

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

Направление подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
Заведующий кафедрой

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

Электроснабжение потребителей 6 кВ АО «АЗ «Урал» от ТЭЦ АО «ЭнСер»  
с разработкой РУ Водогрейной котельной № 1  
(тема)

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОМУ КВАЛИФИКАЦИОННОМУ ПРОЕКТУ  
ЮУрГУ–13.03.02.2021.189 ПЗ ВКП

Руководитель проекта (должность)  
начальник электроцеха

\_\_\_\_\_  
Полужтков Е.А. (Ф.И.О.)  
\_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Автор проекта  
студент группы МиЭт - 446  
Гимгина Д.А.  
\_\_\_\_\_ (Ф.И.О.)  
\_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Нормоконтролер (должность)  
д.т.н., профессор  
Четошникова Л.М. (Ф.И.О.)  
\_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Миасс 2021

## АННОТАЦИЯ

Гимгина Д.А. Электроснабжение потребителей 6 кВ АО «АЗ «Урал» от ТЭЦ АО «ЭнСер» с разработкой РУ Водогрейной котельной №1.

Миасс: ЮУрГУ, ЭТФ, 2021 г, 84 страницы, 15 иллюстраций, 25 таблиц, библиография литературы – 14 наименований, 5 листов формата А1.

В выпускной квалификационной работе рассчитана система электроснабжения группы цехов автомобильного завода «Урал».

В ходе работы произведен расчет нагрузок по предприятию, найден центр электрических нагрузок, на основании которого выбрано расположение главной понизительной подстанции. Затем последовал выбор цеховых трансформаторных подстанций и низковольтных распределительных пунктов. Также выбрано рациональное напряжение внешнего электроснабжения предприятия. На основании полученных данных и информации из соответствующей литературы, была построена схема внутреннего электроснабжения предприятия и выбрано соответствующее оборудование. В завершении проекта, была рассчитана компенсация реактивной мощности и рассмотрены вопросы релейной защиты системы электроснабжения.

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР		
Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата			
Разраб.		Гимгина Д.А.			Электроснабжение потребителей 6 кВ АО «АЗ «Урал» от ТЭЦ АО «ЭнСер» с разработкой РУ Водогрейной котельной №1		
Пров.		Четошникова Л.М.					
Н. контр.		Четошникова Л.М.			Лит.	Лист	Листов
Утв.		Четошникова Л.М.			К	4	80
					ЮУрГУ Кафедра Автоматики		

## Оглавление

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА .....	7
ВВЕДЕНИЕ .....	8
КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	9
ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ .....	10
1. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК .....	14
1.1. Расчёт электрических нагрузок водогрейной котельной №1 .....	14
1.2. Расчет электрических нагрузок по предприятию .....	22
1.3. Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия .....	24
Выводы по разделу один.....	26
2. ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПРЕДПРИЯТИЯ....	27
Выводы по разделу два .....	32
3. ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ, СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП ПРЕДПРИЯТИЯ ...	33
3.1 Рациональное напряжение внешнего электроснабжения .....	33
3.2 Выбор схемы внешнего электроснабжения .....	34
3.3 Выбор типа и мощности трансформаторов на главной понизительной подстанции.....	34
Выводы по разделу три .....	36
4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	37
Выводы по разделу четыре .....	47
5. ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ .....	48
5.1. Выбор величины напряжения .....	48
5.2. Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия.....	48
5.3. Конструктивное выполнение электрической сети .....	50
5.4. Расчет питающих линий .....	50
Выводы по разделу пять .....	52
6. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	54
Выводы по разделу шесть:.....	60
7. ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ВНУТРЕННЕГО СЭС ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ.....	61
7.1. Выбор электрооборудования на ЗРУ 110 кВ. ....	61
7.2. Выбор выключателей КРУ .....	62
7.3. Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ .....	64
7.4. Выбор трансформаторов напряжения .....	66
7.5. Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания.....	69
7.6. Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП .....	70

7.7. Выбор коммутационного оборудования НРП .....	70
Выводы по разделу семь .....	71
8. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ .....	72
Выводы по разделу восемь .....	78
9. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЦЕХОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ТП1 .....	79
9.1 Защита от междуфазных коротких замыканий .....	79
9.2 Защита от внешних коротких замыканий .....	80
9.3. Защита от перегруза .....	81
9.4 Защита при однофазных КЗ .....	82
9.5. Газовая защита.....	83
9.6 Выбор предохранителей.....	84
9.7 Сравнение МТЗ и предохранителей .....	84
Выводы по разделу девять .....	85
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	86
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	88

## ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

1. Общая установленная мощность электроприемников и освещения напряжением ниже 1 кВ: 10094 кВт.
2. Общая установленная мощность электроприемников напряжением 6 кВ: 4837 кВт.
3. Категория основных потребителей по надежности электроснабжения: потребители 2 категории.
4. Полная расчетная мощность на шинах ГПП: 10137 кВА.
5. Естественный коэффициент реактивной мощности для сетей 110 кВ  $tg\varphi=0,5$ .
6. Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ. питающая воздушная линия выполнена проводом АС 70/11.
7. Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 2665 МВА.
8. Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы: 7,5 км
9. Количество, тип и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции: 2хТДН 10000/110.
10. Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия: 6 кВ, 380 В, 220 В.
11. Типы принятых ячеек распределительных устройств, в главной понизительной подстанции: КРУ-СЭЦ-61М.
12. На территории устанавливаются комплектные трансформаторные подстанции с трансформаторами типа ТМГ мощностью 250, 630, 1000, 2000 кВА.
13. Тип и сечение кабельных линий: ААШвУ сечением 50 и 150 мм<sup>2</sup>.

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		7

## ВВЕДЕНИЕ

Развитие промышленности и требования научно-технического прогресса диктуют необходимость совершенствования промышленной электроэнергетики: создание экономичных надежных систем электроснабжения предприятий, автоматизированных систем управления электроустановками и технологическими процессами.

Системы электроснабжения предприятий (СЭС) должны обеспечивать:

- Надежное электроснабжение;
- Качество поставляемой энергии;
- Безопасную эксплуатацию сетей и установок;
- Минимизацию капитальных затрат при сооружении и при эксплуатации сетей и установок;
- Возможность развития и изменения СЭС;
- Минимизацию потерь электроэнергии;
- Минимизацию вредного влияния на окружающую среду.

Особенностью современных предприятий является большое количество приемников с нелинейными вольт-амперными характеристиками, создающих напряжения и токи несинусоидальной формы.

Специалисты по проектированию систем электроснабжения должны уметь разрабатывать СЭС и применять наиболее оптимальные решения с учетом всех особенностей проектируемого объекта.

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		8

## КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

ОАО «ЭнСер» - предприятие промышленной энергетики, основной задачей которого является обеспечение энергоресурсами и оказание услуг потребителям: ОАО «АЗ «Урал».

Водогрейная котельная №1,2. Чистая производственная среда. Электроприёмники относятся ко второй категории надёжности электроснабжения.

Склад красок. Производственная среда чистая. Электроприёмники относятся к третьей категории надёжности электроснабжения.

Компрессорная. Обеспечивает транспорт газа с помощью энергетического оборудования. Чистая производственная среда. Электроприёмники относятся ко второй категории надёжности электроснабжения.

Прессово-кузовной цех. Производится штамповка кузовных деталей. Чистая производственная среда. Электроприёмники относятся ко второй категории надёжности электроснабжения.

Цех Нормаль. Изготовление крепежных деталей, таких как гайки, заклепки и другие мелкие детали. Чистая производственная среда. Электроприёмники относятся ко второй категории надёжности электроснабжения.

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		9

## ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Таблица 1 – Электроприемники 0,4 кВ Водогрейной котельной №1

№ п.п.	Наименование оборудования	Р <sub>ном</sub> , кВт	Количество потребителей
<b>СЭН-11</b>			
1	Всас СЭН-11	8	1
2	Выдача СЭН-11	8	1
3	Ремонтный рубильник деаэрационной площадки	5,5	1
<b>РП-101</b>			
4	Вентиляторы горелок ПТВМ-1	7	8
<b>РП-102</b>			
5	Сварочный аппарат	5,5	1
6	Эжекторный насос	5	2
<b>РП-103</b>			
7	Вентиляторы горелок ПТВМ-1	7	8
<b>РП-107</b>			
8	Тельфер сетевой	1,5	1
9	Вентилятор калорифера	1,5	1
10	Кран-балка	1,5	1
11	Вентилятор	11	1
<b>РП-108</b>			
12	Насос кислотный	5,5	1
13	Тельфер деаэрат.	1,5	1
14	Калорифер ХВО	1,5	1
15	Калорифер ВК-1	1,5	1
16	Калорифер ВК-3	1,5	1
<b>РП-109</b>			
17	Кран-балка	1,5	1
18	Калорифер для завесы	2	1
<b>ПТВМ-2</b>			
19	Вентилятор	10	16
20	Вентилятор обдува отсекаателя	1	1
21	Вентилятор обдува трансформатора	1	1
<b>РП-112</b>			
22	Задвижка	0,6	10
<b>РП-110</b>			
23	Задвижка	0,6	2
24	Задвижка всас. СЭН3	4	1
25	Задвижка СЭН3	4	1
26	Задвижка выдача СЭН3	8	1
27	Задвижка всас. СЭН4	4	1
<b>РП-114</b>			
28	Исполнительные механизмы горелок ПТВМ-1	0,6	6

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

13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР

Лист

10



Продолжение таблицы 1

№ п.п.	Наименование оборудования	Р <sub>ном</sub> , кВт	Количество потребителей
<b>РП-115</b>			
29	Исполнительные механизмы горелок ПТВМ-1	0,6	4
<b>РП-116</b>			
30	Исполнительные механизмы горелок ПТВМ-1	0,6	6
<b>РП-117</b>			
31	Исполнительные механизмы горелок ПТВМ-1	0,6	6
<b>РП-113</b>			
32	Задвижка	4	8
<b>РП-106</b>			
33	Конденсатный электронасос	5	1
34	Кондиционер ф.с	3,5	1
35	Тельфер	1,5	1
<b>РП-105</b>			
36	Задвижка сырой воды	5	1
37	Конденсатный электронасос	5	2
38	Тельфер	1,5	1
39	Вытяжка вентиляционная	2	1
40	Перекачной насос	6	1
41	Кран-балка	6	1
<b>РП-132</b>			
42	Задвижка газа	0,6	15
43	Задвижка мазута	0,6	22
44	Задвижка сеть воды	4	1
45	Задвижка воды за котлом №2	0,6	1
46	Задвижка воздуха	0,6	4
47	Задвижка газа	0,5	1
48	МЭО газ	0,5	1
49	МЭО дым	0,5	2
50	МЭО мазут	0,5	2
<b>РП-130</b>			
51	Дренажный насос	2,2	1
52	Напорный насос	50	2
53	Лебедка	3	1
54	Насос обезвоженного мазута	3	1
55	Калорифер	2,2	1
<b>РП-131</b>			
56	Лебедка	3	2
57	Напорный насос	50	1
58	Шестеренчатый насос	30	1
59	Глубинный насос	50	2
60	Тельфер	1,5	1
61	Вентилятор	1,5	2

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

13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР

Лист

11

Продолжение таблицы 1

№ п.п.	Наименование оборудования	$P_{\text{ном}}$ , кВт	Количество потребителей
<b>I секция</b>			
62	Питательный насос	132	1
63	Насос декорбанизированной воды №3	22	1
<b>II секция</b>			
64	Насос декорбанизированной воды №1,2	22	2
65	Насос сырой воды №3	30	1

Таблица 2 – Данные электроприемников предприятия до 1 кВ

№ цеха на плане	Наименование цеха, отделения, участка	$P_{\text{ном}}$ , кВт	$N_{\Sigma}$	$K_{\text{и. А}}$	$\cos\varphi$
1	Водогрейная котельная №1				
2	Водогрейная котельная №2				
3	Склад красок	105	14	0,25	0,5
4	Компрессорная	401	30	0,8	0,85
5	Прессово-кузовной цех	8206	314	0,6	0,8
6	Цех Нормаль	4447	253	0,6	0,85

Таблица 3 – Данные электроприемников предприятия свыше 1 кВ

№ цеха на плане	Наименование цеха, отделения, участка	Вид высоковольтных электроприёмников	$P_{\text{ном}}$ , кВт	$n$ , шт	$k_{\text{и. а}}$	$\cos\varphi$
1	Водогрейная котельная №1	СЭН-1,2,10,4	630	4	0,7	0,9
		СЭН-3	800	1	0,8	0,9
2	Водогрейная котельная №2	ДВ-2	200	1	0,75	0,9
		СЭН-9	800	1	0,7	0,9
		СЭН-12,7,8	630	3	0,7	0,9
		ДС-1,2	250	2	0,8	0,9

Номинальные напряжения всех высоковольтных приемников – 6 кВ.

Таблица 4 – Общая информация о предприятии

Расстояние от предприятия до подстанции энергосистемы, км		7,5
Существующие уровни напряжений $U_1$ на подстанции энергосистемы, кВ		110
Мощность короткого замыкания (МВА) на шинах подстанции энергосистемы напряжением $U_1$		2665
Наивысшая температура, °С	Окружающего воздуха	22,2
	Почвы (на глубине 0,7 м)	15,2
Коррозионная активность грунта предприятия		Слабая
Блуждающие токи в грунте		Есть

## 1. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

### 1.1. Расчёт электрических нагрузок водогрейной котельной №1

Расчёт электрических нагрузок по узлам проектируемой системы электроснабжения производится согласно руководящим техническим материалам по расчёту электрических нагрузок – РТМ 36.18.32.4-92 [1].

Расчёт электрических нагрузок начинается с нахождения расчётной мощности  $P_p$  и  $Q_p$  приёмников по выражениям:

$$P_p = K_{p.a} \cdot \sum_{i=1}^n K_{и.аi} \cdot P_{номi} \quad (1.1)$$

$$Q_p = K_{p.p} \cdot \sum_{i=1}^n K_{и.аi} \cdot P_{номi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i \quad (1.2)$$

где

$n$ - число групп электроприемников, подключенных к распределительному шинопроводу данного участка цеха, у которых одинаковыми являются как номинальные мощности, так и значения  $K_{и.аi}$  и  $\operatorname{tg}\varphi_i$  ;

$K_{p.a}$  – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, определяемый для питающих сетей до 1 кВ в зависимости от  $n_э$  и  $K_{и}$ ;

$K_{и.аi}$  - коэффициент использования электроприемников  $i$ -го типа.

$\operatorname{tg}\varphi_i$ - средневзвешанный коэффициент реактивной мощности электроприемников  $i$ -го типа, найденный по средневзвешанному коэффициенту мощности  $\cos\varphi_i$ .

$n_э$  - эффективное число электроприемников для участка цеха, питающегося от распределительного шинопровода. Согласно:

$$n_э = \frac{(\sum_{i=1}^m P_{ни})^2}{\sum_{i=1}^m [n_i \cdot (P_{ни})^2]} \quad (1.3)$$

Средневзвешанный коэффициент использования найдем по формуле:

$$K_{и} = \frac{\sum_{i=1}^m (K_{ни} \cdot P_{ни})}{\sum_{i=1}^m (P_{ни})} \quad (1.4)$$

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		14

По рассчитанным значениям  $K_{и}$  и  $n_{э}$  находим коэффициент расчётной нагрузки по активной мощности (табл. П1).

По рассчитанной  $n_{э}$  находим коэффициент расчётной нагрузки по реактивной мощности:

$$K_{р.р} \approx 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_{э}}}. \quad (1.5)$$

Расчетные полную мощность и ток найдем по известным формулам:

$$S_p = \sqrt{(P_p)^2 + (Q_p)^2}. \quad (1.6)$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (1.7)$$

где  $U_H$  - номинальное напряжение сети 0,4 кВ.

Для участков и отделений результаты расчетов по формулам (1.1) – (1.7) представлены в таблице 5.

