

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 группы цехов завода «Центролит»

(тема)

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

К ВЫПУСКНОМУ КВАЛИФИКАЦИОННОМУ ПРОЕКТУ

ЮУрГУ–13.03.02.2020.070.00 ПЗ ВКП

Консультант работы

мастер службы ГЭВВЛ и СЭХЗ

\_\_\_\_\_ Рязанов И.А.

\_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Руководитель проекта (должность)

д.т.н., профессор кафедры автоматике

\_\_\_\_\_ Четошникова Л.М.

\_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Автор проекта

студент группы МиЭт-547

\_\_\_\_\_ Шарипов Р.Р.

\_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Нормоконтролер (должность)

д.т.н., профессор кафедры автоматике

\_\_\_\_\_ Четошникова Л.М.

\_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

## АННОТАЦИЯ

Шарипов Р.Р.

Электроснабжение группы цехов завода  
«Центролит». – Миасс: ЮУрГУ, 2020, 93 с.,  
37 таблиц, Библиография литературы  
–20 наименований, 5 листов чертежей ф.А1.

В данном курсовом проекте по курсу «Электроснабжение промышленных предприятий» производим расчет электроснабжения и выбор оборудования для группы цехов завода «Центролит». Была составлена схема системы электроснабжения, выбраны силовые трансформаторы, коммутационная аппаратура, кабельные линии и проведена их проверка на термическую стойкость. Спроектированная схема электроснабжения промышленного предприятия удовлетворяет ряду требований: высокая надежность и экономичность, безопасность и удобство в эксплуатации, обеспечено требуемое качество электроэнергии, соответствующие уровни напряжения.

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.070 ПЗ ВКП</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Шарипов Р.Р.</i>			<i>Электроснабжение группы цехов завода «Центролит»</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Четошникова Л.М.</i>					3	93
<i>Реценз.</i>						<i>ЮУрГУ, СЭС</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Четошникова Л.М.</i>						
<i>Утверд.</i>		<i>Голощатов С.С.</i>						

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА .....	6
ВВЕДЕНИЕ .....	7
1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВА .....	8
2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ .....	9
2.1 Расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху.....	9
2.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию.....	17
2.3 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия.....	20
3 ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	24
4.1 Выбор внешнего напряжения предприятия.....	29
5 ТЕХНИКО – ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ .....	32
5.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП.....	32
5.2 Расчет ЛЭП от подстанции энергосистемы до ГПП предприятия.....	33
5.3 Расчет токов короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП.....	34
5.4 Выбор коммутационной аппаратуры в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП.....	36
5.5 Определение технико-экономических показателей схемы внешнего электроснабжения.....	40
6 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ.....	45
6.1 Выбор напряжения.....	45
6.2 Построение схемы электроснабжения.....	45
6.3 Сравнение схемы электроснабжения.....	46
6.4 Конструктивное выполнение электрической сети.....	46
6.5 Расчет питающих линий.....	46
7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ .....	50
8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ .....	56
8.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП.....	56
8.2 Выбор выключателей КРУ.....	57
8.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ.....	57
8.4 Выбор трансформаторов напряжения.....	59
8.5 Выбор ячеек, устанавливаемых на вводе цеховых ТП.....	61
8.6 Выбор соединения силового трансформатора ГПП с РУ НН ГПП.....	63
8.7 Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания.....	63
8.8 Выбор трансформаторов собственных нужд.....	65
9 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС .....	66
9.1 Расчет коэффициента искажения синусоидальности напряжения.....	66
9.2 Расчет провала напряжения при пуске двигателей.....	70
10 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ	

МОЩНОСТИ .....	72
11 ВЫБОР И ОПИСАНИЕ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ.....	78
11.1 Дифференциальная защита.....	78
11.2 Защита от перегруза на НН.....	83
11.3 МТЗ с выдержкой времени на НН.....	84
11.4 МТЗ с выдержкой времени на ВН.....	85
11.5 Газовая защита.....	87
11.6 Защита от перегрева.....	88
12 РАСЧЕТ И ВЫБОР СИСТЕМЫ НАРУЖНОГО ОСВЕЩЕНИЯ ТЕРРИТОРИИ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	89
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	92

## ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

Основные характеристики потребителей и системы электроснабжения группы цехов металлургического завода.

1) Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1000 В: 14355 кВт, выше 1000 В: 22085 кВт

2) По надежности электроснабжения потребители предприятия относятся ко второй категории, кроме склада песка.

2) Полная расчетная мощность на шинах ГПП: 36440 кВА.

4) Коэффициенты реактивной мощности:

- заданный энергосистемой  $tg\varphi_s = 0,31$ ;

- расчетный  $tg\varphi_p = 0,3$ .

5) Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

6) Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы 0,7 км; питающая воздушная линия выполнена проводом марки АС-95/19.

7) На ГПП установлены два трансформатора типа ТРДН-25000/110.

8) Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия: 10 кВ.

9) Тип принятых ячеек распределительного устройства ГПП: КУ-10М.

10) Для питания потребителей напряжением ниже 1000 В устанавливается 4 цеховых трансформаторных подстанций с трансформаторами типа ТМГ, мощностью 400,630,1000 кВА.

11) Тип кабельных линий: АПвПуг сечения: 3x100, 3x120, 3x150, 3x300.

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.070 ПЗ ВКП</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		6

## ВВЕДЕНИЕ

Системой электроснабжения (СЭС) называют совокупность устройств для производства, передачи и распределения электроэнергии. Системы электроснабжения промышленных предприятий создаются для обеспечения питания электроэнергией электроприемников предприятия и должны отвечать определенным технико-экономическим требованиям: они должны обладать минимальными затратами при соблюдении всех технических показателей; обеспечивать требуемую надежность электроснабжения и надлежащее качество электрической энергии; быть удобны в эксплуатации и безопасны в обслуживании; иметь достаточную гибкость, позволяющую обеспечивать оптимальные режимы эксплуатации, как в нормальном, так и в послеаварийном режимах; позволять осуществление реконструкций без существенного удорожания первоначального варианта.

По мере развития электропотребления к системам электроснабжения предъявляются и другие требования, например, возникает необходимость внедрения систем автоматического управления и диагностики СЭС, систем автоматизированного контроля и учета электроэнергии, осуществления в широких масштабах диспетчеризации процессов производства с применением телесигнализации и телеуправления.

Чтобы система электроснабжения удовлетворяла всем предъявляемым к ней требованиям, необходимо при проектировании учитывать большое число различных факторов, то есть использовать системный подход к решению задачи. Кроме того, СЭС свойственно наличие глубоких внутренних связей, не позволяющих расчленять системный, комплексный подход, учитывающий взаимовлияние факторов, и учет их динамичности.

