° С	100000		

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР

Лист

133

### Конструкция светильника GALAD Эверест LED-320:

Отражатель и корпус изготовлены из алюминия методом ротационной вытяжки с последующей химической обработкой. Отражатель имеет три отверстия для байонетного крепления к корпусу, держатель изготовлен из алюминия методом литья.

### Установка светильника GALAD Эверест LED-320:

Светильник можно устанавливать на любую поверхность. В данном проекте светильники будут установлены методом навесного монтажа

#### 10.4 Расчет рабочего освещения РМЦ

Площадь РМЦ:

$$S_{\text{РМЦ}} = 42 \cdot 142 = 5964, \text{ м}^2$$

Найдем расстояние от лампы до рабочей поверхности:

Высоту РМЦ примем равной 9м, высоту свеса светильника от потолка примем 0,5м, высоту рабочей поверхности 0,8м.

$$H_p = 9 - (0,5 + 0,8) = 7,7$$

Определим индекс помещения:

$$i = \frac{55 \cdot 106}{13,7 \cdot (55 + 106)} = 3,3$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		134

далее по индексу помещения определяется коэффициент использования светового потока. Коэффициенты отражения от поверхностей потолка, стен и пола: 70, 50, 30 соответственно. Коэффициент использования светового потока 0,89.

Найдем количество светильников, требуемое для освещения РМЦ:

$$N = 9 \cdot 7 = 63 \text{шт}$$

Количество рядов примем 9шт, в каждом ряду по 14 светильников, светильники устанавливаются на расстоянии 6м друг от друга.

Проверим правильность выбора светильника:

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

$$\frac{40320 - 52066}{40320} \cdot 100\% = -0,3\%$$

Светильник выбран верно

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

Для РМЦ предусмотрим дежурное освещение.

Согласно СНИП 23-05-95: область применения, величины освещенности равномерность и требования к качеству дежурного освещения не нормируются. Выполним дежурное освещение из числа уже выбранных светильников. Общее количество светильников дежурного освещения 8шт. Питание светильников осуществим по собственной линии.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		135

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

$$I_p = \frac{P_{po}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \phi},$$

где  $P_{po}$  – расчетная мощность ламп, подключенных к одной фазе; и  $\cos \phi$  – коэффициент мощности светодиодной лампы;

Светильники равномерно распределим по трем фазам А-3шт, В-3шт, С-2шт.

Найдем рабочий ток в фазе сети дежурного освещения:

$$I_p = \frac{4 \cdot 320}{381 \cdot 0.98} = 3,4A.$$

Для прокладки магистральных кабелей примем кабель ВВГнг(А)-LS (5х6). Для подключения ответвлений светильников, а также светильников дежурного освещения примем кабель ВВГнг(А)-LS (3х2,5). Допустимые токовые нагрузки: 49 и 25А соответственно.

Найдем расчетный ток наиболее загруженной фазы рабочего освещения:

Светильники равномерно распределим по трем фазам А-21шт, В-21шт, С-21шт.

$$I_p = \frac{21 \cdot 320}{380 \cdot 0.98} = 18A.$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		136

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной работе были проведены расчеты электрических однофазных и трехфазных нагрузок по ремонтно-механическому цеху, низковольтной силовой нагрузки по предприятию в целом, расчет осветительной и силовой высоковольтной нагрузки, а также расчет картограммы электрических нагрузок предприятия. По результатам расчетов были выбраны трансформаторы цеховых ТП.

На основе технико-экономического сравнения вариантов схемы внешнего электроснабжения была выбрана схема с напряжением 110 кВ, а также произведен выбор ее электрооборудования.

Было выбрано рационально напряжения схемы внутреннего электроснабжения, произведена ее конструктивная проработка и были рассчитаны кабельные линии.

Для выбора электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения был произведен расчет токов КЗ с учетом подпитки места КЗ высоковольтными электродвигателями (расчет методом типовых кривых). На основании расчета токов КЗ было выбрано электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения и уточнены сечения кабельных линий по условию термической стойкости к току КЗ.

Методом Лагранжа были выбраны оптимальные с точки зрения их экономичности источники реактивной мощности, а также места их установки.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		137

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. Стереотипное. – СПб.: Изд-во ДЕАН, 2008. – 704 с.
2. РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. – М.: Изд-во стандартов, 1992. – 9с.
3. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промыш-ленные электрические сети. 2-е изд., перераб. и доп./ Под общ. ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербиновского. – М.: Энергия, 1980. – 576 с.
4. Справочник по проектированию электроснабжения/ Под. ред. Ю.Г. Бары-бина – М. Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
5. НТП ЭПП-94. Проектирование электроснабжения промышленных предпри-ятий. Нормы технологического проектирования. 1-я редакция.– М.: Изд-во стан-дартов, 1994. – 31с.
6. ГОСТ 16555-75. Трансформаторы силовые трехфазные герметичные масля-ные. Технические условия.– М.: Изд-во стандартифон, 2006. – 10с.
7. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для дипломного проектирования. Учебник для вузов/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крюч-ков – 4-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
8. Выключатели элегазовые серии ВГБУ на 35, 110 и 220 кВ/ Энергомаш (Ека-теринбург) – Уралэлектротяжмаш. – [http://www.uetm.ru/files/katalog\\_VGBU-35, 110, 22\\_6.pdf](http://www.uetm.ru/files/katalog_VGBU-35,110,22_6.pdf).
9. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 1: Токи короткого замыкания: учебное пособие/ А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011. – 157 с.
10. «Промышленные каталоги» 1994-2000 г.: базы данных. – Институт промышленного развития «Информэлектро».
11. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. Т.1. Электроснабжение/ Под общ. ред. А.А. Федорова. – М. Энергоатомиздат. 1986. – 568 с.
12. Токопроводы комплектные закрытые напряжением 6 и 10 кВ серии ТЗК, ТЗКР, ТЗМПЭ. Каталог. – <http://www.zeim.ru/tokoprovody/tzk/chars.pdf>.
13. ИРФУ.671241.015РЭ. Трансформатор напряжения антирезонансный трехфазный НАМИ-10-95 УХЛ2. Руководство по эксплуатации. – <http://www.tdtransformator.ru/articles/NAMI10-95.pdf>
14. Преобразователь частоты Altivar 1100 – <http://www.theservice.ru/chastotnyu-preobrazovatel-Schneider-electric-altivar-1100.pdf>

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		138

15. 15 СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). – М.: Изд-во стандартов, 2009. – 96с.
16. СО 153-34.03.603-2003. Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. – М.: Изд-во стандартов, 2003. – 106с.
- 17.ГОСТ 12.1.038-82 (2002) ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. – М.: Изд-во стандартов, 1983. – 76 с.
- 18.СО-153-34.21.122.2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. – М.: Изд-во стандартов, 19.2003. – 31с.
- 20.СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. – М.: Изд-во стандартов, 2011. – 69 с.
- 21.СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. – М.: Изд-во стандартов, 1997. – 21 с.

					ЮУрГУ-13.03.02.2021.203.ГЧ.ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		139