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		15

Таблица 5 – Расчёт электрических нагрузок Водогрейной котельной №1

Исходные данные				Расчётные величины					Расчётная мощность			I <sub>p</sub> , А			
По заданию технологов			Справочные		k <sub>на</sub> P <sub>ном</sub> , кВт	k <sub>на</sub> P <sub>ном</sub> tgφ, квар	np <sup>2</sup> <sub>ном</sub> , кВт <sup>2</sup>	n <sub>э</sub>	K <sub>р.а</sub>	K <sub>р.р</sub>	P <sub>p</sub> , кВт		Q <sub>p</sub> , квар	S <sub>p</sub> , кВА	
Наименование узлов СЭС и электроприёмников	n, шт	Номинальная мощность, кВт	k <sub>на</sub>	cos φ / tg φ											
		P <sub>ном</sub>													
<b>СЭН-11</b>															
1. Всас СЭН-11	1	8	8	0,65	0,8 / 0,75	5,2	3,9	64							
2. Выдача СЭН-11	1	8	8	0,65	0,8 / 0,75	5,2	3,9	64							
3. Ремонтный рубанок деаэрационной площадки	1	5,5	5,5	0,12	0,4 / 2,29	0,66	1,5	30,25							
<b>Итого по СЭН-11</b>	<b>3</b>		<b>21,5</b>	<b>0,5</b>		<b>11,06</b>	<b>9,3</b>	<b>158,25</b>	<b>2,9</b>	<b>1,34</b>	<b>1,1</b>	<b>14,82</b>	<b>10,22</b>	<b>18</b>	<b>25,98</b>
<b>РП-101</b>															
4. Вентиляторы горелок ПТВМ-1	8	7	56	0,65	0,8 / 0,75	36,4	27,3	392							
<b>Итого по РП-101</b>	<b>8</b>		<b>56</b>	<b>0,7</b>		<b>36,4</b>	<b>27,3</b>	<b>392</b>	<b>8,0</b>	<b>1</b>	<b>1,1</b>	<b>36,40</b>	<b>28,91</b>	<b>46</b>	<b>67,09</b>
<b>РП-102</b>															
5. Сварочный аппарат	1	5,5	5,5	0,35	0,7 / 1,02	1,93	1,96	30,25							
6. Эжекторный насос	2	5	5	0,65	0,8 / 0,75	3,25	2,44	50							
<b>Итого по РП-102</b>	<b>3</b>		<b>10,5</b>	<b>0,5</b>		<b>5,18</b>	<b>4,4</b>	<b>80,25</b>	<b>1,4</b>	<b>1,6</b>	<b>1,1</b>	<b>8,28</b>	<b>5,03</b>	<b>10</b>	<b>13,98</b>
<b>РП-103</b>															
7. Вентиляторы горелок ПТВМ-1	8	7	56	0,65	0,8 / 0,75	36,40	27,30	392							
<b>Итого по РП-103</b>	<b>8</b>		<b>56</b>	<b>0,7</b>		<b>36,4</b>	<b>27,3</b>	<b>392</b>	<b>8,0</b>	<b>1</b>	<b>1,1</b>	<b>36,40</b>	<b>28,91</b>	<b>46</b>	<b>67,09</b>
<b>РП-107</b>															
8. Тельфер сетевой	1	1,5	1,5	0,35	0,5 / 1,73	0,53	0,91	2,25							
9. Вентилятор калорифера	1	1,5	1,5	0,65	0,8 / 0,75	0,98	0,73	2,25							
10. Кран-балка	1	1,5	1,5	0,15	0,5 / 1,73	0,23	0,39	2,25							
11. Вентилятор	1	11	11	0,65	0,8 / 0,75	7,15	5,36	121							
<b>Итого по РП-107</b>	<b>4</b>		<b>15,5</b>	<b>0,6</b>		<b>8,88</b>	<b>7,4</b>	<b>127,75</b>	<b>1,9</b>	<b>1,33</b>	<b>1,1</b>	<b>11,80</b>	<b>8,29</b>	<b>14</b>	<b>20,82</b>
<b>РП-108</b>															
12. Насос кислотный	1	5,5	5,5	0,65	0,8 / 0,75	3,58	2,68	30,25							
13. Тельфер деаэрат.	1	1,5	1,5	0,35	0,5 / 1,73	0,53	0,91	2,25							
14. Калорифер ХВО	1	1,5	1,5	0,65	0,8 / 0,75	0,98	0,73	2,25							

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата

13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР

Продолжение таблицы 5

Исходные данные					Расчётные величины				Расчётная мощность			$I_p, A$			
По заданию технологов			Справочные		$k_{на} P_{ном}$ , кВт	$k_{на} P_{ном} \text{tg}\varphi$ , квар	$n p_{ном}^2$ , кВт <sup>2</sup>	$n_э$	$K_{р.а}$	$K_{р.р}$	$P_p, кВт$		$Q_p, квар$	$S_p, кВА$	
Наименование узлов СЭС и электроприёмников	$n$ , шт	Номинальная мощность, кВт	$k_{на}$	$\frac{\cos \varphi}{\text{tg} \varphi}$											
		$P_{ном}$			$P_{ном}$										
15. Калорифер ВК-1	1	1,5	1,5	0,65	0,8 0,75	0,98	0,73	2,25							
16. Калорифер ВК-3	1	1,5	1,5	0,65	0,8 0,75	0,98	0,73	2,25							
<b>Итого по РП-108</b>	<b>5</b>		<b>11,5</b>	<b>0,6</b>		<b>7,03</b>	<b>5,8</b>	<b>39,25</b>	<b>3,4</b>	<b>1,18</b>	<b>1,1</b>	<b>8,29</b>	<b>6,31</b>	<b>10</b>	<b>15,04</b>
<b>РП-109</b>															
17. Кран-балка	1	1,5	1,5	0,15	0,5 1,73	0,23	0,39	2,25							
18. Калорифер для завесы	1	2	2	0,65	0,8 0,75	1,30	0,98	4							
<b>Итого по РП-109</b>	<b>2</b>		<b>3,5</b>	<b>0,4</b>		<b>1,53</b>	<b>1,4</b>	<b>6,25</b>	<b>2,0</b>	<b>1,98</b>	<b>1,1</b>	<b>3,02</b>	<b>1,53</b>	<b>3</b>	<b>4,88</b>
<b>ПТВМ-2</b>															
19. Вентилятор	16	10	160	0,65	0,8 0,75	104,00	78,00	1600							
20. Вентилятор обдува отсекателя	1	1	1	0,65	0,8 0,75	0,65	0,49	1							
21. Вентилятор обдува трансформатора	1	1	1	0,65	0,8 0,75	0,65	0,49	1							
<b>Итого по ПТВМ-2</b>	<b>18</b>		<b>162</b>	<b>0,7</b>		<b>105,30</b>	<b>79,0</b>	<b>1602</b>	<b>16,4</b>	<b>1</b>	<b>1,0</b>	<b>105,30</b>	<b>82,23</b>	<b>134</b>	<b>192,84</b>
<b>РП-112</b>															
22 Задвижка	10	0,6	6	0,24	0,65 1,17	1,44	1,68	3,6							
<b>Итого по РП-112</b>	<b>10</b>		<b>6</b>	<b>0,2</b>		<b>1,44</b>	<b>1,68</b>	<b>3,6</b>	<b>10,0</b>	<b>1,39</b>	<b>1,1</b>	<b>2,00</b>	<b>1,77</b>	<b>3</b>	<b>3,86</b>
<b>РП-110</b>															
23. Задвижка	2	0,6	1,2	0,24	0,65 1,17	0,29	0,34	0,72							
24. Задвижка всас. СЭН-3	1	4	4	0,24	0,65 1,17	0,96	1,12	16							
25. Задвижка СЭН-3	1	4	4	0,24	0,65 1,17	0,96	1,12	16							
26. Задвижка	1	8	8	0,24	0,65	1,92	2,24	64							

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата

13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР

выдача СЭН-3					1,17										
27. Задвижка всас. СЭН-4	1	4	4	0,24	0,65 1,17	0,96	1,12	16							
<b>Итого по РП-110</b>	6		21,2	0,2		5,09	5,9	112,72	4,0	1,91	1,1	9,72	6,45	12	16,83

Продолжение таблицы 5

Исходные данные					Расчётные величины				Расчётная мощность				$I_p, A$		
По заданию технологов				Справочные		$k_{на} P_{ном}$ , кВт	$k_{на} P_{ном} tg\varphi$ , квар	$n p^2_{ном}$ , кВт <sup>2</sup>	$n_э$	$K_{р.а}$	$K_{р.р}$	$P_p$ , кВт		$Q_p$ , квар	$S_p$ , кВА
Наименование узлов СЭС и электроприёмников	$n$ , шт	Номинальная мощность, кВт		$k_{на}$	$\frac{\cos \varphi}{tg \varphi}$										
		$P_{ном}$	$P_{ном}$												
<b>РП-114</b>															
28. Исполнительные механизмы горелок ПТВМ-1	6	0,6	3,6	0,35	0,5 1,73	1,26	2,18	2,16							
<b>Итого по РП-114</b>	6		3,6	0,4		1,26	2,18	2,16	6,0	1,14	1,1	1,44	2,33	3	3,95
<b>РП-115</b>															
29. Исполнительные механизмы горелок ПТВМ-1	4	0,6	2,4	0,35	0,5 1,73	0,84	1,45	1,44							
<b>Итого по РП-115</b>	4		2,4	0,4		0,84	1,45	1,44	4,0	1,25	1,1	1,05	1,57	2	2,73
<b>РП-116</b>															
30. Исполнительные механизмы горелок ПТВМ-1	6	0,6	3,6	0,35	0,5 1,73	1,26	2,18	2,16							
<b>Итого по РП-116</b>	6		3,6	0,4		1,26	2,18	2,16	6,0	1,14	1,1	1,44	2,33	3	3,95
<b>РП-117</b>															
31. Исполнительные механизмы горелок ПТВМ-1	6	0,6	3,6	0,35	0,5 1,73	1,26	2,18	2,16							
<b>Итого по РП-117</b>	6		3,6	0,4		1,26	2,18	2,16	6,0	1,14	1,1	1,44	2,33	3	3,95
<b>РП-113</b>															
32. Задвижка	8	4	32	0,24	0,65 1,17	7,68	8,98	128							
<b>Итого по РП-113</b>	8		32	0,2		7,68	8,98	128	8,0	1,14	1,1	8,76	9,51	13	18,66

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата

13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР



<b>РП-106</b>																
33. Конденсатный электронасос	1	5	5	0,65	0,8 0,75	3,25	2,44	25								
34. Кондиционер ф.с.	1	3,5	3,5	0,65	0,8 0,75	2,28	1,71	12,25								
35. Тельфер	1	1,5	1,5	0,35	0,5 1,73	0,53	0,91	2,25								
<b>Итого по РП-106</b>	<b>3</b>		<b>10</b>	<b>0,6</b>		<b>6,05</b>	<b>5,1</b>	<b>39,5</b>	<b>2,5</b>	<b>1,27</b>	<b>1,1</b>	<b>7,68</b>	<b>5,58</b>	<b>9</b>	<b>13,71</b>	
<b>РП-105</b>																
36. Задвижка сырой воды	1	5	5	0,24	0,65 1,17	1,20	1,40	25								
37. Конденсатный электронасос	2	5	10	0,65	0,8 0,75	6,50	4,88	50								

Продолжение таблицы 5

Исходные данные					Расчётные величины				Расчётная мощность				$I_p, A$			
По заданию технологов			Справочные		$k_{на} P_{ном},$ кВт	$k_{на} P_{ном} tg\varphi,$ квар	$np^2_{ном},$ кВт <sup>2</sup>	$n_э$	$K_{p.a}$	$K_{p.p}$	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ квар		$S_p,$ кВА		
Наименование узлов СЭС и электроприёмников	$n,$ шт	Номинальная мощность, кВт		$k_{на}$											$\frac{\cos\varphi}{tg\varphi}$	
		$P_{ном}$	$P_{ном}$													
38. Тельфер	1	1,5	1,5	0,35	0,5 1,73	0,53	0,91	2,25								
39. Вытяжка вентиляционная	1	2	2	0,65	0,8 0,75	1,30	0,98	4								
40. Перекачной насос	1	6	6	0,65	0,8 0,75	3,90	2,93	36								
41. Кран-балка	1	6	6	0,15	0,5 1,73	0,90	1,56	36								
<b>Итого по РП-105</b>	<b>7</b>		<b>30,5</b>	<b>0,5</b>		<b>14,33</b>	<b>12,6</b>	<b>153,25</b>	<b>6,1</b>	<b>1,13</b>	<b>1,1</b>	<b>16,19</b>	<b>13,50</b>	<b>21</b>	<b>30,42</b>	
<b>РП-132</b>																
42. Задвижка газа	15	0,6	9	0,24	0,65 1,17	2,16	2,53	5,4								
43. Задвижка мазута	22	0,6	13,2	0,24	0,65 1,17	3,17	3,70	7,92								
44. Задвижка сеть	1	4	4	0,24	0,65	0,96	1,12	16								

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата

13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР

воды					1,17											
45. Задвижка воды за котлом №2	1	0,6	0,6	0,24	0,65 1,17	0,14	0,17	0,36								
46. Задвижка воздуха	4	0,6	2,4	0,24	0,65 1,17	0,58	0,67	1,44								
47. Задвижка газа	1	0,5	0,5	0,24	0,65 1,17	0,12	0,14	0,25								
48. МЭО газ	1	0,5	0,5	0,24	0,65 1,17	0,12	0,14	0,25								
49. МЭО дым	2	0,5	1	0,24	0,65 1,17	0,24	0,28	0,5								
50. МЭО мазут	2	0,5	1	0,24	0,65 1,17	0,24	0,28	0,5								
<b>Итого по РП-132</b>	49		32,2	0,2		7,73	9,0	32,62	31,8	1,05	1,0	8,11	9,30	12	17,82	
<b>РП-130</b>																
51. Дренажный насос	1	2,2	2,2	0,65	0,8 0,75	1,43	1,07	4,84								
52. Напорный насос	2	50	100	0,65	0,8 0,75	65,00	48,75	5000								
53. Лебедка	1	3	3	0,15	0,5 1,73	0,45	0,78	9								
54. Наос обезвоженного мазута	1	3	3	0,65	0,8 0,75	1,95	1,46	9								

Продолжение таблицы 5

Исходные данные				Расчётные величины					Расчётная мощность				$I_p, A$		
По заданию технологов			Справочные		$k_{на} P_{ном},$ кВт	$k_{на} P_{ном} \text{tg} \varphi,$ квар	$np^2_{ном},$ кВт <sup>2</sup>	$n_э$	$K_{p.a}$	$K_{p.p}$	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ квар		$S_p,$ кВА	
Наименование узлов СЭС и электроприёмников	$n,$ шт	Номинальная мощность, кВт	$k_{на}$	$\frac{\cos \varphi}{\text{tg} \varphi}$											
		$P_{ном}$													
55. Калорифер	1	2,2	2,2	0,65	0,8 0,75	1,43	1,07	4,84							
<b>Итого по РП-130</b>	6		110,4	0,6		70,26	53,1	5027,68	2,4	1,27	1,1	89,23	58,82	107	154,26
<b>РП-131</b>															

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата

13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР

Лист

20

56. Лебедка	2	3	6	0,15	0,5 1,73	0,90	1,56	18							
57. Напорный насос	1	50	50	0,65	0,8 0,75	32,50	24,38	2500							
58. Шестеренчатый насос	1	30	30	0,65	0,8 0,75	19,50	14,63	900							
59. Глубинный насос	2	50	100	0,65	0,8 0,75	65,00	48,75	5000							
60. Тельфер	1	1,5	1,5	0,35	0,5 1,73	0,53	0,91	2,25							
61. Вентилятор	2	1,5	3	0,65	0,8 0,75	1,95	1,46	4,5							
<b>Итого по РП-131</b>	9		190,5	0,6		120,38	91,7	8424,75	4,3	1,12	1,1	134,82	99,04	167	241,46
<b>I секция</b>															
62. Питательный насос	1	132	132	0,8	0,8 0,75	105,60	79,20	17424							
63. Насос декорбанизированной воды №3	1	22	22	0,8	0,8 0,75	17,60	13,20	484							
<b>Итого по I секции</b>	2		154	0,8		123,20	92,4	17908	1,3	1	1,1	123,20	105,78	162	234,38
<b>II секция</b>															
64. Насос декорбанизированной воды №1,2	2	22	44	0,8	0,8 0,75	35,20	26,40	968							
65. Насос сырой воды №3	1	30	30	0,8	0,8 0,75	24,00	18,00	900							
<b>Итого по II секции</b>	3		74	0,8		59,20	44,4	1868	2,9	1	1,1	59,20	48,72	77	110,67
<b>Итого по ВК-1</b>	176		1010,5	0,6	0,8	631,73	494,78	36503,8	28	0,85	1	536,97	420,56	682	984,47

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата

13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР

Лист

21

## 1.2. Расчет электрических нагрузок по предприятию

Для остальных цехов в исходных данных заданы: суммарная установленная мощность электроприемников, эффективное число электроприемников, средневзвешанные по цеху коэффициент использования и коэффициент мощности.

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

$$P_{\text{ср}} = k_{\text{иа}} P_{\text{ном}} \quad (1.8)$$

Средняя реактивная нагрузка за наиболее загруженную смену определяется как :

$$Q_{\text{ср}} = P_{\text{ср}} \operatorname{tg} \varphi \quad (1.9)$$

Расчетные активную  $P_{\text{р}}$  и реактивную  $Q_{\text{р}}$  нагрузки определим по выражениям (1.1) и (1.2).

Расчетная осветительная нагрузка  $P_{\text{р.осв}}$  вычисляется по выражению (1.10) с учетом площади производственной поверхности пола  $F_{\text{ц}}$  цеха, определяемой по генплану предприятия, удельной осветительной нагрузки  $P_{\text{уд.осв}}$  и коэффициента спроса на освещение  $K_{\text{с.осв}}$ .

$$P_{\text{р.осв}} = K_{\text{с.осв}} P_{\text{уд.осв}} F_{\text{ц}} \quad (1.10)$$

$$Q_{\text{р.осв}} = P_{\text{р.осв}} \operatorname{tg} \varphi \quad (1.11)$$

После суммирования нагрузок  $P_{\text{р}}$  и  $P_{\text{р.осв}}$  и нагрузок  $Q_{\text{р}}$  и  $Q_{\text{р.осв}}$  вычисляется полная расчетная низковольтная нагрузка цеха  $S_{\text{р}}$  по формуле (1.5).