Таким образом, создание рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия является сложной задачей, включающей в себя выбор рационального числа трансформаций, выбор рациональных напряжений, правильный выбор места размещения цеховых подстанций и ГПП, совершенствование методики определения электрических нагрузок, рациональный выбор числа и мощности трансформаторов, схем электроснабжения и их параметров, а также сечений проводов и жил кабелей, способов компенсации реактивной мощности, автоматизации, диспетчеризации и др. Принятие оптимальных решений на каждом этапе проектирования ведет к сокращению потерь электроэнергии, повышению надежности и способствует осуществлению общей задачи оптимизации построения систем электроснабжения.

									Лист
									7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВА

В проекте предусматривается проектирование системы электроснабжения группы цехов завода «Центролит». В целом по надежности электроснабжения завод можно отнести ко второй категории, также на территории предприятия имеется склады, которые относятся к третьей категории.

Электроприемники завода питаются на переменном токе промышленной частоты, преимущественно все они трехфазные.

Так как почти все кабельные линии предприятия проложены в лотках, то необходимо отметить, что грунт характеризуется средней коррозионной активностью, также в грунте завода присутствуют колебания и растягивающие усилия в грунте. Все это следует учитывать при выборе типа кабельных линий, чтобы был выдержан срок службы этих линий, установленный производителем.

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.070 ПЗ ВКП</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		8

## 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ

### 2.1 Расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Для оценки ожидаемых электрических нагрузок будем использовать метод упорядоченных диаграмм. Основные положения этого метода приведены в «Руководящих указаниях по расчету электрических нагрузок» (РТМ 36.18.32.4-92) [2] на основе исследований, проведенных ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект».

Согласно этому документу системы электроснабжения с точки зрения расчета электрических нагрузок разделены на 6 уровней. Сначала проведем расчет для системы второго уровня, к которой относятся распределительные шинопроводы и щиты, с которых непосредственно питаются отдельные электроприемники напряжением до 1000 В. В качестве примера рассмотрим инструментальный цех, состоящий из 5 отделений, в которых установлены распределительные шинопроводы.

План инструментального цеха приведен на рисунке 2.1.

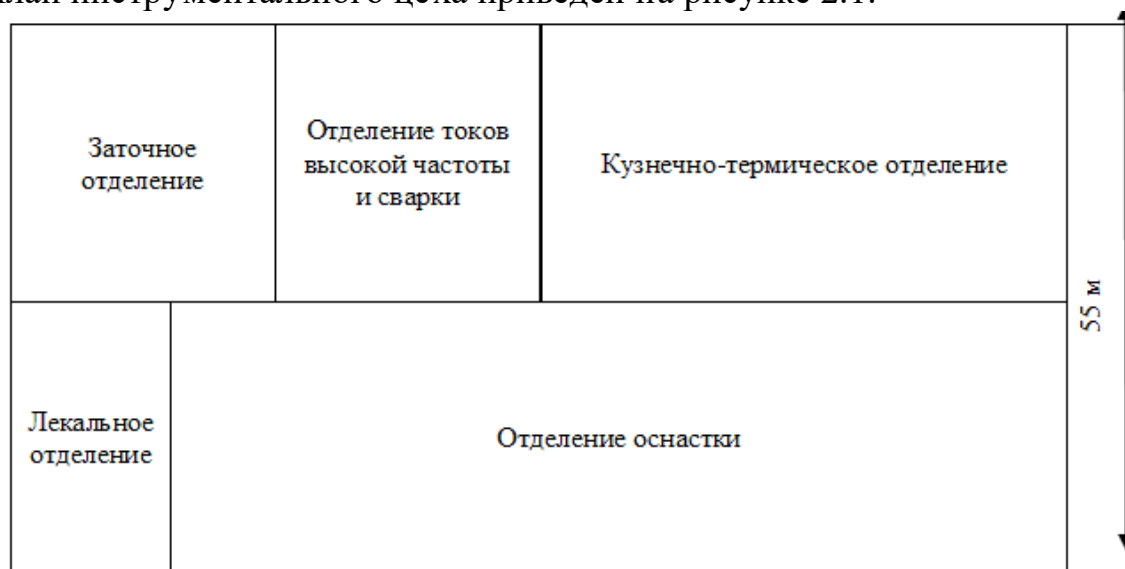


Рисунок 2.1 – План инструментального цеха

В качестве примера проведем подробный расчет нагрузок в заточное отделение. В этом отделении находятся 7 электроприемников общей номинальной мощностью 79,7 кВт. Для их питания в отделении устанавливается распределительный шинопровод ШР-1.

Значения коэффициента использования по активной мощности КИА и коэффициента мощности  $\cos\phi$  для каждой из групп электроприемников определяется по справочнику [1]. Зная  $\cos\phi$ , определяем  $\operatorname{tg}\phi$ .

Далее для каждой группы однотипных электроприемников одинаковой единичной мощности находим среднюю нагрузку:

$$\begin{aligned} P_C &= n \cdot K_{\text{ИА}} \cdot P_{\text{НОМ}}; \\ Q_C &= n \cdot K_{\text{ИА}} \cdot P_{\text{НОМ}} \cdot \operatorname{tg}\phi, \end{aligned} \quad (2.1)$$

где  $P_{\text{НОМ}}$  – номинальная активная мощность группы однотипных электроприемников, кВт.

$n$  – число однотипных электроприемников подключенных к ШР.



Для станка для заточки сверл  $P_{ном} = 8,5 \text{ кВт}$ ,  $n = 1$ ;  $\cos \varphi = 0,4$ ;  $K_{иа} = 0,12$

$$P_c = 1 * 0,12 * 8,5 = 1,02 \text{ кВт},$$

$$Q_c = 1 * 0,12 * 8,5 * 2,29 = 2,34 \text{ квар}.$$

Аналогично рассчитываются другие нагрузки групп электроприемников отделения, результаты расчета сведены в таблицу 2.1.

Найдем эффективное число электроприемников:

$$n_{\text{э}} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{\text{НОМ}i}\right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{\text{НОМ}i}^2}, \quad (2.2)$$

где  $n$  – реальное число электроприемников;

$P_{\text{НОМ}i}$  – номинальная активная мощность  $i$ -го электроприемника, кВт.

Например, для распределительного шинопровода ШР-1

$$n_{\text{э}} = \frac{79,7^2}{563,33} = 11,28.$$

Далее определяем средневзвешенное значение коэффициента использования по шинопроводу:

$$K_{\text{иа}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot P_{\text{НОМ}i}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{НОМ}i}}, \quad (2.3)$$

где  $K_{\text{иа}i}$  – коэффициент использования  $i$ -го электроприемника.