После нахождения нагрузок всех цехов, рассчитывается строка «Итого по нагрузке 0,4 кВ», в которой суммируются по колонкам номинальные активные мощности  $P_{\text{ном}}$ , средние активные  $P_{\text{ср}}$  и реактивные  $Q_{\text{ср}}$  нагрузки и расчетные осветительные нагрузки  $P_{\text{р.осв}}$ .

В результате расчетов, проведенных по формулам (1.1) – (1.11), полученные данные заносим в таблицу 6.

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		22

Таблица 6 – Расчёт электрических нагрузок группы цехов завода среднего машиностроения

Наименование цехов и узлов СЭС	$n_3$	$P_{ном},$ кВт	$K_{на}$	$\cos\varphi$	$P_c,$ кВт	$Q_c,$ квар	$K_{ра}$	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ квар	$F_{ц},$ м <sup>2</sup>	$P_{уд.о},$ кВт/м <sup>2</sup>	$\cos\varphi_0$	$K_{с.о}$	$P_{p.о},$ кВт	$Q_{p.о},$ квар	$P_p +$ $+ P_{p.о},$ кВт	$Q_p +$ $+ Q_{p.о},$ квар	$S_{p.Σ},$ кВ·А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
<b>Нагрузка 0,4 кВ</b>																		
1. Водогрейная котельная №1	28	1010,5	0,6	0,8	606,3	454,7	0,85	606,3	489,8	1294	0,02	0,8	0,85	16	12	623	502	800
2. Водогрейная котельная №2	40	2164,3	0,6	0,9	1298,6	629	0,85	1298,6	669,5	5951	0,02	0,8	0,85	76	57	1374	726	1555
3. Склад красок	14	105	0,25	0,5	26,25	45,5	1,27	33,34	50,4	1960	0,01	0,7	0,85	17	17	50	67	84
4. Компрессорная	30	401	0,8	0,85	320,8	199	0,85	320,8	213,6	2650	0,01	0,7	0,85	27	28	348	241	423
5. Прессово-кузовной цех	314	8206	0,6	0,8	4923,6	3692,7	0,8	4923,6	3777,8	18228	0,02	0,8	0,85	232	174	5156	3952	6496
6. Цех Нормаль	253	4447	0,6	0,85	2668,2	1653,6	0,8	2135	1323	20070	0,015	0,8	0,85	256	192	2391	1515	3481
7. Освещение территории										806000	0,002	0,7	0,9	1477	1507	1477	1507	2110
<b>Итого по 0,4 кВ</b>		16334			9844	6669		7999	5421					2095	1583	10094	8265	14559
<b>Нагрузка 6 Кв</b>																		
1. Водогрейная котельная №1																		
СЭН	4	2520	0,7	0,9	1764	-854	1	1764	-854									
СЭН-3	1	800	0,8	0,9	640	-310	1	640	-310									
2. Водогрейная котельная №2																		
ДВ-2	1	200	0,75	0,9	150	-73	1	150	-73									
СЭН-9	1	800	0,7	0,9	560	-271	1	560	-271									
СЭН	3	1890	0,7	0,9	1323	-641	1	1323	-641									
ДС	2	500	0,8	0,9	400	-194	1	400	-194									
<b>Итого по 6 кВ</b>		6460			4837	-2343		4837	-2343									
<b>Итого</b>		22794			14681	4326		12836	3078									

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата

13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР

### 1.3. Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия

Картограмма нагрузок – окружности, размещенные на генеральном плане, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади окружностей пропорциональны расчетным активным нагрузкам. Каждая окружность делится на секторы, площади которых пропорциональны активным нагрузкам электроприемников с напряжением до 1 кВ, электроприемников с напряжением выше 1 кВ и электрического освещения. При этом радиус окружности и угла секторов для каждого цеха соответственно определяются:

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

Где  $P_{pi}$  – расчетная активная нагрузка,  $m$  – масштаб площадей картограммы нагрузок.

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

Где  $P_{p.min}$  – минимальная расчетная активная мощность одного цеха,  $R_{min}$  – минимальный радиус,  $R_{min}=5$  мм.

Углы секторов для каждого цеха определяются по формулам:

$$\alpha_{vi} = 360^\circ \frac{P_{pvi}}{P_{p\sigma i}}; \quad \alpha_{ni} = 360^\circ \frac{P_{pni}}{P_{p\sigma i}}; \quad \alpha_{oi} = 360^\circ \frac{P_{poi}}{P_{p\sigma i}} \quad (1.15)$$

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

$$X_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i P_{p\sigma i}}{\sum_{i=1}^n P_{p\sigma i}}; \quad Y_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n y_i P_{p\sigma i}}{\sum_{i=1}^n P_{p\sigma i}} \quad (1.16)$$

Где  $x_i$  – координата центра электрических нагрузок  $i$ -го цеха по оси абсцисс;  $y_i$  – координата центра электрических нагрузок  $i$ -го цеха по оси ординат;  $P_{p\sigma i}$  – суммарная расчетная активная нагрузка  $i$ -го цеха.

Результаты расчетов, произведенных по формулам (1.13) – (1.16) сведены в таблицу 7.

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

13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР

Таблица 7 – Расчёт картограммы электрических нагрузок

Наименование цеха	$P_{p\Sigma}$ , кВт	$P_{p.n}$ , кВт	$P_{p.o}$ , кВт	$P_{p.v}$ , кВт	x, м	y, м	R, мм	$\alpha_{ni}$ , град	$\alpha_{oi}$ , град	$\alpha_{vi}$ , град
1. Водогрейная котельная №1	3026,3	606,3	16	2404	644	518	39	72	2	286
2. Водогрейная котельная №2	3807,6	1298,6	76	2433	54	675	44	123	7	230
3. Склад красок	50	33,34	17		15	448	5	240	122	
4. Компрессорная	348	320,8	27		507	224	13	332	28	
5. Прессово-кузовной цех	5156	4923,6	232		1070	330	51	344	16	
6. Цех Нормаль	2924	2668,2	256		1064	48	38	329	32	
Итого	15311,9				716	397				

Выводы по разделу один:

В данном разделе определена мощность водогрейной котельной №1 и группы цехов предприятия, а также найдены координаты центра электрических нагрузок.

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

13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР

Лист

26



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

Задача выбора цеховых трансформаторов достаточно многогранна задачей и состоит из ряда таких подзадач как:

- целесообразность установки ТП;
- выбор типа трансформаторов;
- выбор схемы соединения обмоток трансформатора;
- выбор мощности трансформаторов;
- выбор количества трансформаторов;
- выбор местоположения ТП.

Вопрос о целесообразности установки собственной цеховой ТП возникает при наличии на предприятии относительно небольших по нагрузке цехов и при числе типа габаритов трансформаторов более пяти. Под небольшой нагрузкой будем понимать цеха со средней мощностью за наиболее загруженную смену равной и меньше 100 кВт. Отметим, что указанную среднюю мощность цеха надо воспринимать как ориентировочное значение, относительно которого будет приниматься первые шаги в выборе ТП.

Вторая причина, которая заставляет задуматься о целесообразности цеховой ТП – это большое количество типа габаритов трансформаторов. Это объясняется тем, что при большом количестве типа габаритов трансформаторов возрастает складской резерв трансформаторов (холодный резерв) на предприятии. Это приводит к определённым трудностям в эксплуатации и, главным образом, к увеличению капитальных затрат на СЭС.

Суть пятнадцатитысячного правила заключается в том, что если произведение полной расчётной мощности цеха ( $S_{р.ц}$ , кВт·А) с небольшой нагрузкой умножить на расстояние ( $L_{ТП-НРП}$ , м) до ближайшей ТП и это

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР	Лист
						27
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

произведение получается менее 15000 кВ·А·м, то установку в приближении можно считать целесообразной, т. е.

$$S_{p,ц} L_{ТП-НПП} < 15000 \text{ кВ}\cdot\text{А}\cdot\text{м} \quad (2.1)$$

Плотность нагрузки цеха определяется по выражению:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{ц}}, \quad (2.2)$$

где  $S_p$  – полная расчётная мощность цеха, кВ·А;  $F_{ц}$  – производственная площадь цеха, м<sup>2</sup>.

Таблица 8 - Зависимость экономически целесообразной единичной мощности трансформаторов  $S_{э,т}$  от плотности  $\sigma$  нагрузки цеха

$\sigma$ , кВ·А/м <sup>2</sup>	0,03...0,05	0,05...0,06	0,06...0,08	0,08...0,11	0,11...0,14
$S_{э,т}$ , кВ·А	250	400	500	630	800
$\sigma$ , кВ·А/м <sup>2</sup>	0,14...0,18	0,18...0,25	0,25...0,34	0,34...0,5	> 0,5
$S_{э,т}$ , кВ·А	1000	1250	1600	2000	2500

Экономически оправданное число трансформаторов, соответствующее расчётной плотности нагрузки цеха:

$$N_{т,э} = \frac{P_{р,ц}}{k_{з.т.доп.н} S_{т,э}} + \Delta N_{т}, \quad (2.3)$$

где  $P_{р,ц}$  – расчётная нагрузка цеха, кВт;  $k_{з.т.доп.н}$  – допустимый коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме;  $\Delta N_{т}$  – добавка до целого числа.

Оптимальное число трансформаторов по экономическим соображениям:

$$N_{т,опт} = N_{т,э} + m, \quad (2.4)$$

где  $m$  – добавка до оптимального числа трансформаторов.

Число трансформаторов с учётом требований надёжности:

$$N_{т} = \max(N_{т,мин}^H, N_{т,опт}), \quad (2.5)$$

где  $N_{Т.мин}^H$  – минимальное число трансформаторов, определяемое требованиями надёжности к электроснабжению.

Если  $N_{Т.мин}^H > N_{Т.опт}$ , то принимаем  $N_T = N_{Т.мин}^H$  и уточняем мощность трансформаторов:

$$S_{Т. ном} \geq \frac{P_{р.ц}}{K_{з. т. доп. н} N_T} \quad (2.6)$$

Предельное значение реактивной мощности, которую может пропустить трансформатор:

$$Q_{1р} = \sqrt{(N_T k_{з. т. н} S_{Т. ном})^2 - P_{р.ц}^2} \quad (2.7)$$

Фактическое значение реактивной мощности, которая будет проходить через трансформатор:

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

Все расчеты сведены в таблицу 9.

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР	Лист
						29
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

Таблица 9 – Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов

Наименование цехов	Категория надёжности	$P_{р.ц}$ , кВт	$Q_{р.ц}$ , квар	$S_{р.ц}$ , кВт·А	$F_{ц}$ , м <sup>2</sup>	$\sigma$ , кВт·А / м <sup>2</sup>	$S_{т.э}$ , кВт·А	$N_{т.э}$ , шт	$N_{т.мин}$ , шт	м, шт	$N_{т.опт}$ , шт	$S_{т.ном}$ , кВт·А	Кол-во тр-ров в ТП	Номер ТП	$k_{з.т.д}$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
1. Водогрейная котельная №1	2	623	502	800	1294	0,62	2500	1	2	0	1	630	2	ТП-1	0,85	
2. Водогрейная котельная №2	2	1374	726	1555	5951	X										
3. Склад красок	3	50	67	84	1960											
Итого по ТП-2						0,26	1600	1	2	0	1	1000	2	ТП-2	0,85	
4. Компрессорная	2	348	241	423	2650	0,16	1000	1	2	0	1	250	2	ТП-3	0,85	
5. Прессово-кузовной цех	2	5156	3952	6496	18228	0,36	2000	3	2	0	2	2000	4	ТП-4 ТП-5	0,85	
6. Цех Нормаль	2	2924	1515	3481	20070	0,17	1000	4	2	0	2	2000	2	ТП-6	0,85	

Продолжение Таблицы 9

Номер ТП	Тип трансформаторов	$Q_{1р}$ , квар	$Q_1$ , квар	$Q_{к.у}$ , квар	$k_{з.т.н}$	$k_{з.т.а}$	$\Delta P_{xx}$ , кВт	$\Delta P_{кз}$ , кВт	$I_{xx}$ , %	$U_{к.з}$ , %	$\Delta P_T$ , кВт	$\Delta Q_T$ , квар	$P_{т.пр}$ , кВт*	$Q_{т.пр}$ , квар*
1	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
ТП-1	ТМГ-630	871	502	0	0,63	1,26	1,31	8,5	2	5,5	9,4	52,7	632,4	554,7
ТП-2	ТМГ-1000	1001	726	0	0,78	1,56*	2,45	12,2	1,4	5,5	19,7	95	1393,7	821
ТП-3	ТМГ-250	244	241	0	0,85	1,7*	0,74	4,2	2,3	4,5	7,5	27,8	355,5	268,8
ТП-4, ТП-5	ТМГ-2000	4434	3952	0	0,81	1,62*	3,15	19,8	0,8	6	64,6	379	5220,6	4331
ТП-6	ТМГ-2000	1735	1515	0	0,85	1,7*	3,15	19,8	0,8	6	34,9	205,4	2958,9	1720

\* - В послеаварийном режиме необходимо часть потребителей отключить.

Выводы по разделу два:

В данном разделе выбраны трансформаторные подстанции на базе трансформаторов ТМГ. Принято количество и мощность трансформаторов, устанавливаемых в цехах предприятия, с точки зрения экономической эффективности. Кроме установки трансформаторных подстанций рассмотрена возможность установки низковольтных распределительных пунктов (НРП) в цехах с малой нагрузкой.

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		32

### 3. ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ, СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП ПРЕДПРИЯТИЯ

#### 3.1 Рациональное напряжение внешнего электроснабжения

Величина напряжения питания главной понизительной подстанции предприятия определяется присутствием 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 можно оценить по формуле Стилла:

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

где  $l$  – длина питающей ГПП линии,  $P_{\text{р.п}}$  – расчётная активная нагрузка предприятия.

Расчётная активная нагрузка предприятия:

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

Где  $k_{\text{ом}}$  – коэффициент одновременности максимумов;  $P_{\text{р.н}}$  – расчетная активная низковольтная нагрузка всех цехов предприятия;  $P_{\text{р.в}}$  – расчетная активная высоковольтная нагрузка предприятия;  $\Delta P_{\text{т}\Sigma}$  – суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых ТП;  $P_{\text{р.о}}$  – расчетная активная нагрузка освещения предприятия.

$$P_{\text{р.п}} = 0,85 * (7999 + 4837 + 136,1) + 2095 = 13121,3 \text{ кВт}$$

По формуле (3.1):

$$U_{\text{рац}} = 4,34 * \sqrt{7,5 + 0,016 * 13121,3} = 64 \text{ кВ.}$$

### 3.2 Выбор схемы внешнего электроснабжения

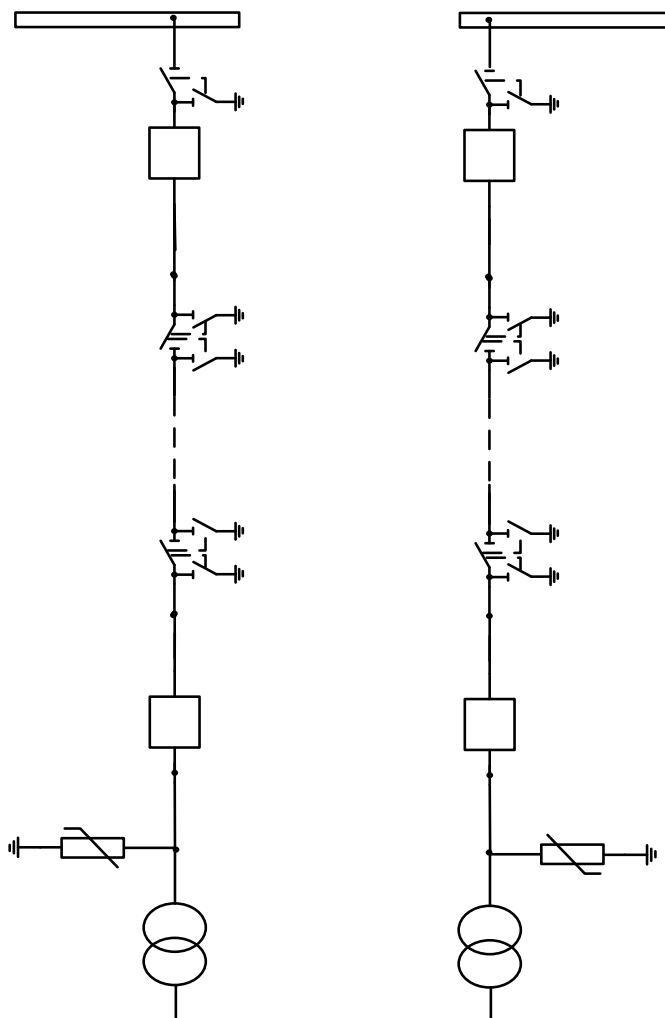


Рис. 1.1 – Схема внешнего электроснабжения

### 3.3 Выбор типа и мощности трансформаторов на главной понизительной подстанции

Полная расчетная нагрузка предприятия, необходимая для выбора силовых трансформаторов ГПП:

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{\sqrt{(K_{\text{I-II}} P_{\text{р.п}})^2 + (Q_{\text{э}} - \Delta Q_{\text{т.ГПП}})^2}}{k_{\text{з.т.н.}} N_{\text{т}}}, \quad (3.3)$$

Где  $k_{\text{з.т.н.}}$  – коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме;  $K_{\text{I-II}}$  – весовой коэффициент расчётной мощности потребителей

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР

Лист

34



первой и второй категории надёжности;  $N_T$  - число трансформаторов, установленных на ГПП;  $Q_э$  - предельное значение реактивной мощности, которую будет передавать энергосистема;  $\Delta Q_{т.ГПП}$  - потери реактивной мощности в трансформаторах, установленных на ГПП.

Под весовым коэффициентом потребителей первой и второй категории надёжности электроснабжения определяется отношение расчетной мощности потребителей данных категорий к суммарной расчетной мощности предприятия:

$$K_{I-II} = \frac{P_{р.п} - P_{(III)}}{P_{р.п}} \quad (3.4)$$

Где  $P_{(III)}$  - расчетная мощность потребителей третьей категории надёжности по электроснабжению.

$$K_{I-II} = \frac{13121,3 - 50}{13121,3} = 0,996$$

Предельное значение реактивной мощности, которую будет передавать энергосистема, рассчитывается по выражению:

$$Q_э^{пред} = P_{р.п} \operatorname{tg} \varphi_э^{пред} \quad (3.5)$$

Где  $\operatorname{tg} \varphi_э^{пред}$  - предельное (нормируемое) значение коэффициента реактивной мощности.

Для номинального напряжения сети 110 кВ:

$$Q_э^{пред} = 13121,3 * 0,5 = 6560,7 \text{ квар}$$

Число трансформаторов на ГПП, как правило, принимается равным двум.

Значение потерь реактивной мощности в двух трансформаторах, установленных на ГПП:

$$\Delta Q_{т.ГПП} \approx 0,07 \sqrt{P_{р.п}^2 + Q_э^2} \quad (3.6)$$

Для номинального напряжения 110 кВ:

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		35

$$\Delta Q_{\text{т.ГПП}} = 0,07\sqrt{13121,3^2 + 6560,7^2} = 1027 \text{ квар}$$

Как правило, коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме принимает значения от 0,5 до 0,8.

По выражению (3.3) вычислим желаемую мощность трансформаторов.

Для номинального напряжения 110 кВ:

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{\sqrt{(0,996 * 13121,3)^2 + (6560,7 - 1027)^2}}{0,7 * 2}$$

$$S_{\text{т.ном}} \geq 10137,2 \text{ кВА.}$$

Тип трансформатора	$\Delta P_{\text{хх}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{кз}}$ , кВт	$I_{\text{хх}}$ , %	$U_{\text{кз}}$ , %
ТДН-10000/110	14	58	0,5	10,5

Выводы по разделу три:

В данном разделе определено оптимальное напряжение питания предприятия, а также номинальная мощность трансформаторов, устанавливаемых на главной понизительной подстанции.

#### 4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

Схема внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ.

Определим потери энергии в трансформаторах ГПП.

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторах определяются по формулам:

$$\Delta P_T = n(\Delta P_{XX} + K_{3.T}^2 \Delta P_{K3}) \quad (4.1)$$

$$\Delta Q_T = n\left(\frac{I_{XX}}{100} S_{H.T} + K_{3.T}^2 \frac{U_{K3}}{100} S_{H.T}\right) \quad (4.2)$$

$$\Delta P_T = 2 \cdot (14 + 0,7^2 \cdot 58) = 84,8 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = \frac{2 \cdot 10000}{100} (0,5 + 0,7^2 \cdot 10,5) = 1129 \text{ квар};$$

Потери электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta W_T = n(\Delta P_{XX} T_T + (K_{3.H})^2 \Delta P_{K3} \tau), \quad (4.3)$$

где n- число трансформаторов на ГПП;

$T_T$ -число часов в году,  $T_T = 8760$  ч.

$\tau$ - годовое число часов максимальных потерь, которое определяется по выражению:

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

где  $T_M$ - годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки. Для завода среднего машиностроения  $T_M = 7653$  ч.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{7653}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 6928 \text{ ч};$$

$$\Delta W_T = 2 \cdot (14 \cdot 8760 + 0,7^2 \cdot 58 \cdot 6928) = 6,4 \cdot 10^5 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

- Найдём параметры ЛЭП от подстанции энергосистемы до ГПП предприятия. Нагрузку в конце линии найдем по формуле:

$$S_{p.l} = \sqrt{(P_{p.l} + \Delta P_{T.GPP})^2 + Q_{эс}^2}, \quad (4.5)$$

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторах определим по формулам (4.1), (3.5):

$$\Delta P_T = 84,8 \text{ кВт}$$

$$Q_э^{пред} = 6560,7 \text{ квар.}$$

$$S_{p.l} = \sqrt{(13121,3 + 84,8)^2 + 6560,7^2} = 14746 \text{ кВА}$$

Ток одной цепи линии напряжением 110 кВ:

$$I_{p.l} = \frac{S_{p.l110}}{\sqrt{3}mU_H} \quad (4.6)$$

$$I_{p.l} = \frac{14746}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 38,7 \text{ А}$$

Ток в послеаварийном режиме (в случае питания предприятия по одной линии):

$$I_{п} = 2I_{p.l} \quad (4.7)$$

$$I_{п} = 2 \cdot 38,7 = 77,4 \text{ А.}$$

Сечение проводов в линии находим по экономической плотности тока, при  $j_э = 1,0$  по формуле:

$$F_э = \frac{I_{p.l}}{j_э} \quad (4.8)$$

$$F_э = \frac{38,7}{1,0} = 38,7 \text{ мм}^2$$

Однако, по условиям короны минимальное сечение провода ВЛ 110 кВ составляет 70 мм<sup>2</sup>. Поэтому в качестве проводов ВЛ от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия принимаем провода с сечением  $F = 70 \text{ мм}^2$ .

Параметры провода:

Длительно допустимый ток  $I_D = 265 \text{ А}$ ;

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		38

Удельные активное и индуктивное сопротивления:  $r_0=0,428$  Ом/км;  
 $x_0=0,444$  Ом/км.

Проверим провод по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_D > I_{\text{п}} \quad (4.9)$$

$$265 \text{ A} > 77,4 \text{ A}$$

Потери активной энергии в проводах за год

$$\Delta W_{\text{л}} = N(3(I_{\text{р.л}})^2 r_0 l \tau) \cdot 10^{-3}, \quad (4.10)$$

$$\Delta W_{\text{л}} = 2 \cdot (3 \cdot 38,7^2 \cdot 0,428 \cdot 7,5 \cdot 6928) \cdot 10^{-3} = 2 \cdot 10^5 \text{ кВт} \cdot \frac{\text{ч}}{\text{год}}$$

Рассчитаем ток короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП. Схемы для расчета токов КЗ представлены на рисунке 4.1.

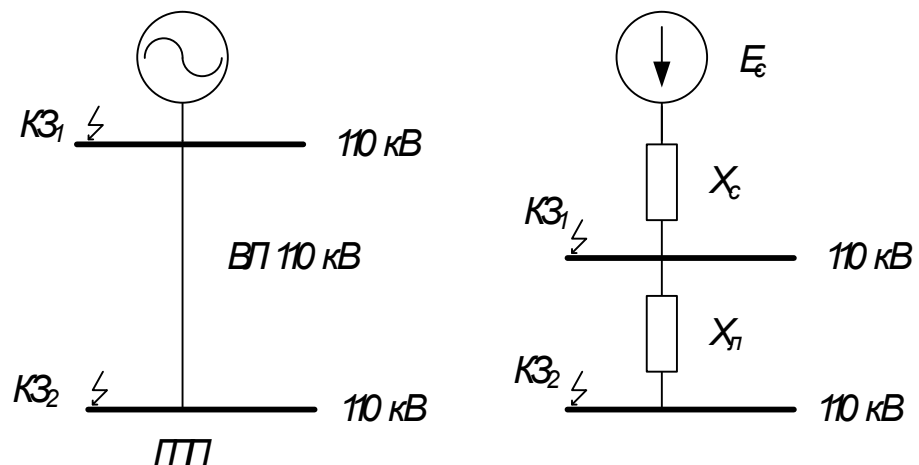


Рисунок 2.1 – Схема расчета тока короткого замыкания

Зададимся базисной мощностью  $S_B = 1000$  МВА, за базисное напряжение принимаем 115 кВ.

Сопротивление системы в относительных единицах:

$$X_{C*} = \frac{S_B}{S_C} \quad (4.11)$$

$$X_{C*} = \frac{1000}{2665} = 0,38$$

Сопротивление воздушной линии:

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		39

$$X_{Л*} = \frac{x_0 l S_B}{U_{НОМ}^2} \quad (4.12)$$

$$X_{Л*} = \frac{0,444 \cdot 7,5 \cdot 1000}{115^2} = 0,25$$

Для определения токов КЗ используем формулы:

$$I_{K1} = \frac{S_B}{\sqrt{3} U_{НОМ} X_{C*}} \quad (4.13)$$

$$I_{K1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,38} = 13,2 \text{ кА}$$

$$I_{K2} = \frac{S_B}{\sqrt{3} U_{НОМ} (X_{C*} + X_{Л*})} \quad (4.14)$$

$$I_{K2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (0,38 + 0,25)} = 8 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания находится по формуле:

$$i_{УАК} = \sqrt{2} K_y I_K \quad (4.15)$$

$$i_{УАК1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 13,2 = 32,1 \text{ кА}$$

$$i_{УАК2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 8 = 20,4 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая определяется по выражению:

$$I_{at} = \sqrt{2} I_K e^{-\frac{t}{T_a}} \quad (4.16)$$

$$I_{at1} = \sqrt{2} \cdot 13,2 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,03}} = 4,2 \text{ кА}$$

$$I_{at2} = \sqrt{2} \cdot 8 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,05}} = 4,6 \text{ кА}$$

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей, для установок напряжением выше 1 кВ  $T_{aK1} = 0,03$  с и  $T_{aK2} = 0,05$  с.

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

Намечаем к установке выключатель элегазовый баковый типа ВГБУ-110 с собственным временем отключения  $t_{c.в} = 0,03$  с.

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		40

Выбор и проверка выключателей производится по следующим параметрам:

а) По номинальному напряжению:

$$U_c \leq U_n \quad (4.17)$$

Проверим условие (4.17) : 110 кВ=110 кВ;

б) По номинальному току:

$$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_n, \quad (4.18)$$

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

$$I_{\text{раб.утяж}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{т.н}}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (4.19)$$

По (4.19):

$$I_{\text{раб.утяж}} = \frac{1,4 \cdot 10 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 73,5 \text{ А}$$

Проверяем условие (4.18): 73,5 А < 2000 А

с) По номинальному току электродинамической стойкости:

- симметричному:

$$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}}, \quad (4.20)$$

где  $I_{\text{п0}}$  – начальное значение периодической составляющей тока КЗ. Для точек 1 и 2 соответственно  $I_{\text{п01}} = I_{\text{К1}} = 13,2 \text{ кА}$ ,  $I_{\text{п02}} = I_{\text{К2}} = 8 \text{ кА}$ ;

$I_{\text{дин}}$  – действующее значение периодической составляющей тока электродинамической стойкости.

Проверяем условие (4.20):

– Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы 13,2 кА < 40 кА;

– Для выключателей на вводе ГПП 8 кА < 40 кА;

- асимметричному:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин.макс}}, \quad (4.21)$$

где  $i_{\text{дин.макс}}$  - наибольший пик тока электродинамической стойкости.

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		41

Проверяем условие (4.21):

– Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы  $32,1 \text{ кА} < 102 \text{ кА}$ ;

– Для выключателей на вводе ГПП  $20,4 \text{ кА} < 102 \text{ кА}$ .

d) По номинальному току отключения:

- симметричному:

$$I_{пт} \leq I_{отк}, \quad (4.22)$$

где  $I_{пт}$  – действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания для времени  $t$ . Поскольку точки КЗ 1 и 2 связаны с энергосистемой непосредственно, то будем считать, что  $I_{пт} = I_{п0}$ .

Проверим выполнение условия (4.22):

– Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы  $13,2 \text{ кА} < 40 \text{ кА}$ ;

– Для выключателей на вводе ГПП  $8 \text{ кА} < 40 \text{ кА}$ ;

- асимметричному:

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

где  $\beta_n$  – процентное содержание апериодической составляющей в токе короткого замыкания:

Проверим условие (4.23):

– Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы:

$$\sqrt{2} * 13,2 + 4,2 = 23 \text{ кА} < \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{45}{100}\right) = 82 \text{ кА}.$$

– Для выключателей на вводе ГПП:

$$\sqrt{2} * 8 + 4,6 = 16 \text{ кА} < \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{45}{100}\right) = 82 \text{ кА}.$$

e) По номинальному импульсу квадратичного тока:

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		42



$$B_k = (I_{п0})^2 \cdot (t_3 + t_c + T_a) \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = B_{к,доп}, \quad (4.24)$$

$t_3$  – время действия защиты, равное ступени селективности (1,8 для выключателей ГПП и 2,1 для выключателей подстанции энергосистемы ).

где  $I_{тер}$  – ток термической стойкости.

$$I_{тер} = 40 \text{ кА};$$

$t_{тер}$  – время протекания тока термической стойкости:  $t_{тер} = 3 \text{ с}$ .

Проверяем условие (4.24):

– Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы:

$$13,2^2 \cdot (2,1 + 0,03 + 0,03) = 376,4 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с} < (40)^2 \cdot 3 = 4800 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с},$$

– Для выключателей на вводе ГПП:

$$8^2 \cdot (1,8 + 0,03 + 0,05) = 120,3 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с} < (40)^2 \cdot 3 = 4800 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}$$

К установке может быть принят разъединитель РГ-110/1000УХЛ1.

Проверим данный тип разъединителя на возможность применения в качестве разъединителей отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП.

Разъединители выбираются

а) По номинальному напряжению по формуле (4.17):

$$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ};$$

б) По номинальному длительному току (4.18):

$$73,5 \text{ А} < 1000 \text{ А};$$

с) По электродинамической стойкости (4.21):

– Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы  $32,1 \text{ кА} < 80 \text{ кА}$  ;

– Для выключателей на вводе ГПП  $20,4 \text{ кА} < 80 \text{ кА}$ ;

д) По термической стойкости (4.24):

– Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы:

- Для главных ножей:

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		43

$$13,2^2 \cdot (2,1 + 0,03 + 0,03) = 376,4 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с} < (31,5)^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с},$$

- Для заземляющих ножей:

$$13,2^2 \cdot (2,1 + 0,03 + 0,03) = 376,4 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с} < (31,5)^2 \cdot 1 = 992,25 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с},$$

– Для выключателей на вводе ГПП:

- Для главных ножей:

$$8^2 \cdot (1,8 + 0,03 + 0,05) = 120,3 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с} < (31,5)^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с},$$

- Для заземляющих ножей:

$$8^2 \cdot (1,8 + 0,03 + 0,05) = 120,3 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с} < (31,5)^2 \cdot 1 = 992,25 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}.$$

Для защиты оборудования ГПП от перенапряжений принимается ограничитель перенапряжения ОПН-110/80-10 11 УХЛ1.

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		44

Таблица 10 – Справочные данные

Каталожные данные	
Выключатель ВГБУ-110	Разъединитель РГ-110/1000УХЛ1
$U_{\text{НОМ}}=110$ кВ	$U_{\text{НОМ}}=110$ кВ
$I_{\text{НОМ}}=2000$ А	$I_{\text{НОМ}}=1000$ А
$I_{\text{ОТК}}=40$ кА	-
$i_{\text{ДИН}}=102$ кА	-
$I_{\text{ТЕР}}=40$ кА	$I_{\text{ДИН}}=80$ кА;
$B_K = I_{\text{ТЕРМ}}^2 \cdot t_{\text{ТЕРМ}}=40^2 \cdot 3 = 4800$ кА <sup>2</sup> с	$I_{\text{ТЕРМ}}^2 \cdot t_{\text{ТЕРМ}}=31,5^2 \cdot 3 = 2977$ кА <sup>2</sup> с

Определим годовые приведенные затраты варианта схема внешнего электроснабжения с напряжением сети 110 кВ:

$$Z = \sum_{i=1}^n E_i \cdot K_i + C_9 + Y, \quad (4.25)$$

где  $E_i$ - общие ежегодные отчисления от капитальных вложений:

$$E_i = E_H + E_{oi} + E_{ai}, \quad (4.26)$$

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

$E_{oi}$ - расходы на обслуживание;

$E_{ai}$ - отчисления на амортизацию;

$K_i$ - сумма капитальных затрат  $i$ -й группы одинаковых элементов.