Для ШР-1:

$$K_{\text{иа}} = \frac{11,91}{79,7} = 0,15.$$

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

$$\text{tg} \varphi = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot P_{\text{НОМ}i} \cdot \text{tg} \varphi_i}{\sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot P_{\text{НОМ}i}}, \quad (2.4)$$

где  $\text{tg} \varphi_i$  – коэффициент реактивной мощности  $i$ -го электроприемника.

Для ШР-1:

$$\text{tg} \varphi = \frac{18,72}{11,91} = 1,57$$

По полученному значению  $\text{tg} \varphi$  находим значение  $\cos \varphi$ .

Согласно РТМ расчетные мощности для системы второго уровня определяются по формулам:

$$P_p = K_{\text{РА}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot P_{\text{НОМ}i}; \quad (2.5)$$

$$Q_P = K_{PP} \cdot \sum_{i=1}^n k_{ИАi} \cdot P_{НОМi} \cdot \operatorname{tg}\phi_i \quad (2.6)$$

где  $K_{pa}$  – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, приводится в  $P_{mi}$  в зависимости от эффективного числа электроприемников и средневзвешенного коэффициента использования по активной мощности  $K_{pa} = f(n_{\text{э}}, K_{ia})$ ;

$K_{pp}$  – коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности, можно считать:

$$K_{PP} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_{\text{э}}}} \quad (2.7)$$

Полная расчетная нагрузка:

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2} \quad (2.8)$$

Расчетный ток:

$$I_P = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (2.9)$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение, кВ.

Аналогично рассчитываются однофазные нагрузки других отделений, результаты расчета сведены в таблицу 2.1.

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

Расчетные активная и реактивная мощности определяются по формулам:

$$P_P = K_{PA} \cdot \sum_{i=1}^n k_{ИАi} \cdot P_{НОМi} \quad ; \quad (2.10)$$

$$Q_P = K_{PA} \cdot \sum_{i=1}^n k_{ИАi} \cdot P_{НОМi} \cdot \operatorname{tg}\phi_i \quad , \quad (2.11)$$

где  $K_{pa}$  – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, зависит от тех же величин, что и на втором уровне, но определяется в РТМ по другой таблице.

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

При расчете нагрузок по цеху в целом также необходимо определить эффективное число электроприемников, средневзвешенные коэффициенты использования и реактивной мощности по формулам (2.2), (2.3) и (2.7) соответственно.

Чтобы получить полную расчетную мощность цеха, необходимо учесть осветительную нагрузку. Расчетная нагрузка осветительных

					ИОУрГУ-13.03.02.2020.070 ПЗ ВКП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

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

$$P_{\text{POCB}} = K_{\text{COCB}} \cdot P_{\text{YOCB}} \cdot F_{\text{ц}}, \quad (2.12)$$

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

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

$F_{\text{ц}}$  – поверхность пола цеха, м<sup>2</sup>, определяется по генплану.

Расчетная реактивная мощность осветительной нагрузки

$$Q_{\text{POCB}} = P_{\text{POCB}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{OCB}}, \quad (2.13)$$

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

Просуммировав расчетные мощности силовой и осветительной нагрузки, получим расчетные активную и реактивную нагрузки цеха и, следовательно, можем определить полную расчетную низковольтную нагрузку цеха  $S_{\text{P}}$ :

$$S_{\text{P}} = \sqrt{(P_{\text{p}} + P_{\text{POCB}})^2 + (Q_{\text{p}} + Q_{\text{POCB}})^2} \quad (2.14)$$

Аналогично рассчитываются осветительные нагрузки электроприемников других отделений, результаты расчета сведены в таблицу 2.1.

На этом расчет нагрузок по инструментальному цеху заканчивается, все результаты расчетов представлены в таблице 2.1.

Определение загрузки фаз, обусловленной однофазными электроприемниками сведено в таблицу 2.2.

Таблица 2.1 - Расчет электрических нагрузок инструментального цеха

№	Исходные данные										Расчетные величины						Расчетные мощности			Ip, А
	По заданию технологов										Средняя нагрузка			Крз	№ЭП	Крз	Рр, кВт	Qр, кВт	Sp, кВт	
	Наименение ЭП и узлов СЭС	Кол-во ЭП на уч-ке	Рном при $\eta = 100\%$		Клз	cos(φ)	tg(φ)	Rс = Клз * Рном, кВт	Qс = Клз * Рн * tg(φ), кВт	n * Рн, кВт	Крз									
одного			общая	Крз								№ЭП	Крз							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17				
<b>Зачное отделение (ШР-1)</b>																				
1	Станок для заточки сверл	1	8,5	8,5	0,12	0,4	2,29	1,02	2,34	72,25										
2	Станок универсально-зачточный	2	8,8	17,6	0,12	0,4	2,29	2,11	4,84	154,88										
3	Станок для заточки протяжек	3	1,3	3,9	0,12	0,4	2,29	0,47	1,07	5,07										
4	Станок для доводки режцов	3	1,3	3,9	0,12	0,4	2,29	0,47	1,07	5,07										
5	Станок обдирочно-шлифовальный	2	8,5	17	0,17	0,65	1,17	2,89	3,38	144,50										
6	Станок координатно-расточной	4	6,7	26,8	0,17	0,65	1,17	4,56	5,33	179,56										
7	Кран балка	2	1	2	0,2	0,5	1,73	0,40	0,69	2,00										
<b>Итого по ШР-1</b>		<b>17</b>	<b>36,1</b>	<b>79,7</b>	<b>0,15</b>	<b>0,54</b>	<b>1,57</b>	<b>11,91</b>	<b>18,72</b>	<b>563,33</b>	<b>11,28</b>	<b>1,61</b>	<b>19,18</b>	<b>19,65</b>	<b>27,46</b>	<b>41,72</b>				
<b>Лекальное отделение (ШР - 2)</b>																				
8	Станок плоскошлифовальный	4	4,3	17,2	0,12	0,4	2,29	2,06	4,73	73,96										
9	Станок обдирочно-шлифовальный	2	2,4	4,8	0,17	0,65	1,17	0,82	0,95	11,52										
10	Станок заочный	1	1,7	1,7	0,12	0,4	2,29	0,20	0,47	2,89										
11	Станок сверильный	3	2,2	6,6	0,12	0,4	2,29	0,79	1,81	14,52										
<b>Итого по ШР-2</b>		<b>10</b>	<b>10,6</b>	<b>30,3</b>	<b>0,13</b>	<b>0,44</b>	<b>2,06</b>	<b>3,88</b>	<b>7,97</b>	<b>102,89</b>	<b>8,92</b>	<b>2,30</b>	<b>8,91</b>	<b>8,41</b>	<b>12,26</b>	<b>18,62</b>				
<b>Отделение токов высокой частоты и сварки (ШР - 3)</b>																				
12	Выбратор	2	2,8	5,6	0,12	0,4	2,29	0,67	1,54	15,68										
13	Установка высокочастотная, однофазная, Уном = 380 В	3	67	201						13467,00										
14	Станок электроимпульсный, однофазный, Уном = 380 В	2	32,2	64,4					140,97	2073,68										
15	Трансформатор сварочный, однофазный, Уном = 220 В	3	6,8	20,4						138,72										
16	Печь электрическая	3	45	135	0,8	0,95	0,33	108,00	35,50	6075,00										
17	Выпрямитель сварочный	3	19	57	0,2	0,65	1,17	11,40	13,33	1083,00										

Продолжение таблицы 2.1.

18	Станок заготовочный	3	1,7	5,1	0,12	0,4	2,29	0,61	1,40	8,67									
<b>Итого по ШПР-3</b>		<b>19</b>	<b>174,5</b>	<b>488,5</b>	<b>0,45</b>	<b>0,75</b>	<b>0,87</b>	<b>221,06</b>	<b>192,74</b>	<b>22861,75</b>	<b>10,44</b>	<b>1,42</b>	<b>313,91</b>	<b>202,68</b>	<b>373,66</b>	<b>567,71</b>			
<b>Кузнечно-термическое отделение (ШПР - 4)</b>																			
19	Ножицы гильотинные	2	9	18	0,20	0,65	1,17	3,60	4,21	162,00									
20	Ножицы листовые	3	7	21	0,20	0,65	1,17	4,20	4,91	147,00									
21	Молот	3	28	84	0,24	0,65	1,17	20,16	23,57	2352,00									
22	Пресс	2	7	14	0,20	0,65	1,17	2,80	3,27	98,00									
23	Станок подпробальный	1	8,5	8,5	0,12	0,40	2,29	1,02	2,34	72,25									
24	Машина стыковой сварки	2	30	60	0,35	0,50	1,73	21,00	36,37	1800,00									
25	Кран-балка	2	1	2	0,20	0,50	1,73	0,40	0,69	2,00									
26	Печь электрическая камерная	4	65	260	0,80	0,95	0,33	208,00	68,37	16900,00									
27	Печь шахтная	1	60	60	0,80	0,95	0,33	48,00	15,78	3600,00									
28	Банна соляная	2	75	150	0,12	0,40	2,29	18,00	41,24	11250,00									
29	Банна шианистая	1	10	10	0,12	0,40	2,29	1,20	2,75	100,00									
30	Банна для подогрева масла	3	6,8	20,4	0,12	0,40	2,29	2,45	5,61	138,72									
31	Вентилятор	7	2,2	15,4	0,80	0,80	0,75	12,32	9,24	33,88									
<b>Итого по ШПР-4</b>		<b>33</b>	<b>309,5</b>	<b>723,3</b>	<b>0,47</b>	<b>0,84</b>	<b>0,64</b>	<b>343,15</b>	<b>218,35</b>	<b>36655,85</b>	<b>14,27</b>	<b>1,00</b>	<b>343,15</b>	<b>227,98</b>	<b>411,98</b>	<b>625,94</b>			
<b>Отделение осадка (ШПР - 5)</b>																			
32	Станок обдирочно-шлифовальный	2	3	6	0,17	0,50	1,73	1,02	1,77	18,00									
33	Станок горизонтально-фрезерный	4	8,5	34	0,12	0,50	1,73	4,08	7,07	289,00									
34	Станок токарно-винторезный	1	15,1	15,1	0,12	0,85	0,62	1,81	1,12	228,01									
35	Станок шлифовальный	2	12,9	25,8	0,12	0,85	0,62	3,10	1,92	332,82									
36	Станок сверильный	1	5,6	5,6	0,12	0,85	0,62	0,67	0,42	31,36									
37	Станок радиально-сверильный	3	1,6	4,8	0,12	0,80	0,75	0,58	0,43	7,68									
38	Станок заготовочный для пил	2	2,9	5,8	0,12	1,00	0,00	0,70	0,00	16,82									
39	Станок вертикально-фрезерный	2	10	20	0,12	0,50	1,73	2,40	4,16	200,00									
40	Станок токарно-винторезный	3	7	21	0,12	0,40	2,29	2,52	5,77	147,00									
41	Станок горизонтально-фрезерный	1	17,6	17,6	0,12	0,40	2,29	2,11	4,84	309,76									
42	Станок строгальный	2	9,9	19,8	0,17	0,65	1,17	3,37	3,94	196,02									
43	Станок плоско-шлифовальный	2	4,5	9	0,12	0,40	2,29	1,08	2,47	40,50									
44	Станок кругло-шлифовальный	3	12,8	38,4	0,12	0,40	2,29	4,61	10,56	491,52									
45	Станок токарно-заготовочный	8	36,3	290,4	0,12	0,40	2,29	34,85	79,85	10541,52									
46	Станок разбо-шлифовальный	2	4,7	9,4	0,12	0,40	2,29	1,13	2,58	44,18									

Окончание таблицы 2.1

47	Станок внутривальцовый	1	3,9	3,9	0,12	0,40	2,29	0,47	1,07	15,21								
48	Станок токарно-винторезный	3	7,2	21,6	0,12	0,40	2,29	2,59	5,94	155,52								
49	Станок горизонтально-расточной	1	7,5	7,5	0,17	0,65	1,17	1,28	1,49	56,25								
50	Пила дисковая	2	7	14	0,12	0,40	2,29	1,68	3,85	98,00								
51	Диск отрезной	3	9,6	28,8	0,12	0,40	2,29	3,46	7,92	276,48								
52	Кран-балка	1	17,6	17,6	0,2	0,50	1,73	3,52	6,10	309,76								
<b>Итого по ШР-5</b>		<b>49</b>	<b>205,2</b>	<b>616,1</b>	<b>0,12</b>	<b>0,45</b>	<b>1,99</b>	<b>77,01</b>	<b>183,26</b>	<b>13805,41</b>	<b>27,49</b>	<b>1,00</b>	<b>77,01</b>	<b>188,13</b>	<b>175,88</b>	<b>267,23</b>		
	Освещение цеха F=5500 м.кв Руд.осв.=15 Вт/м.кв.= 0,015 кВт/м.кв			75,00	0,95	0,80	0,75						71,25	53,44				
<b>Итого по цеху</b>		<b>128</b>		<b>1937,90</b>	<b>0,34</b>	<b>0,74</b>	<b>0,90</b>	<b>657,01</b>	<b>591,03</b>	<b>73989,23</b>	<b>50,76</b>	<b>0,75</b>	<b>564,01</b>	<b>496,71</b>	<b>751,55</b>	<b>1141,86</b>		

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

Таблица 2.2 – Определение загрузки фаз, обусловленной однофазными электроприемниками.