$C_9$ - стоимость годовых потерь электроэнергии;

$Y$ - ущерб от перерывов электроснабжения, определяющийся для вариантов, неравноценных по надежности.

$$C_9 = (\Delta A_T + \Delta A_L) \cdot C'_0 \quad (4.27)$$

где  $C'_0$ - удельная стоимость потерь электроэнергии, находится по формуле:

$$C'_0 = \delta \cdot \left( \frac{\alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right) = 1,06 \cdot \left( \frac{1462,3 \cdot 12}{6928} + 1,551 \right) = 4,33 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}$$

где  $\delta$  – поправочный коэффициент, приближенно равный:

1,03...1,06 для сетей напряжением 110 кВ и выше;

$K_M$  - отношение потерь активной нагрузки энергосистемы предприятия в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям активной мощности предприятия на основании графиков нагрузок;  
 $\beta$  - стоимость одного кВт·ч электроэнергии.

Таблица 11 – Экономические показатели

Наименование оборудования	Ед.изм	Количество, шт (км)	Стоимость, т.р.	Капиталовложения, тыс. руб.	Отчисления, Е,	Затраты т.р/год (К·Е)	Потери эл/энергии кВт*ч/год	Стоимость потерь эл/энергии
Ячейка трансформатора	шт	2	18023	36046	0,19	6849	$6,4 \cdot 10^5$	2771,2
Ячейка выключателя	шт	4	35783	143132	0,19	27195	-	-
Двухцепная ВЛ 110 кВ F=70 мм <sup>2</sup>	км	7,5	5120	38400	0,15	5760	$2 \cdot 10^5$	866
Итого						39804	$8,4 \cdot 10^5$	3637,2
Годовые затраты	436926,3							

Схема внешнего электроснабжения с напряжением сети 110 кВ представлена на рисунке 4.2.

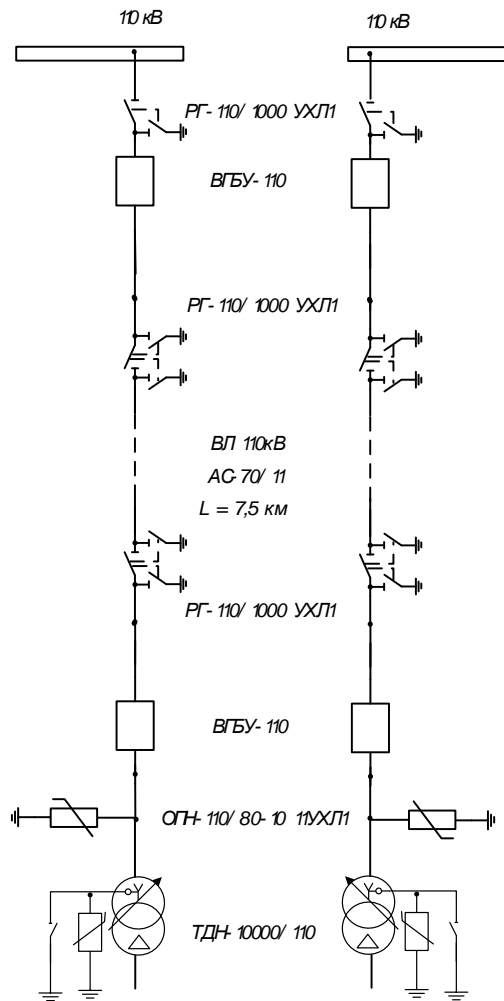


Рис. 4.2 - Схема внешнего электроснабжения с напряжением 110 кВ.

Выводы по разделу четыре:

В этом разделе произведен выбор выключателей, разъединителей, ограничителей перенапряжения главной понизительной подстанции, а также расчет экономических показателей.

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР

Лист

47

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

### 5.1. Выбор величины напряжения

Поскольку в исходных данных нет никакой информации о наличии высоковольтных электроприемников отличных от номинального напряжения 6 кВ, в качестве напряжения схемы внутреннего электроснабжения принимаем 6 кВ.

### 5.2. Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия

Схема внутреннего электроснабжения выполнена кабельными линиями по магистрально-радиальному принципу, упрощенная схема представлена на рисунке 5.1.

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		48

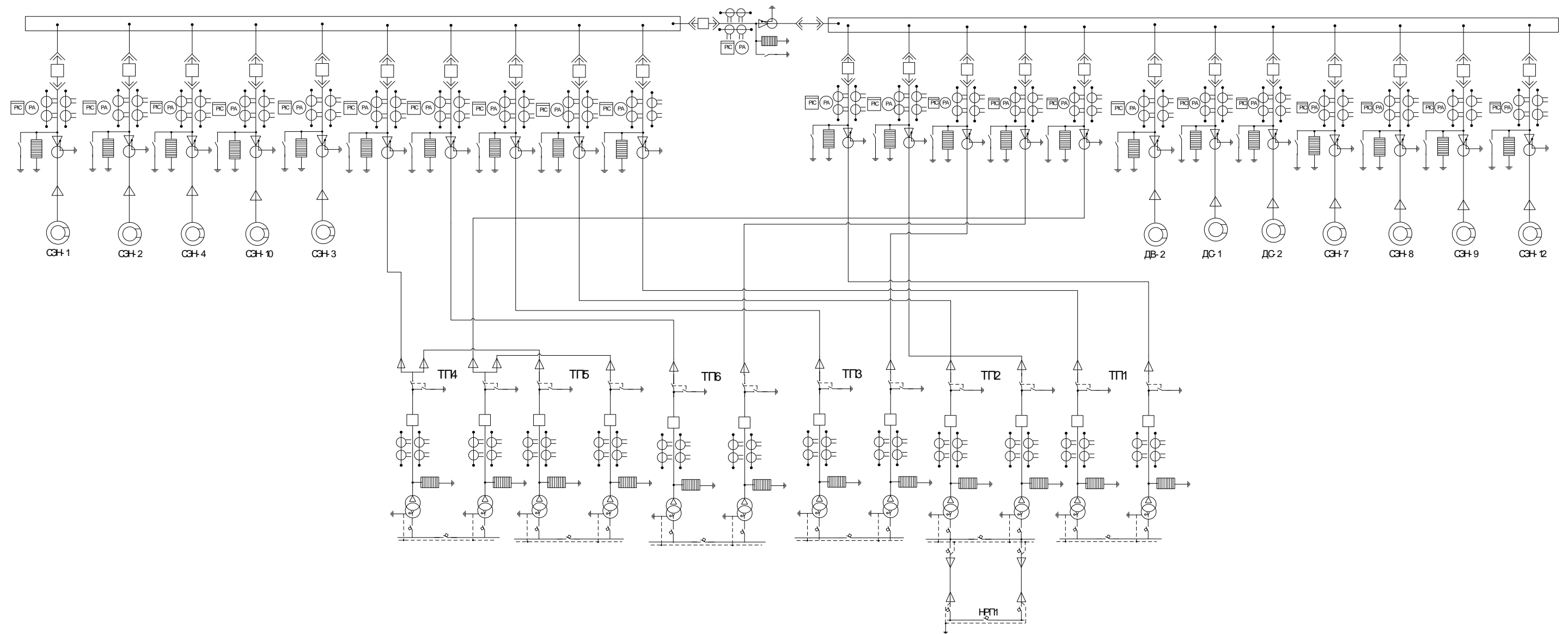


Рисунок 5.1 – Упрощенная схема внутреннего электроснабжения

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР

### 5.3. Конструктивное выполнение электрической сети

Электрическую сеть 6 кВ выполняем посредством кабельных линий, соединяющих отдельно стоящие цеховые трансформаторные подстанции и шины 6 кВ, расположенные в здании ЗРУ ГПП. Кабели укладываются в траншею, при этом в одной траншее может быть не более 6 кабелей.

Поскольку грунт имеет слабую коррозионную активность и имеются блуждающие токи, то выбираем кабели с бумажно-пропитанной изоляцией типа ААШвУ. Под автомобильной дорогой кабель прокладывается в трубах. Сечение кабеля выбирается по участку прокладки с худшими условиями охлаждения, имеющими длину 10 метров и более.

### 5.4. Расчет питающих линий

Сечение кабелей 6 кВ определяется по экономической плотности тока и осуществляется проверка по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки и допустимой перегрузки, потери напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам короткого замыкания. Все результаты приведены в таблице 15. Расчетный ток в кабельной линии в нормальном режиме:

$$I_{p.k} = \frac{S_{p.k}}{\sqrt{3}U_{ном}} \quad (5.1)$$

где  $S_{p.k}$  - мощность, которая должна передаваться по кабельной линии в нормальном режиме, кВА.

Сечение кабельной линии, определяемое по экономической плотности тока:

$$F_э = \frac{I_{p.k}}{j_э} \quad (5.2)$$

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		50



$j_3=1,2$  – экономическая плотность тока для кабелей с бумажной изоляцией, алюминиевыми жилами, при числе использования максимума нагрузки  $T_m=7635$  ч/год.

В результате расчетов подбирается кабель, имеющий ближайшее стандартное сечение по отношению к  $F_3$ . Для выбранного кабеля по таблицам находим длительно допустимый ток [8].

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки вычисляется по выражению:

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{п}} K_t K_{\rho} I_{\text{доп}} > \frac{I_{\text{р.к}}}{n_{\text{к}}} \quad (5.3)$$

$K_{\text{п}}$  - поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [8];

$K_t$  - поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [8];

$K_{\rho}$  - поправочный коэффициент, учитывающий отклонение значения теплового сопротивления грунта от расчетного [8].

Под послеаварийным режимом кабельной линии понимается режим, когда выходит из строя одна из двух параллельно работающих кабельных линий, при этом нагрузка на оставшуюся в работе линию удваивается, то есть:

$$I_{\text{ав}} = 2I_{\text{р.к}} \quad (5.4)$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I'_{\text{ав}} = K_{\text{ав}} I'_{\text{доп}} > \frac{I_{\text{ав}}}{n_{\text{к}}} \quad (5.5)$$

$K_{\text{ав}}$  - коэффициент перегрузки.

Потеря напряжения в кабельной линии вычисляется по выражению:

$$\Delta U = \frac{l(P_{\text{р}} r_0 + Q_{\text{р}} x_0)}{n_{\text{к}} U_{\text{ном}}^2} 100\% \leq \Delta U_{\text{доп}} = 5\% \quad (5.6)$$

$P_p Q_p$  - расчетные активная и реактивная нагрузки;

$r_0 x_0$  - удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля;

$l$  - длина кабельной линии.

Результаты расчетов по формулам (5.1)-(5.6) консолидируем в таблицу  
12

Выводы по разделу пять:

Внутризаводская схема электроснабжения выполнена по смешанной схеме, обеспечивающей оптимальные режимы работы электрической сети, надлежащее качество электрической энергии и надежность электроснабжения. Принимая во внимание климатические условия и характеристики грунта, было принято решение прокладывать кабельные линии в траншеях и лотках. Используем кабели с бумажной изоляцией типа ААШВУ.

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата		52

Таблица 12 – Расчет кабельных линий на напряжения 10 кВ и 0,4 кВ

Участок кабельной линии	Способ прокладки кабельной линии	Марка и кол-во кабелей	$L_{кл}$ , км	$P_{р.кл}$ , кВт	$Q_{р.кл}$ , квар	$S_{р.кл}$ , кВ·А	$I_{р.кл.н}$ , А	$I_{р.кл.а}$ , А	$j_{э}$ , А/мм <sup>2</sup>	$F_{э}$ , мм <sup>2</sup>	$F_{э}$ , мм <sup>2</sup>	$I_{доп}$ , А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Для потребителей 6 кВ												
ГПП-ТП1	В траншее	2хААШвУ	0,126	316,2	277,4	420,6	40,5	80,9	1,2	33,7	35	85
ГПП-ТП2	В траншее	2хААШвУ	0,846	696,9	410,5	808,8	77,8	155,7	1,2	64,9	70	135
ГПП-ТП3	В траншее	2хААШвУ	0,232	177,8	134,4	222,9	21,4	42,9	1,2	17,9	35	85
ГПП-ТП4	В траншее	2хААШвУ	0,53	1305,2	1082,8	1695,9	163,2	326,4	1,2	136	150	225
ТП4-ТП5	В траншее	2хААШвУ	0,1	1305,2	1082,8	1695,9	163,2	326,4	1,2	136	150	225
ГПП-ТП6	В траншее	2хААШвУ	0,792	1479,5	970,2	1769,2	170,2	340,5	1,2	141,9	150	225
ГПП-СЭН1,2,10,4	В траншее	2хААШвУ	0,128	630	-305	700	67,4	134,7	1,2	56,1	70	135
ГПП-СЭН3	В траншее	2хААШвУ	0,13	800	-387	889	85,5	171,1	1,2	71,3	70	135
ГПП-ДВ2	В траншее	2хААШвУ	0,85	200	-97	222	21,4	42,7	1,2	17,8	35	85
ГПП-СЭН9	В траншее	2хААШвУ	0,87	800	-387	889	85,5	171,1	1,2	71,3	70	135
ГПП-СЭН12,7,8	В траншее	2хААШвУ	0,86	630	-305	700	67,4	134,7	1,2	56,1	70	135
ГПП-ДС1,2	В траншее	2хААШвУ	0,88	250	-121	278	26,8	53,5	1,2	22,3	35	85
Для потребителей 0,4 кВ												
ТП2-НРП1	В траншее	4хААШвУ	0,21	50	67	84	121,2	242,5			150	225

Продолжение таблицы 12

Участок кабельной линии	$K_{п}$ , о. е.	$K_t$ , о. е.	$K_{р}$ , о. е.	$I'_{доп}$ , А	$K_{п.ав}$ , о. е.	$I_{доп. ав}$ , А	$R_{уд}$ , Ом/км	$X_{уд}$ , Ом/км	$\Delta U_{кл}$ , %
1	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Для потребителей 6 кВ									
ГПП-ТП1	0,9	1,06	1	81,1	1,25	101,4	0,89	0,087	0,53
ГПП-ТП2	0,9	1,06	1	128,8	1,25	161,0	0,443	0,08	4,01
ГПП-ТП3	0,9	1,06	1	81,1	1,25	101,4	0,89	0,087	0,55
ГПП-ТП4	0,9	1,06	1	214,7	1,25	268,3	0,206	0,074	2,57
ГПП-ТП5	0,9	1,06	1	214,7	1,25	268,3	0,206	0,074	3,05
ГПП-ТП6	0,9	1,06	1	214,7	1,25	268,3	0,206	0,074	4,14
ГПП-СЭН1,2,10,4	0,9	1,06	1	128,8	1,25	161	0,443	0,08	0,45
ГПП-СЭН3	0,9	1,06	1	128,8	1,25	161	0,443	0,08	0,58
ГПП-ДВ2	0,9	1,06	1	81,1	1,25	101,4	0,89	0,087	2,00
ГПП-СЭН9	0,9	1,06	1	128,8	1,25	161	0,443	0,08	3,91
ГПП-СЭН12,7,8	0,9	1,06	1	128,8	1,25	161	0,443	0,08	3,04
ГПП-ДС1,2	0,9	1,06	1	81,1	1,25	101,4	0,89	0,087	2,6
Для потребителей 0,4 кВ									
ТП2-НРП1	0,9	1,06	1	214,7	1,25	268,3	0,206	0,074	5

Изм.	Лист	№ документа	Подп.	Дата
------	------	-------------	-------	------

13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР

## 6. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Вычисление токов короткого замыкания осуществляется для выбора высоковольтных и низковольтных устройств, шин, кабелей и другого электрооборудования для системы электроснабжения группы цехов автомобильного завода. Для этого необходимо и достаточно рассмотреть ток трехфазного короткого замыкания в характерных точках СЭС предприятия и определить периодическую составляющую тока для наиболее тяжелого режима работы сети. Так как мощность короткого замыкания энергосистемы в месте присоединения питающей предприятие линии значительно превышает мощность, потребляемую предприятием, то допускается периодическую составляющую тока короткого замыкания от энергосистемы принимать постоянной во времени:

$$I_{\text{к}} = I_{\text{п0}} = I_{\text{пт}} \quad (6.1)$$

Для расчета токов короткого замыкания составим расчетную электрическую схему:

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		54

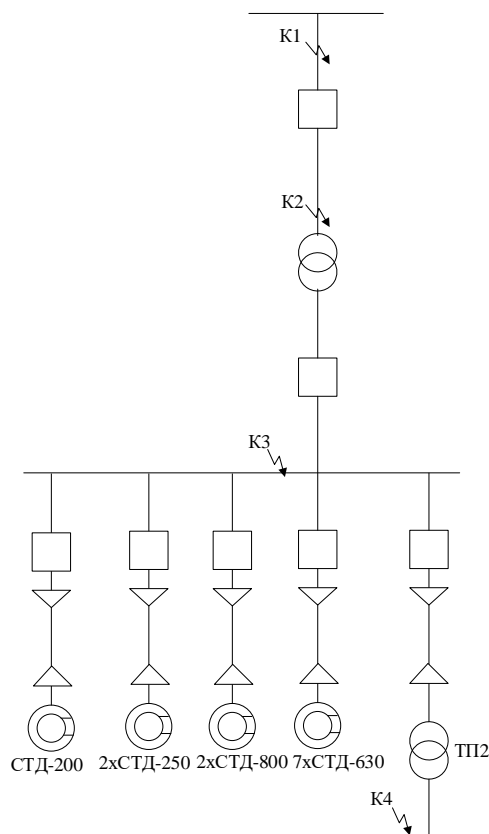


Рисунок 6.1 – Расчетная электрическая схема

При  $S_6=1000$  МВА вычислим параметры схемы замещения в относительных единицах и берем за базовое напряжение той ступени, на которой произошло короткое замыкание.