Однофазное оборудование	$\Sigma_{\text{пол.об.}}$	n	n*P <sub>ном</sub>	Установленная мощность ЭП, подключенных на Ул, кВт			Коэффициент привнесения			Установленная мощность однофазного ЭП			Класс	cosφ	t <sub>эф</sub>	Средняя мощность																											
				ab			вс			к фазе						q			Рс, кВт																								
				5	6	7	8	9	10	11	12	13				14	15	16	a	b	c	a	b	c																			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22																						
Электроприёмники, подключенные на Ул																																											
Отделение токов высокой частоты и сварки (ШР-3)																																											
Установка высокочастотная, однофазная, U <sub>ном</sub> = 380 В	67	3	13467	67	67	67	a	0,8	0,22							21,44			5,90																								
							b	0,2	0,8											5,36				21,44																			
							b	0,8	0,22										0,4	0,7	1,02020406					5,36																	
							c	0,2	0,8																		21,44		21,44														
							c	0,8	0,22																			21,44		5,90													
							a	0,2	0,8							5,36			21,44																								
							a	0,8	0,22							10,30			2,83																								
							b	0,2	0,8																																		
							b	0,8	0,22																																		
							c	0,2	0,8																																		
Итого по ЭП подключенным на Ул			15540,68													37,10	39,676	29,38	30,17	40,47																							
Электроприёмники, подключенные на Уф																																											
Трансформатор сварочный, однофазный, U <sub>ном</sub> = 220 В	6,8	3	138,72																																								
Итого по ШР-3	106	8	15679,4													37,10	39,68	33,46	30,17	40,47																							
Наиболее нагруженная фаза С																																											
		A	47,82																																								
		B	56,68																																								
		C	57,68																																								

## 2.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

В исходных данных заданы суммарные установленные мощности электроприемников по цехам и эффективное число использования электроприемников для низковольтной нагрузки и количество, и мощность двигателей, преобразователей (высоковольтная нагрузка). Низковольтные и высоковольтные электрические нагрузки рассчитываются отдельно.

Расчет начинается с определения низковольтных нагрузок по цехам, то есть мы должны определить расчетную мощность на сборных шинах 0,4 кВ цеховых трансформаторных подстанций. Расчетные активная и реактивная мощности определяются по формулам (2.10) и (2.11) соответственно. Средневзвешенные коэффициенты использования  $K_{ia}$  и реактивной мощности  $\text{tg}\varphi$  по цехам задаются в исходных данных.

Расчетная осветительная активная и реактивная нагрузка цеха определяется по выражениям (2.12) и (2.13) соответственно, после чего находим полную расчетную низковольтную нагрузку цеха  $S_p$ .

Например, суммарная установленная мощность электроприемников напряжением 0,4 кВ цеха шихты и формовочный материалов  $P_{ном}=5075$  кВт, эффективное число электроприемников  $n_{\text{э}}=102$ , коэффициент использования по активной мощности  $K_{ia}=0,6$ ,  $\text{tg}\varphi=0,88$ .

Средняя активная мощность цеха:

$$P_C = 0,75 \cdot 5075 = 3045 \text{ кВт}$$

Средняя реактивная мощность цеха:

$$Q_C = 3045 \cdot 0,88 = 2685,44 \text{ квар.}$$

Коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности:

$$K_{pa} = 0,8$$

Расчетная активная мощность цеха от низковольтных электроприемников:

$$P_p = 0,8 \cdot 3045 = 2436 \text{ кВт}$$

Расчетная реактивная мощность:

$$Q_p = 2685,44 \cdot 1,02 = 2729,75 \text{ квар.}$$

Площадь цеха  $F_{ц}=25312 \text{ м}^2$ ,  $K_{осв}=0,85$ ;  $P_{уосв}=0,01$  кВт/м<sup>2</sup>;  $\text{tg}\varphi_{осв}=1,02$ .

$$P_{POCB} = 25312 \cdot 0,85 \cdot 0,01 = 215,12 \text{ кВт}$$

$$Q_p = 215,15 \cdot 1,02 = 219,5 \text{ квар}$$

Полная расчетная низковольтная нагрузка цеха

$$S_p = \sqrt{(2436 + 215,15)^2 + (2729,75 + 219,50)^2} = 3965,69 \text{ кВА}$$

Аналогично рассчитываются электрические нагрузки остальных цехов, результаты расчета сведены в таблицу 2.3.

Далее заполняется итоговая строка по нагрузке 0,4 кВ, в которой суммируются номинальные активные мощности цехов, средние активные и реактивные нагрузки, расчетные активные и реактивные мощности от силовой и осветительной нагрузки цехов, а также учитывается расчетная нагрузка от

										Лист
										17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						



освещения территории завода. Далее находится полная расчетная мощность предприятия от низковольтной нагрузки. Кроме того, необходимо определить средневзвешенные коэффициенты использования и реактивной мощности по формулам (2.3) и (2.7) соответственно.

После расчета низковольтной нагрузки необходимо рассчитать высоковольтную нагрузку по цехам.

Например, в компрессорном цехе имеются высоковольтные синхронные двигатели  $R_{ном}=2000$  кВт, число электроприемников  $n=4$ , коэффициент использования по активной мощности  $K_{и}=0,85$ ,  $tg\varphi=0,48$ .

Средняя активная мощность:

$$P_c = 0,85 \cdot 2000 \cdot 4 = 1700 \text{ кВт}$$

Средняя реактивная мощность:

$$Q_c = 1700 \cdot 0,48 = 823,35 \text{ квар}$$

Коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности:

$$K_{ра}=1.$$

Расчетная активная мощность высоковольтных электроприемников:

$$P_p = 1,0 \cdot 1700 = 1700 \text{ кВт}$$

Расчетная реактивная мощность высоковольтных электроприемников:

$$Q_p = 823,35 \cdot 1,0 = 823,35 \text{ квар}$$

Далее заполняется итоговая строка по нагрузке 10 кВ, в которой суммируются номинальные активные мощности цехов, средние активные и реактивные нагрузки, расчетные активные и реактивные мощности

Таблицу завершает строка «Итого по предприятию», в которой записываются суммарные данные по низковольтным и высоковольтным электроприемникам: номинальная активная мощность и расчетные активные и реактивные нагрузки. Расчетные активная и реактивная мощности всего предприятия будут определены позднее, после выбора цеховых трансформаторов и расчета потерь в них.