Сопротивление системы вычисляется по формуле:

$$x_1 = x_c = \frac{S_6}{S_{кзс}} = \frac{1000}{2665} = 0,38$$

Сопротивление воздушной линии вычисляется по формуле:

$$x_2 = x_l = x_0 l \frac{S_6}{U_{ср1}^2} = 0,444 * 7,5 * \frac{1000}{115^2} = 0,25$$

Сопротивление трансформатора ГПП вычисляется как:

$$x_3 = x_T = \frac{U_k}{100} \frac{S_6}{S_{нТ}} = \frac{10,5}{100} * \frac{1000}{10} = 10,5$$

Сопротивление кабельной линии для синхронных двигателей типа СТД определяется по формуле:

$$x_{лСТД} = x_0 l \frac{S_6}{U_{ср2}^2}$$

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

$$x_4 = \frac{0,08 * 0,128 * \frac{1000}{6,3^2}}{4} = 0,064$$

$$x_5 = 0,08 * 0,13 * \frac{1000}{6,3^2} = 0,26$$

$$x_6 = 0,087 * 0,85 * \frac{1000}{6,3^2} = 1,86$$

$$x_7 = 0,08 * 0,87 * \frac{1000}{6,3^2} = 1,75$$

$$x_8 = \frac{0,08 * 0,86 * \frac{1000}{6,3^2}}{3} = 0,58$$

$$x_9 = \frac{0,087 * 0,88 * \frac{1000}{6,3^2}}{2} = 0,96$$

Сопротивление синхронного двигателя СТД:

$$x_{\text{СТД}} = x_d'' \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}}$$

$$x_{10} = \frac{0,2 * \frac{1000 * 0,9 * 0,95}{0,63}}{4} = 67,9$$

$$x_{11} = 0,2 * \frac{1000 * 0,9 * 0,95}{0,8} = 213,8$$

$$x_{12} = 0,2 * \frac{1000 * 0,9 * 0,95}{0,2} = 855$$

$$x_{13} = 0,2 * \frac{1000 * 0,9 * 0,95}{0,8} = 213,8$$

$$x_{14} = \frac{0,2 * \frac{1000 * 0,9 * 0,95}{0,63}}{3} = 90,5$$

$$x_{15} = \frac{0,2 * \frac{1000 * 0,9 * 0,95}{0,25}}{2} = 342$$

ЭДС синхронных двигателей принимается равным  $E_d=1,1$

Сопротивление кабельной линии от ГПП до ТП2:

$$x_{16} = x_l = x_0 l \frac{S_6}{U_{\text{ср2}}^2} = 0,08 * 0,846 * \frac{1000}{6,3^2} = 1,7$$

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

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		56

Полное сопротивление трансформатора цеховой трансформаторной подстанции вычисляется по формуле:

$$z_1 = z_{T2} = \frac{U_k S_6}{100 S_{HT}} = \frac{5,5}{100} * \frac{1000}{1} = 55$$

Активное сопротивление трансформатора:

$$r_1 = r_{T2} = \Delta P_{кз} \frac{S_6}{S_{HT}^2} = 12,2 * \frac{1000}{1000^2} = 12,2$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$x_{17} = x_{T2} = \sqrt{z_1^2 - r_1^2} = \sqrt{55^2 - 12,2^2} = 53,6$$

Составим схему замещения, указав найденные параметры:

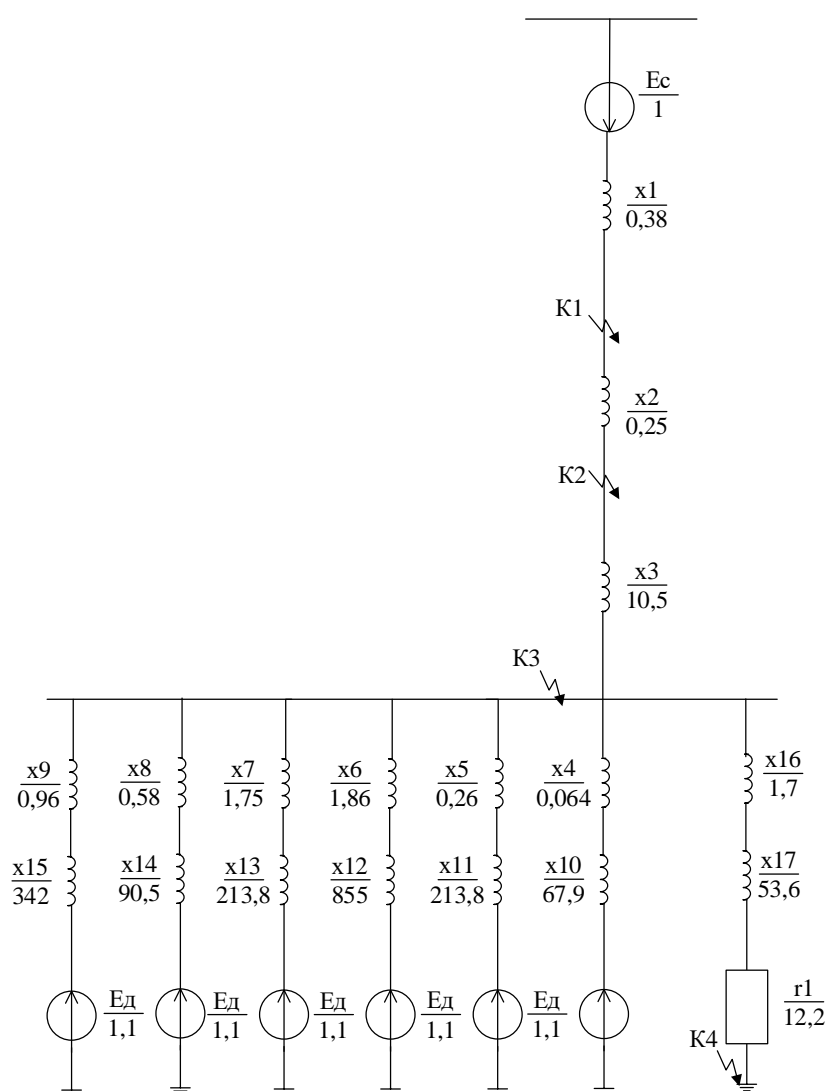


Рисунок 6.2 – Схема замещения

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

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

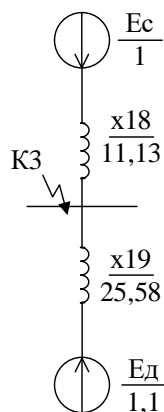


Рисунок 6.3 – Преобразованная схема замещения

Базисный ток:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} * 6,3} = 91,6 \text{ кА}$$

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви:

$$I_c = \frac{E_c}{x_{18}} I_6 = \frac{1}{11,13} * 91,6 = 8,2 \text{ кА}$$

$$I_d = \frac{E_d}{x_{19}} I_6 = \frac{1,1}{25,58} * 91,6 = 4 \text{ кА}$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке К3:

$$I_{кзпо} = I_c + I_d = 8,2 + 4 = 12,2 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{удз} = \sqrt{2}K_y I_{кзпо} = \sqrt{2} * 1,92 * 12,2 = 33 \text{ кА}$$

Здесь  $K_y=1,92$

Мощность короткого замыкания:

$$S_{кз} = \sqrt{3}U_6 I_{кзпо} = \sqrt{3} * 6,3 * 12,2 = 133 \text{ МВА}$$

Определим ток в точке К4.



Суммарное индуктивное сопротивление:

$$x_{\Sigma} = x_{16} + x_{17} + x_{18} = 66,43$$

Полное сопротивление:

$$z_2 = \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_1^2} = \sqrt{66,43^2 + 12,2^2} = 67,5$$

Мощность короткого замыкания в точке К4:

$$S_{K4} = \frac{S_6}{z_2} = \frac{1000}{67,5} = 14,8 \text{ МВА}$$

Ток КЗ при базисном напряжении  $U_6 = 0,4$  кВ:

$$I_{K4П0} = \frac{S_{K4}}{\sqrt{3}U_6} = \frac{14,8}{\sqrt{3} * 0,4} = 21,4 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд4} = \sqrt{2}K_y I_{K4П0} = \sqrt{2} * 1,6 * 21,4 = 48,4 \text{ кА}$$

Где ударный коэффициент  $K_y$  принят 1,6.

Результаты расчетов по всем точкам КЗ представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты расчета токов КЗ

Расчетная точка	Напряжение $U_{ср}$ расчетной точки, кВ	Токи, кА		Мощность КЗ ступени, МВА
		$I_{П0}$	$i_{уд}$	
К1	115	13,2	32,1	2665
К2	115	8	20,4	1594
К3	6,3	12,2	33	133
К4	0,4	21,4	48,4	14,8

Нужно рассчитать время отключения тока короткого замыкания для расчета теплового импульса воздействия тока короткого замыкания на элементы системы электроснабжения. С этой целью построим диаграмму селективности действия максимальной токовой защиты, ступень селективности примем равной 0,5с.

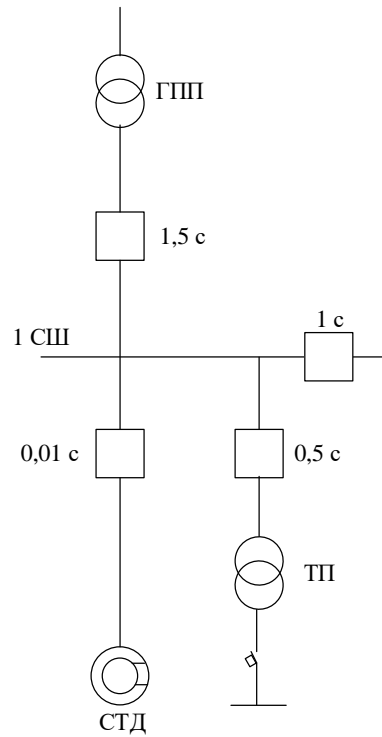


Рисунок 6.4 – Диаграмма селективности действия максимальной токовой защиты.

Выводы по разделу шесть:

Для осуществления выбора и проверки коммутационной и измерительной аппаратуры на динамическую стойкость, а также проверки кабелей 6 кВ на термическую стойкость выполнен расчет токов короткого замыкания.

## 7. ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ВНУТРЕННЕГО СЭС ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

### 7.1. Выбор электрооборудования на ЗРУ 10 кВ.

Подбор электрооборудования системы электроснабжения – важная часть проектирования. От оборудования системы электроснабжения напрямую зависит надежность электроснабжения потребителей.

На стороне высшего напряжения ГПП оборудование выбрано, поэтому подбор оборудования произведем для внутривозовского электроснабжения. На стороне нижнего напряжения ГПП используется комплектное оборудование в виде ячеек КРУ. Шкаф КРУ-СЭЩ-61М (ОАО «Самарский завод «Электроцит») комплектуется вакуумными выключателями типа ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20, встроенными разъединителями вводного типа, сборными шинами и трансформаторами тока типа ТОЛ-СЭЩ-10.

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные ячеек представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Выбор ячеек КРУ ГПП

Условие выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные КРУ-СЭЩ-61М
$u_{\text{ном}} \geq u_{\text{уст}}$	6 кВ	6 кВ
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{утяж}}$	674 А	1 кА
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	33 кА	128 кА
$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	238 кА <sup>2</sup> с	40 <sup>2</sup> *3=4800 кА <sup>2</sup> с

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

$$I_{\text{утяж}} = \frac{1,4S_{\text{ном.Т}}}{2\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{1,4*10000}{2\sqrt{3}*6} = 674 \text{ А}$$

Ударный ток указан в таблице 13 для точки короткого замыкания КЗ.

Тепловой импульс тока КЗ определяется как:

$$B_k = I_{\text{П0}}^2 t_{\text{откл}} = 12,2^2 * 1,6 = 238 \text{ кА}^2\text{с}$$

Где  $t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{в}} + T_{\text{а}}$  :

$t_{\text{рз}} = 1,5 \text{ с}$  - выдержка времени срабатывания релейной защиты;

$t_{\text{в}} = 0,05 \text{ с}$  - полное время отключения выключателя типа ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20;

$T_{\text{а}} = 0,05 \text{ с}$  - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

## 7.2. Выбор выключателей КРУ

Выключатели выбираются по приведенным выше условиям.

Секционный выключатель принимается того же типа, что и вводной.

В ячейках типа КРУ-СЭЩ-61М установлены вакуумные выключатели типа ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20 с собственным временем отключения  $t_{\text{св}} = 0,03 \text{ с}$  и полным временем отключения  $t_{\text{в}} = 0,05 \text{ с}$ .

Таблица 15 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условие выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20
$u_{\text{ном}} \geq u_{\text{уст}}$	6 кВ	6 кВ
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{утяж}}$	674 А	1000 А
$I_{\text{ном.откл}} \geq I_{\text{П0}}$	12,2 кА	20 кА
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	33 кА	50 кА
$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} \geq B_k$	238 кА <sup>2</sup> с	20 <sup>2</sup> *3=1200 кА <sup>2</sup> с

Остальные выключатели напряжением 6 кВ выбираются аналогично, результаты выбора представлены в таблице 16.

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР	Лист
						63
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

Таблица 16 – Выбор выключателей и трансформаторов тока схемы внутреннего электроснабжения.

Кабельные линии	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$I_p$ , А	$I_{\text{утяж}}$ , А	$I_{\text{по}}$ , кА	$I_{\text{уд}}$ , кА	Тип выключателя	Тип ТТ
ГПП-ТП1	6	40,5	80,9	12,2	33	ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20	ТОЛ-СЭЩ-10-100
ГПП-ТП2	6	77,8	155,7	12,2	33	ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20	ТОЛ-СЭЩ-10-200
ГПП-ТП3	6	21,4	42,9	12,2	33	ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20	ТОЛ-СЭЩ-10-50
ГПП-ТП4	6	163,2	326,4	12,2	33	ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20	ТОЛ-СЭЩ-10-400
ТП4-ТП5	6	163,2	326,4	12,2	33	ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20	ТОЛ-СЭЩ-10-400
ГПП-ТП6	6	170,2	340,5	12,2	33	ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20	ТОЛ-СЭЩ-10-400
ГПП-СЭН1,2,10,4	6	67,4	134,7	12,2	33	ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20	ТОЛ-СЭЩ-10-150
ГПП-СЭН3	6	85,5	171,1	12,2	33	ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20	ТОЛ-СЭЩ-10-200
ГПП-ДВ2	6	21,4	42,7	12,2	33	ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20	ТОЛ-СЭЩ-10-50
ГПП-СЭН9	6	85,5	171,1	12,2	33	ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20	ТОЛ-СЭЩ-10-200
ГПП-СЭН12,7,8	6	67,4	134,7	12,2	33	ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20	ТОЛ-СЭЩ-10-150
ГПП-ДС1,2	6	26,8	53,5	12,2	33	ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20	ТОЛ-СЭЩ-10-75

### 7.3. Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ

В ячейках КРУ типа КРУ-СЭЩ-61М устанавливаются трансформаторы тока типа ТОЛ-СЭЩ-10.

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

Таблица 17 – Выбор трансформатора тока на вводе в КРУ

Условие выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ТОЛ-СЭЩ-10
$u_{\text{ном}} \geq u_{\text{уст}}$	6 кВ	6 кВ

$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{утяж}}$	674 А	800 А
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	33 Ка	100 кА
$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	238 кА <sup>2</sup> с	40 <sup>2</sup> *1=1600 кА <sup>2</sup> с

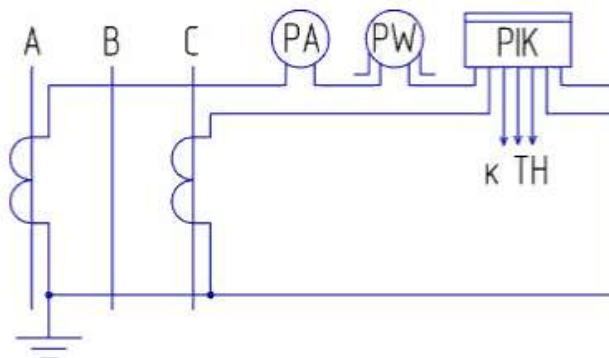


Рисунок 7.1 – Схема включения приборов в неполную звезду

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

Таблица 18 – Приборы подключаемые к ТТ

Прибор	Тип прибора	Класс точности	Нагрузка фазы, ВА		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1	0,5	-	-
Ваттметр	Д-335	1,5	0,5	-	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии	СЭТ-4р-01Т-21 (П)	0,5	0,1	-	0,1
Итого			1,1	-	0,6

Общую мощность принимаем для наиболее загруженной фазы – А, и находим по формуле:

$$S_{\text{приб}} = 0,5 + 0,5 + 0,1 = 1,1 \text{ ВА}$$

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{\text{ном2}}^2} = \frac{1,1}{5^2} = 0,044 \text{ Ом}$$

$I_{\text{ном2}}$  - вторичный ток ТТ, А.

Сопротивление соединительных проводов:

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 0,8 - 0,044 - 0,1 = 0,656 \text{ Ом}$$

Для подстанции с высшим напряжением 110 кВ в качестве соединительных принимаем алюминиевые провода, удельное сопротивление алюминия:  $\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом*мм}^2}{\text{м}}$ .

В цепях 6 кВ длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов в один конец можно принять  $l=5$  м. так как трансформаторы тока включены по схеме неполной звезды, то  $l_{\text{расч}} = \sqrt{3}l = \sqrt{3} * 5 = 8,66$  м.

Наименьшее допустимое сечение проводов вычисляем по формуле:

$$F = \rho \frac{l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = 0,0283 * \frac{8,66}{0,656} = 0,37 \text{ мм}^2$$

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением жил 4 мм<sup>2</sup>.

#### 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.

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим условиям:

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



Принимаем к установке три однофазных трансформатора напряжения типа НАМИ-6 У2. Схема включения трансформаторов напряжения – «звезда с землей – звезда с землей – разомкнутый треугольник».

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

$$S_{2\text{ном}} \geq S_{\text{нагр}}$$

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

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

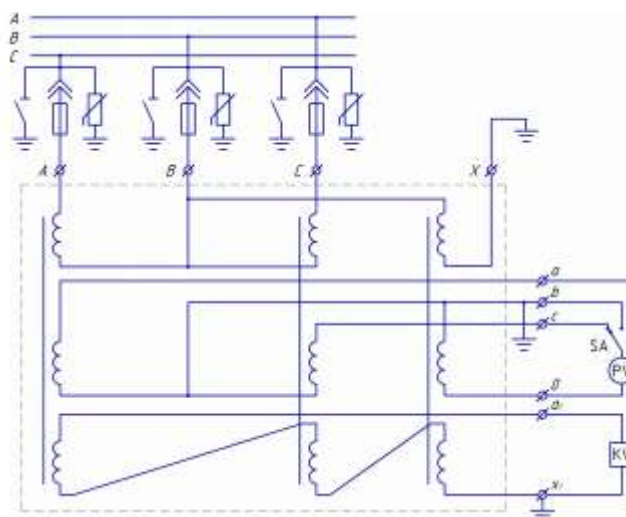


Рисунок 7.2 – Схема подключения трансформатора напряжения

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор	Тип	Число приборов	Число обмоток	S одной обмотки, ВА	cosφ	Sinφ	Общая потребляемая мощность		
							P, Вт	Q, вар	
Вольтметр	Сборные шины	Э-335	2	1	2	1	0	4	-

Счетчик энергии	Ввод 10 кВ от трансформатора	СЭТ-4р-01Т-21 (П)	2	2	5	0,38	0,925	7,6	18,5
Счетчик энергии	Линии 10 кВ	СЭТ-4р-01Т-21 (П)	14	2	5	0,38	0,925	53,2	129,5
Итого								64,8	148

Мощность, потребляемая приборами:

$$S_{\text{нагр}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{64,8^2 + 148^2} = 161,6 \text{ ВА}$$

Так как имеются счетчики денежного расчета, то трансформаторы напряжения необходимо проверить в классе точность 0,5. Номинальная мощность вторичной обмотки одного трансформатора напряжения типа НАМИ-6 У2 в классе точности 0,5  $S_{2\text{ном}} = 75 \text{ ВА}$ . Номинальная мощность трех трансформаторов напряжения, соединенных в звезду  $S_{2\text{ном}} = 3 * 75 = 225 \text{ ВА}$ .

Таким образом  $S_{2\text{ном}} > S_{\text{нагр}}$ , следовательно, трансформаторы напряжения будут работать в классе точности 0,5.

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

Трансформатор напряжения подключается к сборным шинам через предохранитель ПКТ101-6-2-40 У3 с номинальным напряжением 6 кВ и наибольшим рабочим напряжением 7,2 кВ.

7.5. Проверка кабелей напряжением 6 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания

Кабели напряжением 6 кВ схемы внутреннего электроснабжения проверяются на термическую стойкость к токам КЗ. Расчет всех характерных термических сечений кабелей сведен в таблицу 20.

Таблица 20 – Проверка кабелей на термическую стойкость

Начало и конец КЛ	$I_k$ , кА	$t_{pz}$ , с	$t_b$ , с	$T_a$ , с	$B_k$ , кА <sup>2</sup> с	$C$	$F_{тс}$ , мм <sup>2</sup>
ГПП-ТП	12,2	0,7	0,5	0,1	193,5	100	150
ТП-ТП	12,2	0,7	0,5	0,1	193,5	100	150
ГПП-СД, ДСП	12,2	0,01	0,06	0,1	25,3	100	50

$C$  – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля,  $As^{1/2}/mm^2$  [РД 153-34.0-20.527-98]

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

$$F_{тс} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}$$

Проверка остальных кабельных линий производится аналогичным образом и корректируется, результаты представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Термически устойчивые сечения кабелей

Начало и конец КЛ	Прежняя площадь сечения кабеля, мм <sup>2</sup>	Площадь термически устойчивого сечения, мм <sup>2</sup>	Тип и площадь сечения нового кабеля, мм <sup>2</sup>
ГПП-ТП1	35	150	2хААШВУ 3х150
ГПП-ТП2	70	150	2хААШВУ 3х150
ГПП-ТП3	35	150	2хААШВУ 3х150
ГПП-ТП4	150	150	2хААШВУ 3х150
ТП4-ТП5	150	150	2хААШВУ 3х150
ГПП-ТП6	150	150	2хААШВУ 3х150
ГПП-СЭН1,2,10,4	70	50	2хААШВУ 3х50
ГПП-СЭН3	70	50	2хААШВУ 3х50
ГПП-ДВ2	35	50	2хААШВУ 3х50
ГПП-СЭН9	70	50	2хААШВУ 3х50
ГПП-СЭН12,7,8	70	50	2хААШВУ 3х50
ГПП-ДС1,2	35	50	2хААШВУ 3х50

#### 7.6. Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП

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

$$S_{ТСН} = \frac{0,5}{100} S_{ГПП} = 0,005 S_{ТР} = 0,005 * 10000 = 50 \text{ кВА}$$

Выбираем трансформатор типа ТМ-63/10

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3}U_{НОМ}} = \frac{63}{\sqrt{3} * 6} = 6,1 \text{ А}$$

Трансформатор подключается к обмотке НН силовых трансформаторов ГПП через предохранители типа ПКТ101-6-2-40 У3.

#### 7.7. Выбор коммутационного оборудования НРП

В качестве цеховых ТП принимаем комплектные трансформаторные подстанции типов КТП-250/6/0,4-90 У1, КТП-630/6/0,4-84 У1, КТП-1000/6/0,4-84

У1, КТП-2000/6/0,4-84У1. Они комплектуются шкафами высокого напряжения с предохранителями и выключателями нагрузки, шкафами низкого напряжения с вводными и секционными автоматическими выключателями, при больших токах короткого замыкания используют специальные автоматические выключатели.

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

Выводы по разделу семь:

В данном разделе выполнены проверка и выбор коммутационно-измерительной аппаратуры в сети напряжением 6 и 0,4 кВ.

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР	Лист
						71
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

## 8. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Выбор наилучших средств компенсации реактивной мощности является составной частью рациональной СЭС предприятия.

На рисунке 8.1 приведены схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности.

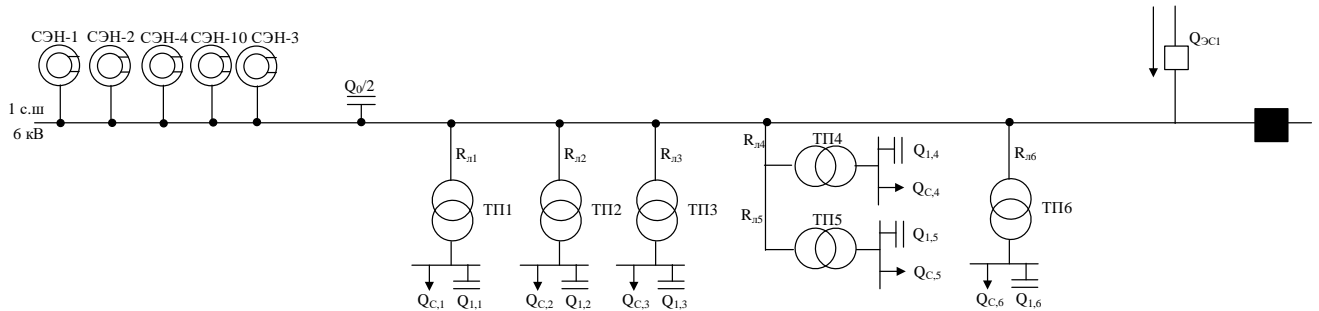


Рисунок 8.1 – Схема замещения электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности.

Активные сопротивления трансформаторов, приведенные к напряжению 6 кВ, определяются по формуле:

$$R_T = \frac{\Delta P_{КЗ} U_{НОМ}^2}{S_{НОМ.Т}^2} \quad (8.1)$$

Активные сопротивления кабельных линий найдем по формуле:

$$R_{Л} = lr_{0Л} \quad (8.2)$$

Расчеты для ТП и линий проводятся по выражениям (8.1)-(8.2) и сведены в таблицу 22.

Таблица 22 – Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

ТП	$S_{НОМ.Т}$ , кВА	$Q_l$ , квар	$\Delta Q_T$ , квар	$R_T$ , Ом	$R_{Л}$ , Ом
ТП1	630	251	26,4	0,77	0,03
ТП2	1000	363	47,5	0,44	0,17
ТП3	250	121	13,9	2,4	0,05
ТП4	2000	988	94,8	0,18	0,11
ТП5	2000	988	94,8	0,18	0,02
ТП6	2000	758	102,7	0,18	0,16
Итого		3469	380,1		

Также в составе электроприемников имеется 5 синхронных двигателей типа  
СТД.

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		73

Таблица 23 – Номинальные данные синхронных двигателей

Обозначение в схеме	Тип двигателя	$U_{\text{ном}}$ , КВ	$P_{\text{сд.н}}$ , кВт	$Q_{\text{сд.н}}$ , квар	$N$ , шт	$D_1$ , кВт	$D_2$ , кВт
СЭН-1,2,4,10	СТД	6	630	-320	4	2,02	3,25
СЭН-3	СТД	6	800	-408	1	2,59	3,95

Примем, что все синхронные двигатели имеют загрузку по активной мощности  $\beta_{\text{сд}} = 0,95$ .

Располагаемая реактивная мощность синхронного двигателя:

$$Q_{\text{сд.м}} = \alpha_{\text{м}} N S_{\text{сд.н}} = \alpha_{\text{м}} N \sqrt{P_{\text{сд.н}}^2 + Q_{\text{сд.н}}^2}$$

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности:

$$C_0 = \delta(\alpha K_{\text{м}} + \beta \tau),$$

Где  $\delta$  - поправочный коэффициент;

$\alpha = 1462,3 * 12 = 17547,6$  руб/кВт \* год - основная ставка тарифа;

$\beta = 1,551$  руб/кВт \* ч - стоимость одного кВт\*ч электроэнергии;

$\tau$  - время использования максимальных потерь ч/год;

$K_{\text{м}}$  - отношение потерь активной мощности предприятия  $\Delta P_{\text{э}}$  в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям  $\Delta P_{\text{м}}$  активной мощности предприятия.

$$C_0 = 1,06 * (17547,6 * 1 + 1,551 * 6928) = 29991 \text{ руб/кВт}$$

Наметим все возможные места установки дополнительных компенсирующих устройств – батарей конденсаторов (БК): низковольтные сборные шины цеховых ТП ( $Q_c$ ), сборные шины распределительных устройств (РУ) напряжением 6 кВ ГПП ( $Q_0$ ). Кроме того, реактивная мощность может быть получена из энергосистемы ( $Q_{\text{эс}}$ ).

Затраты на генерацию реактивной мощности:

- для низковольтных БК (0,4 кВ):

$$Z_{1\text{г.кн}} = EK_{\text{бкн}} + C_0 \Delta P_{\text{бкн}}$$



Где  $E$  – коэффициент амортизационных отчислений, для БК = 0,223;

$\Delta P_{\text{БКН}}$  - удельные потери активной мощности в НБК на генерацию одного Мвар, кВт/Мвар;

$K_{\text{БКН}}$  - удельная стоимость конденсаторных батарей.

$$Z_{1\text{Г.КН}} = 0,223 * 1812480 + 29991 * 4 = 524147 \text{ руб/Мвар}$$

- для высоковольтных БК (10 кВ):

$$Z_{1\text{Г.КВ}} = 0,223 * 906240 + 29991 * 2 = 262074 \text{ руб/Мвар}$$

- для синхронных двигателей:

$$Z_{1\text{Гсд}} = C_0 \frac{D1}{Q_{\text{сд.м}}}$$

$$Z_{2\text{Гсд}} = C_0 \frac{D2}{nQ_{\text{сд.н}}^2}$$

Таблица 24 – Расчетные данные синхронных двигателей

Обозначение на схеме	$Q_{\text{сд.м}}$ , Мвар	$Z_{1\text{Г.сд}}$ , руб/Мвар	$Z_{2\text{Г.сд}}$ , руб/Мвар	$R_{\text{э.сд}}$ , Ом	$Q_{\text{сд}}$ , Мвар
СЭН-1,2,4,10	1,272	47627	237966	0,8	0,45
СЭН-3	0,404	192269	711652	2,4	0,05

Вычислим эквивалентное сопротивление ответвлений с ТП для расчета оптимальной реактивной мощности, генерируемой низковольтными БК.

Для ТП, питающихся по радиальным линиям:

$$R_{\text{э}} = R_{\text{Т}} + R_{\text{Л}}$$

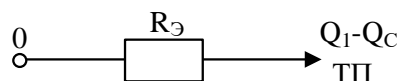


Рисунок 8.2 – Схема замещения радиальной линии

ТП, питающиеся по магистральным линиям:

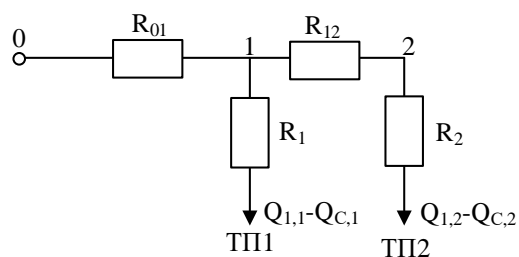


Рисунок 8.3 – Схема замещения магистральной линии

Эквивалентная проводимость точки 1 схемы:

$$\frac{1}{R_{Т1}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_{12} + R_2}$$

С учетом полученного, эквивалентные сопротивления присоединений ТП1 и ТП2:

$$R_{Э1} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{Т1}}\right) R_1$$

$$R_{Э2} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{Т1}}\right) (R_{12} + R_2)$$

Определим реактивную мощность источников, подключенных к первой секции СШ 6 кВ ГПП.

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП, определяем в предположении, что к шинам ГПП подключена высоковольтная БК (при этом коэффициент Лагранжа  $\lambda = Z_{10} = Z_{1г.кв}$ ):

$$Q_c = Q_1 + \Delta Q_T + \frac{Z_{10} - Z_{1г.кв}}{2aC_0R_Э} = Q_1 + \Delta Q_T + \frac{z}{R_Э}$$

Где  $a = \frac{1000}{U_{ном}^2} = \frac{1000}{10^2} = 10$  кВ

$$z = \frac{Z_{10} - Z_{1г.кв}}{2aC_0} = \frac{262074 - 524147}{2 * 10 * 29991} = -0,437 \text{ Мвар} * \text{Ом}$$

Результаты расчетов приведены в таблице 25.

Реактивная мощность, генерируемая синхронными двигателями, определяется по формуле:

$$Q_{сд} = \frac{3_{10} - 3_{1г.сд}}{2aC_0R_{эсд}}$$

Где  $R_{эсд} = \frac{R_{лсд}}{N} + \frac{3_{2г.сд}}{aC_0}$ .

Отметим, что реактивная мощность  $Q_{сд}$  синхронных двигателей не превышает располагаемого значения  $Q_{сд,м}$  этих двигателей. Поэтому их мощность не ограничиваем. Расчетные данные по синхронным двигателям сведены в таблицу 24.