Все расчеты представлены в таблице 2.3.



## 2.3 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия

Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генеральном плане предприятия окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади кругов пропорциональны расчетным активным нагрузкам. Каждый круг делится на сектора, площади которых пропорциональны расчетным активным нагрузкам электроприемников напряжением до 1000 В, электроприемников напряжением выше 1000 В и электрического освещения. При этом радиус окружности и углы секторов для каждого цеха соответственно определяются:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{Pi}}{\pi \cdot m}}; \quad (2.15)$$

$$\alpha_{H/Bi} = 360 \cdot \frac{P_{PH/Bi}}{P_{Pi}};$$

$$\alpha_{B/Bi} = 360 \cdot \frac{P_{PB/Bi}}{P_{Pi}};$$

$$\alpha_{OCBi} = 360 \cdot \frac{P_{POCBi}}{P_{Pi}}, \quad (2.16)$$

где  $P_{Pi}$ ,  $P_{PH/Bi}$ ,  $P_{PB/Bi}$ ,  $P_{POCBi}$  – расчетные активные нагрузки соответственно всего цеха, электроприемников напряжением до 1 кВ, электроприемников напряжением выше 1 кВ и электрического освещения, кВт;

$m$  – масштаб площадей картограммы нагрузок,  $кВт/мм^2$ .

Масштаб определим из условия, что радиус окружности, соответствующей минимальной расчетной нагрузке, был 1 мм. Тогда, согласно формуле (2.15)

$$m = \frac{P_{p.min}}{\pi \cdot R_{min}^2};$$

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

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

$$m = \frac{65,52}{3,14 \cdot 25} = 0,81 \text{ кВт/мм}^2.$$

Далее определяем радиусы окружностей и углы секторов для каждого цеха по формулам (2.15) и (2.16), результаты расчета сведены в таблицу 2.4.

Например, для цеха шихты и формовочный материалов из таблицы 2.3.

$$P_{P.HB} = 2436 \text{ кВт};$$

$$P_{P.OCB} = 215,15 \text{ кВт};$$

$$P_{P.BB} = 0 \text{ кВт};$$

$$P_P = P_{P.HB} + P_{P.OCB} + P_{P.BB}; \quad (2.17)$$

$$P_P = 2436 + 215,15 + 0 = 2651,15 \text{ кВт}$$

					ИОУрГУ-13.03.02.2020.070 ПЗ ВКП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

По формулам (2.15) и (2.16):

$$R = \sqrt{\frac{2651,15}{3,14 \cdot 0,81^2}} = 31,81 \text{ мм};$$

$$\alpha_{\text{НВ}} = 360 \cdot \frac{2436}{2651,15} = 330,78 \text{ град};$$

$$\alpha_{\text{ВВ}} = 0 \text{ град};$$

$$\alpha_{\text{ОСВ}} = 360 \cdot \frac{215,15}{2651,15} = 29,22 \text{ град};$$

Все расчеты представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 Картограмма электрических нагрузок предприятия

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.070 ПЗ ВКП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

Таблица 2.4 – Картограмма электрических нагрузок предприятия

	Наименование цеха, отделения, участка	Рр, кВт	Рр.нв, кВт	Рр.вв, кВт	Рр.осв, кВт	Х, м	У, м	т	R, мм	α нв	α вв	α осв
1	Цех шихты и формовочный материал	2651,15	2436,00		215,15	168,7	525	0,83	31,81	330,78	0	29,22
2	Цех крупного литья	5971,79	2813,20	2800	358,59	187	370	0,83	47,73	169,59	168,7936	21,62
3	Циркуляционная насосная	222,66	196,00		26,66	464,8	403,9	0,83	9,22	316,90	0	43,10
4	Градирня	77,16	65,52		11,64	454,3	321,2	0,83	5,43	305,71	0	54,29
5	Компрессорная	1835,79	112,20	1700	23,59	384	222,03	0,83	26,47	22,00	333,3719	4,63
6	Цех мелкого литья	3394,65	1703,40	1500	191,25	150	222,03	0,83	35,99	180,64	159,0738	20,28
7	Цех среднего чугунного литья	6214,25	4069,80	1750	394,45	206,2	70,8	0,83	48,69	235,77	101,3799	22,85
8	Ремонтно-механический цех	588,38	492,76		95,63	526,3	70,8	0,83	15,03	301,49	0	58,51
	<b>Итого</b>	<b>20955,82</b>	<b>11888,88</b>	<b>7750</b>	<b>1316,95</b>							
<b>Координаты центра</b>						<b>215,10</b>	<b>255,73</b>					

Главную понизительную подстанцию следует располагать в центре электрических нагрузок или как можно ближе к центру. Центр электрических нагрузок предприятия является символическим центром потребления электрической энергии (активной мощности) предприятия, координаты которого находятся по выражениям:

$$x_{Ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Pi} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_{Pi}}, \quad y_{Ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Pi} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{Pi}}, \quad (1.18)$$

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

Результаты расчета представлены в таблице 1.4, координаты центра электрических нагрузок:

$$x_{ц} = 215,1 м ;$$

$$y_{ц} = 255,73 м .$$

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

- площадь, необходимая для размещения главной понизительной подстанции;
- роза ветров;
- рельеф местности;
- наличие коридоров для прокладки воздушных и кабельных линии с учетом охранной зоны.

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

Мощность трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций зависит от величины нагрузки электроприемников, их категории по надежности электроснабжения, от размеров площади, на которой они размещены и т.п. При одной и той же равномерно распределенной нагрузке с увеличением площади цеха должна уменьшаться единичная мощность трансформаторов.

Существует связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора  $S_{\text{эт}}$  цеховой ТП и плотностью  $\sigma$  электрической нагрузки цеха, эта связь приведена в [21].

Плотность электрической нагрузки цеха определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{\text{ц}}} \quad (3.1)$$

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

$F_{\text{ц}}$  – площадь цеха,  $m^2$ .

Таблица 3.1 – Связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора цеховой ТП и  $\sigma$

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

Не всегда получается выбор мощности трансформаторов цеховых ТП по данному условию. Мощность трансформаторов цеховой ТП корректируется в зависимости от величины расчетной нагрузки цеха, ее категории, числа типоразмеров трансформаторов на предприятии и ряда других факторов.

Например, принимаем решение об объединении ремонтно-механического цеха ( $F_{\text{ц}} = 11250m^2$ ,  $S_p = 1330кВА$ ) и градирня ( $F_{\text{ц}} = 1369m^2$ ,  $S_p = 97кВА$ ), цеховая ТП будет установлена в цехе. Полная расчетная нагрузка  $S_p = 1427кВА$ , суммарная площадь  $F_{\text{ц}} = 12619m^2$ , категория по надежности электроснабжения – вторая, устанавливаем два трансформатора. Плотность нагрузки:

$$\sigma = \frac{1427}{12619} = 0,11 \text{ кВА/м}^2$$

В соответствии с таблицей 4.3 [21] мы должны принять единичную мощность трансформаторов 800 кВА. Для питания ремонтно-механического

цеха и градирни принимаем единичную мощность трансформатора 630 кВА. Устанавливаем одну трансформаторную подстанцию с двумя трансформаторами, мощностью 630 кВА каждый.

Количество трансформаторов одной подстанции зависит от категории электроприемников по надежности электроснабжения. В данном курсовом проекте будем считать, что для питания потребителей первой и второй категорий применяются двухтрансформаторные подстанции с допустимым коэффициентом загрузки трансформаторов в нормальном режиме  $K_{зд} = 0,7$ , а для питания потребителей третьей категории – однотрансформаторные подстанции с  $K_{зд} = 0,8$ .

Количество трансформаторов всех подстанций цеха в общем случае определяется по формуле:

$$N_{T, \min}^{\Theta} = \frac{P_p}{K_{зд} \cdot S_{HT}} + \Delta N_T, \quad (3.2)$$

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

$K_{зд}$  – допустимый коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме;

$S_{HT}$  – выбранная номинальная мощность трансформаторов цеховых ТП, кВА.

$\Delta N_T$  - добавка до ближайшего целого числа

Из приведенного примера видно, что в каждом отдельном случае выбор трансформаторов цеховых ТП следует проводить, учитывая конкретные условия. Выбор остальных ТП сведен в таблицу 3.1.

При выборе трансформаторов цеховых ТП должна определяться наибольшая реактивная мощность  $Q_{1P}$ , которую трансформаторы могут пропустить из сети 10 кВ в сеть напряжением 0,4 кВ. Для цеха (группы цехов), в котором установлено  $M$  подстанций с числом трансформаторов  $n$ , причем мощности всех трансформаторов одинаковы.

$$Q_{1P} = \sqrt{(N_T \cdot K_{зд} \cdot S_{НОМТ})^2 - P_p^2} \quad (3.3)$$

где  $N_T$  – число трансформаторов

$K_{зд}$  – допустимый коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме;

$S_{НОМТ}$  – номинальная мощность трансформаторов цеховой ТП, кВА;

$P_p$  – расчетная активная нагрузка цеха (группы цехов), кВт.

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

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{1P} & \text{если } Q_{1P} < Q_P \\ Q_P, & \text{если } Q_{1P} \geq Q_P \end{cases}, \quad (3.4)$$



где  $Q_p$  – расчетная реактивная нагрузка цеха (группы цехов), квар.

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

$$Q_{KV} = Q_p - Q_1. \quad (3.5)$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах определяются следующим образом:

$$K_{ЗТН} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{n \cdot S_{Н.Т.}}, K_{ЗТП} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{(n_{ВЗ.ПЕЗ} - 1) \cdot S_{Н.Т.}} \cdot \frac{n_{ВЗ.ПЕЗ}}{N_m} \quad (3.6, 3.7)$$

Для рассматриваемого примера (ремонтно-механический цех и градирня):

$$Q_{1p} = \sqrt{(2 \cdot 0,9 \cdot 630)^2 - 630^2} = 579 \text{ квар}$$

$$Q_1 = 579 \text{ квар}, \text{ так как } Q_p = 579 < 652 Q_1;$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах

$$K_{ЗТН} = \frac{\sqrt{666^2 + 579^2}}{2 \cdot 630} = 0,7$$

$$K_{ЗТП} = \frac{\sqrt{666^2 + 579^2}}{(2 - 1) \cdot 630} = 1,4$$

Аналогичные расчеты для остальных ТП представлены в таблице 3.2.

Для определения расчетной нагрузки предприятия необходимо знать потери активной и реактивной мощности в трансформаторах цеховых ТП. Указанные потери найдем следующим образом:

$$\Delta P_T = N \cdot (\Delta P_{xx} + K_{ЗН}^2 \cdot \Delta P_{кз}), \quad (2.8)$$

$$\Delta Q_T = N \cdot \left( \frac{I_{xx} \%}{100} \cdot S_{HT} + K_{ЗН}^2 \cdot \frac{U_{кз} \%}{100} \cdot S_{HT} \right), \quad (2.9)$$

где  $N$  – число трансформаторов, установленных в цехе (группе цехов);

$\Delta P_{xx}$ ,  $\Delta P_{кз}$ ,  $I_{xx}$ ,  $U_{кз}$  – паспортные данные трансформаторов из /3/.

В нашем примере паспортные данные трансформатора ТМЗ-630-10/0,4:

$$\Delta P_{xx} = 1,25 \text{ кВт}; \Delta P_{кз} = 7,9 \text{ кВт}; I_{xx} = 1,7\%; U_{кз} = 5,5\%.$$

Потери в трансформаторах

$$\Delta P_T = 2 \cdot (1,25 + 0,7^2 \cdot 7,9) = 10,24 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \left( \frac{1,7}{100} \cdot 630 + 0,7^2 \cdot \frac{5,5}{100} \cdot 630 \right) = 55,38 \text{ квар}$$

Активная расчётная мощность на стороне высшего напряжения трансформатора:

$$P_p + \Delta P_T = 666 + 10,24 = 676,24 \text{ кВт}.$$

Реактивная расчётная мощность на стороне высшего напряжения трансформатора:

									Лист
									26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ЮУрГУ-13.03.02.2020.070 ПЗ ВКП				

$$Q_1 + \Delta Q_T = 652 + 55,38 = 707,38 \text{ кВар}$$

Полная мощность, потребляемая трансформаторами:

$$S_p = \sqrt{675,8^2 + 707,3^2} = 978 \text{ кВА}$$

Аналогично рассчитываются потери в трансформаторах остальных ТП, результаты расчета сведены в таблицу 3.1.

Поскольку трансформаторы цеховых ТП расположены в цехах, и никаких ограничений к установке масляных трансформаторов не имеется, то принимаем к установке трансформаторы типа ТМЗ.