Таблица 25 – Расчет оптимальной мощности БК-0,38 и БК-6 кВ

ТП	$R_{э}$ , Ом	$Q_c$ расчетное, Мвар	$Q_c$ принято, Мвар	$Q_k$ , квар	$Q_k + Q_c$ , квар	Тип принятой стандартной БК	$Q_{ст}$ квар
ТП1	0,8	-0,3	0	0	0	-	-
ТП2	0,6	-0,3	0	0	0	-	-
ТП3	2,5	-0,04	0	0	0	-	-
ТП4	0,4	-0,001	0	0	0	-	-
ТП5	0,4	-0,001	0	0	0	-	-
ТП6	0,3	-0,5	0	0	0	-	-
Итого			0	0	0		
ГПП		0,582	0,582		582	УКЛ56-10,5-600 У3	600

Определение мощности высоковольтной БК, подключаемой к СШ 6 кВ

ГПП, производим из условия баланса реактивных мощностей на СШ 6 кВ ГПП:

$$Q_0 = \sum (Q_1 + \Delta Q_T) + \Delta Q_T^{ГПП} / 2 - \sum Q_c - Q_{сд} - Q_{эс1} / 2$$

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

$Q_B$  - реактивная мощность, потребляемая высоковольтной нагрузкой;

$Q_{эс1}$  – экономически целесообразная реактивная мощность.

$$Q_0 = 3469 + 380,1 + 513,5 - 500 - 3280,4 = 582,2 \text{ квар}$$

Выбираем комплектные конденсаторные установки, результаты в таблице 25.

Баланс реактивных мощностей на сборных шинах 6 кВ ГПП проверяется как равенство генерируемых  $Q_{\Gamma}$  и потребленных  $Q_p$  реактивных мощностей:

$$Q_p = \Sigma(Q_1 + \Delta Q_T) + \Delta Q_T^{\text{ГПП}}/2 = 3469 + 380,1 + 513,5 = 4362,6 \text{ квар}$$

$$Q_{\Gamma} = Q_{\text{сд}} + \frac{Q_{\text{ЭС1}}}{2} + Q_{\text{рбк}} = 500 + 3280,4 + 600 = 4380,4 \text{ квар}$$

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

$$\text{tg}\varphi_p = \frac{Q_p - (\Sigma Q_{\text{ст}} + Q_{\text{сд}})}{P_{\text{рп}}/2} = \frac{4362,6 - 500}{6560,7} = 0,58$$

Резерв реактивной мощности:

$$Q_{\text{рез}\%} = \frac{Q_{\text{сд.м}} - Q_{\text{сд}}}{Q_p} 100\% = \frac{(1272 - 450) + (404 - 50)}{4472,6} 100\% = 26,3\%$$

Резерв достаточен, поэтому дополнительной установки высоковольтной БК не требуется.

Выводы по разделу восемь:

Были решены вопросы компенсации реактивной мощности на шинах 6 кВ ГПП и на шинах 0,4 кВ цеховых ТП.

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		78

## 9. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЦЕХОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ТП1

В общем случае цеховые трансформаторы защищают при следующих повреждениях и ненормальных режимах:

- а) при замыканиях между витками одной фазы;
- б) при междуфазных КЗ в обмотках и на их выводах;
- в) при замыканиях на землю;
- г) при внешних КЗ;
- д) при перегрузке;
- е) при понижении уровня масла.

Выбирается тип защит и определяются токи срабатывания защит и реле цехового трансформатора типа ТМГ-60/6/0,4.

### 9.1 Защита от междуфазных коротких замыканий

Для защиты трансформатора при междуфазных КЗ в обмотках и на выводах ВН принимается токовая отсечка без выдержки времени. Схема соединения трансформаторов тока – неполная звезда.

Ток срабатывания защиты выбираем по максимальному току, проходящему через трансформаторы тока защиты при трехфазном КЗ на стороне низкого напряжения  $I_{K.max}$ :

$$I_{K.max} = I_k^{(3)} = \frac{I_{1Тном.}}{U_k \%} \cdot 100 = \frac{57,8A}{5,5} \cdot 100 = 1050A,$$

$$I_{CЗ} = k_n \cdot I_{KMAX} = 1,3 \cdot 1050 = 1365.$$

Максимальные рабочие токи:

$$I_{1раб.мах} = 1,4 \cdot I_{1Тном.} = 1,4 \cdot 57,8 = 80,9A$$

$$I_{2раб.мах} = 1,4 \cdot I_{2Тном.} = 1,4 \cdot 909 = 1273A$$

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		79

Принимаем к установке реле тока типа РТ-40/100.

## 9.2 Защита от внешних коротких замыканий

Для защиты трансформатора при внешних КЗ и резервирования токовой отсечки и газовой защиты принимается максимальная токовая защита (МТЗ) с выдержкой времени.

Схема соединения трансформаторов тока – неполная звезда. МТЗ отстраивается от тока самозапуска полностью заторможенных ответственных двигателей, присоединенных к шинам НН. Токи срабатывания защиты и реле находятся по формулам

$$I_{C3} = \frac{k_n \cdot I_{сам}}{k_\theta} = \frac{k_n \cdot k_{сз} \cdot I_{1ном}}{k_\theta} = \frac{1,1 \cdot 3 \cdot 57,8}{0,8} = 238 A;$$

$$I_{CP} = \frac{k_{сз} \cdot I_{C3}}{n_T} = \frac{1 \cdot 238}{100/5} = 11,9 A,$$

где  $k_{сз}$  – коэффициент самозапуска, принимаемый равным 3–3,5, когда нет данных о присоединенных двигателях; в этом случае можно считать, что ток в трансформаторе возрастает в 3–3,5 раза по сравнению с номинальным током.

Принимается реле тока РТ-40/20.

Определим сумму уставок по формуле:

$$\sum \Theta = \frac{I_{ср.р.}}{I_{мин.}} - 1,$$

$$\sum \Theta = \frac{11,9}{5} - 1 = 1,38 \approx 1$$

Найдем ток уставки реле по формуле:

$$I_{уст.} = (1 + \sum \Theta) \cdot I_{мин.},$$

$$I_{уст.} = (1 + 1) \cdot 5 = 10 A$$

$$I_{C3} = I_{уст.} n_T = 10 \cdot 20 = 200 A$$

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		80

Коэффициент чувствительности защиты определяем по току трехфазного КЗ за трансформатором (на стороне НН):

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\kappa}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} > 2$$

$$\frac{I_{\kappa}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} = \frac{0,87I_{\kappa}^{(3)}}{I_{\text{сз}}} = \frac{0,87 \cdot 1050}{200} = 4,6$$

$$4,6 > 2.$$

Выдержку времени МТЗ трансформатора выбирают из условия избирательности на ступень  $\Delta t$  выше наибольшей выдержки времени защит присоединений, питающихся от трансформатора, т.е.

$$t_{\text{T}} = t_{\text{пр}} + \Delta t = 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с.}$$

### 9.3. Защита от перегруза

Для защиты цехового трансформатора при перегрузе принимается максимальная токовая защита, устанавливаемая со стороны ВН трансформатора. Защита выполняется с помощью одного токового реле, включенного на фазный ток, и действует на сигнал с выдержкой времени. МТЗ отстраивается от максимального рабочего тока трансформатора с учетом 40% – ной перегрузки

$$I_{1\text{раб.мах}} = 80,9 \text{ A}$$

Ток срабатывания защиты

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{1\text{раб.мах}} = \frac{1,2}{0,9} \cdot 80,9 = 108 \text{ A}$$

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

Ток срабатывания реле:

$$I_{\text{ср}} = \frac{1 \cdot 108}{100/5} = 5,4 \text{ A}$$

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР	Лист
						81
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

Определим сумму уставок по формуле:

$$\sum \Theta = \frac{I_{\text{ср.р.}}}{I_{\text{мин.}}} - 1,$$

$$\sum \theta = \frac{5,4}{5} - 1 = 0,08 \approx 0$$

Найдем ток уставки:

$$I_{\text{уст}} = 5 \text{ A}$$

$$I_{\text{СЗ}} = I_{\text{уст}} n_{\text{T}} = 5 * 20 = 100 \text{ A}$$

Выдержка времени максимальной токовой защиты выбирается больше выдержки времени защиты трансформатора от КЗ (около 10 с.).

#### 9.4 Защита при однофазных КЗ

Для защиты цехового трансформатора при однофазных КЗ в обмотке и на выводах НН, а также в сети НН принимается токовая защита нулевой последовательности с выдержкой времени. При однофазном КЗ на напряжении 0,4 кВ токи замыкания, проходящие по этой стороне, достаточно велики. Однако ток КЗ не полностью трансформируется на сторону высшего напряжения, поэтому рассмотренная максимальная токовая защита недостаточно чувствительна к этим КЗ. Защиту выполняют с помощью одного токового реле, включенного на трансформатор тока, установленный в цепи заземления нейтрали цехового трансформатора. В реле протекает полный ток однофазного КЗ.

Токи срабатывания защиты и реле определяется по формулам:

$$I_{\text{СЗ}} = k_{\text{н1}} \cdot I_{\text{СЗ1}} = k_{\text{н1}} \cdot I_{\text{отс}} \cdot k_{\text{н2}} = 1,1 * 1800 * 1,2 = 2376 \text{ A},$$

где  $I_{\text{СЗ1}}$  – ток срабатывания защиты нулевой последовательности на стороне 0,4 кВ, который согласуется, в свою очередь, с током отсечки автомата (для защиты присоединений устанавливается автомат с током отсечки  $I_{\text{отс}} > I_{2\text{раб.макс}}$ );

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		82



$k_{н1}$  – коэффициент надежности согласования, принимаемый равным 1,1;  $k_{н2}$  – коэффициент надежности согласования, принимаемый равным 1,2.

Коэффициент чувствительности защиты нулевой последовательности определяется при однофазном КЗ на выводах НН трансформатора по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_K^{(1)}}{I_{\text{сз}}} = \frac{I_K^{(3)}}{I_{\text{сз}}} = \frac{16527}{2376} = 7,$$

где  $I_K^{(1)}$  – минимальный ток однофазного КЗ на шинах НН; для цеховых трансформаторов с соединением обмоток «треугольник – звезда с нулем»  $I_K^{(1)} = I_K^{(3)}$ ;

$$I_K^{(3)} = \frac{I_{2T_{ном.}}}{U_k \%} \cdot 100\% = \frac{909}{5,5} * 100 = 16527 \text{ A}$$

Выдержку времени защиты нулевой последовательности, установленной в нейтрали цехового трансформатора, отстраивают от времени срабатывания автоматических выключателей двигателей и принимают равной 0,5 с.

авт

### 9.5. Газовая защита

Газовая защита является основной защитой трансформатора от межвитковых замыканий и других внутренних повреждений, сопровождаемых разложением масла и выделением газа. В качестве реагирующего органа выбирается реле типа РГТ-80 с уставкой скоростного элемента (нижнего) 0,6 м/с. Верхняя пара контактов действует на сигнал при слабом газовыделении и понижении уровня масла. Нижняя пара контактов действует на отключение при бурном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		83

## 9.6 Выбор предохранителей

Ток плавкой вставки предохранителя ПКТ103-6 для защиты трансформаторов выбирается по следующим условиям:

1) при отстройке от рабочего максимального тока:

$$I_{\text{пвном}} \geq k_n I_{1\text{раб.мах}}$$

$$k_n I_{1\text{раб.мах}} = 1,25 * 80,9 = 101A$$

2) при отстройке от броска тока намагничивания трансформатора при его включении под напряжение:

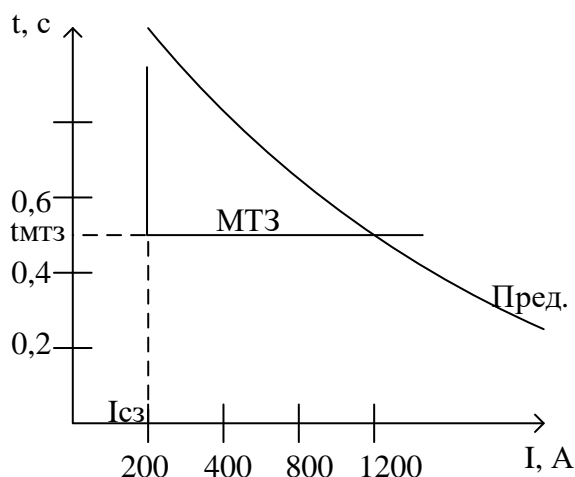
$$I_{\text{пвном}} \geq 1,5...2I_{1\text{тнном}}$$

$$I_{\text{пвном}} \geq 2 * 57,8 = 116A$$

Принимаем к установке предохранитель типа ПКТ10-6-160-20 УЗ с номинальным током плавкой вставки 160 А.

## 9.7 Сравнение МТЗ и предохранителей

Для сравнения максимальной токовой защиты и предохранителя используем время-токовые характеристики.



Сравнив ВТХ, можно сделать вывод о том, что в данном случае МТЗ обладает большим быстродействием, чем предохранитель.

Схема релейной защиты представлена в графической части на листе 3.

Выводы по разделу девять:

В данном разделе произведен расчет и выбор уставок релейной защиты трансформатора ТМГ-630/6/0,4.

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		85

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе проведен расчет электрических нагрузок группы цехов автомобильного завода «Урал» и водогрейной котельной №1 АО «ЭнСер», согласно усовершенствованному методу упорядоченных диаграмм, который позволил разработать схемы внешнего и внутреннего электроснабжения.

Было выбрано рациональное напряжение внешнего электроснабжения. Выбраны мощность, количество и место установки цеховых трансформаторов с современными трансформаторами типа ТМГ, обеспечивающими минимальные затраты при эксплуатации, малые габариты ТП и высокую надежность работы подстанций.

Распределение электрической энергии внутри предприятия осуществляется на напряжении 6 кВ по смешанной схеме, обеспечивающей оптимальные режимы работы электрической сети, надлежащее качество электроэнергии и надежность.

Учитывая климатические условия, характеристики грунта принято решение прокладывать кабельные линии преимущественно в траншеях. Использовались кабели с бумажной изоляцией марки ААШвУ сечением 50, 150 мм<sup>2</sup>.

В работе уделено внимание вопросу компенсации реактивной мощности. Это объясняется низким значением средневзвешенного коэффициента мощности на предприятии, высокой стоимостью электроэнергии и значительным потреблением реактивной мощности. Выбор оптимального местоположения и мощности компенсирующих устройств позволил оптимизировать режимы работы электрической сети и, как следствие, улучшить экономические показатели ее работы.

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		86

В разделе релейная защита приведено подробное описание и расчет уставок релейной защиты цехового трансформатора ТМГ-630/6. На чертеже представлены принципиальная и оперативная схема релейной защиты трансформатора и её характеристики.

В результате проведенных расчетов была спроектирована система электроснабжения группы цехов автомобильного завода, отвечающая всем требованиям по качеству и надёжности электроснабжения.

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		87

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. РТМ 36.18.32.4-92 Руководящий технический материал. Указания по расчету электрических нагрузок.
2. Справочник по проектированию электроснабжения: под редакцией Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
3. Справочник по проектированию электрических сетей: под редакцией Д.Л. Файбисовича. Издание 4-е, переработанное и дополненное; - М.:ЭНАС, 2012. – 376 с.
4. Системы электроснабжения. Часть 1: Основы электроснабжения: курс лекций / А.М. Ершов. – Ч.: Издательский центр ЮУрГУ, 2017. – 245 с.
5. Системы электроснабжения. Часть 2: электрические нагрузки. компенсация реактивной мощности: курс лекций / А.М. Ершов. – Ч.: Издательский центр ЮУрГУ, 2018. – 230 с.
6. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 464 с.
7. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящее указание по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РАО «ЕЭС России» - М.: 1998 – 131 с.
8. Правила устройства электроустановок./ Минэнерго. 7-е издание, переработанное и дополненное; - М.: Энергоатомиздат, 1999
9. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие к курсовому проекту. / А.М. Ершов, О.А. Петров. – Ч.: ЧПИ, 1987. – ч.2, - 44 с.
10. Выключатель вакуумный типа ВВУ-СЭЦ-ПЗ 10. Руководство по эксплуатации (электронная версия). <http://gorod-electroset.ru>

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		88

11. Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10. Руководств по эксплуатации. ОРТ.142.131 РЭ Часть 1 (электронная версия). <https://www.electroshield.ru/>

12. КРУ-СЭЩ-61М Комплектное распределительное устройство внутренней установки на напряжение 6(10) кВ (электронная версия). <https://www.electroshield.ru/>

13. Трансформатор напряжения антирезонансный трехфазный НАМИ-10-95 УХЛ2. Руководство по эксплуатации и паспорт. ИРФУ.671241.015 РЭ (электронная версия)

14. Четошникова, Л. М. Релейная защита в системах электроснабжения. Текст метод. указания к выполнению курсовой работы по направлению 140400 "Электроэнергетика и электротехника" Л. М. Четошникова ; Юж.-Урал. гос. ун-т, Миас. фил., Каф. Автоматика ; ЮУрГУ. - Челябинск: Издательский Центр ЮУрГУ, 2013. - 68, [2] с. ил. (электронная версия)

					13.03.02.2021.077 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		89