Выбранные трансформаторные подстанции и низковольтные распределительные пункты показаны на генеральном плане предприятия (рисунок 3.1 – формат А1).

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.070 ПЗ ВКП</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27

Таблица 3.2 – Выбор трансформаторов

Наименование цехов	Категория	Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА	Fц, м²	δ, кВА/м²	Sэт, кВА	No	Тип тр-ров	Sном T, кВА	Число тр-ров	Кэт дол	Q1p, квар	Q1, квар	Qк, квар	Кэт норм	Кэт п/а	ΔPxx, кВт	ΔPкз, кВт	Ixx, %	Uкз, %	ΔPт, кВт	ΔQт, квар	Pp+ΔPт, кВт	Qp+ΔQт, квар	Sp, кВА		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17			18	19	20	21	22	23	24	25	26	
Цех шихты и формовочный материалов	2	2651	2730	3966	25312		1000	2,9	TM3	1000	4	0,9	2435	2435	294	0,90	1,20	1,9	12,2	1,7	5,5	47,13	246,20	2688,3	2976,0	4017		
Цех крупного литья	2	3172	2697	4409	42187		630	5,6	TM3	1000	6	0,9	4370	2697	0	0,69	0,83	1,9	12,2	1,7	5,5	46,64	260,88	3218,4	2957,5	4371		
Циркуляционная насосная	2	223	180	304	3136																							
Ремонтно-механический цех	2	588	605	1330	11250		630	0,4	TM3	400	2	0,9	685	180	0	0,36	0,72	0,9	5,5	1,8	4,5	3,21	19,01	225,9	199,0	301		
Градирия	2	77	47	97	1369																							
Компрессорная	2	666	652	1427	12619		800	1,2	TM3	630	2	0,7	579	579	73	0,70	1,40	1,25	7,9	1,7	5,5	10,24	55,38	675,8	707,3	978		
		136	71	166	2775																							
Цех мелкого литья	2	136	71	166	2775	0,06	400	0,4	TM3	250	2	0,9	429	71	0	0,31	0,61	0,7	3,7	2,3	4,5	2,09	13,61	137,9	84,6	162		
Цех среднего чугунного литья	2	1895	1804	2754	22500		800	2,6	TM3	630	4	0,9	1247	1247	557	0,90	1,20	1,25	7,9	1,7	5,5	30,60	155,11	1925,2	1958,7	2746		
		4464	2876	3331	46406																							
		4464	2876	3331	46406	0,07	500	9,9	TM3	1000	10	0,9	7815	2876	0	0,53	0,59	1,9	12,2	1,7	4,5	53,40	296,89	4517,4	3172,9	5520		

## 4 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ, СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВНОЙ ПОНИЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ ПРЕДПРИЯТИЯ

### 4.1 Выбор внешнего напряжения предприятия

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

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

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 0,016 \cdot P_{РП}} \quad (4.1)$$

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

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

Расчетная (максимальная) активная нагрузка предприятия:

$$P_{РП} = (P_{Р.Н} + P_{Р.В} + \Delta P_{ТЭ}) \cdot k_{ОМ} + P_{Р.О} \quad (4.2)$$

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

$P_{Р.В}$  - расчетная активная высоковольтная нагрузка предприятия, создаваемая высоковольтными синхронными, асинхронными электродвигателями, преобразовательными подстанциями и т. п.;

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

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

$k_{ОМ}$  - коэффициент одновременности максимумов,  $k_{ОМ} = 0,9$ .

$$k_{ОМ} = f(m, k_{иа}),$$

где  $m$  - число групп электроприемников, для каждой из которых найдены расчетные нагрузки.

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

Коэффициент одновременности максимумов  $K_{ом}$  является функцией числа присоединений к сборным шинам ГПП и средневзвешенного коэффициента использования по предприятию  $K_{иа}$  и приводится в РТМ 36.18.32.4-92. [3]

$K_{иа} = 0,66$  (см. таблицу 2.2), тогда  $K_{ом} = 0,9$ .

Остальные величины, входящие в формулу (4.2), берем из таблиц 2.2 и 3.1.

$$P_{РП} = (11888,8 + 7750 + 193,31) \cdot 0,9 + 2446,61 = 20296 \text{ кВт.}$$

					Лист
					29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

Тогда по формуле (4.1):

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{0,7 + 0,016 \cdot 20296} = 55,42 \text{ кВ}$$

Мощность трансформаторов, устанавливаемых на ГПП и ПГВ определяется из условия

$$S_{T.ГПП} \geq \frac{\sqrt{(P_P^V)^2 + (Q_{\text{экл}} - \Delta Q_{m.ГПП})^2}}{K_{з.доп} \cdot N_T} \quad (4.3)$$

где  $P_P^V$  – расчетная активная мощность на сборных шинах 6, 10 кВ;

$Q_{\text{экл}}$  – экономически обоснованная величина реактивной мощности, которую можно получить от энергосистемы по льготному тарифу в точке раздела балансовой принадлежности сетей энергосистемы и предприятия, т.е. на стороне высшего напряжения ГПП;

$\Delta Q_{m.ГПП}$  – потери реактивной мощности в двух трансформаторах ГПП;

$K_{з.доп}$  – допустимый коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме, для 2-х трансформаторных подстанций принимается равным 0,7;

$N_T$  – число трансформаторов.

Величина  $Q_{\text{экл}}$  определяется по формуле

$$Q_{\text{экл}} \approx P_P^V \cdot \text{tg} \varphi_{\text{норм}} \quad (4.4)$$

$$Q_{\text{экл}} \approx 22085,48 \cdot 0,5 = 11042,74 \text{ квар}$$

Определим необходимую мощность трансформатора ГПП

$$S_{T.ГПП} \geq \frac{\sqrt{(22085,48)^2 + (11042,74 - 2897,5)^2}}{0,7 \cdot 2} = 16814 \text{ кВА}$$

Выбираем ближайшую стандартную мощность трансформатора, а именно 25000 кВА.

Для выбора напряжения необходимо произвести технико-экономические расчеты, для этого необходимо предварительно выбрать силовые трансформаторы на 35 кВ и 110 кВ.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформаторов ГПП 35 кВ

Тип трансформатора	$U_{\text{ном.вн}}, \text{кВ}$	$U_{\text{ном.нн}}, \text{кВ}$	$S_{HT}, \text{MVA}$	$\Delta P_{xx}, \text{кВт}$	$\Delta P_{кз}, \text{кВт}$	$U_{кз}, \%$	$I_{xx}, \%$
ТРДНС-25000/35	35	10	25	25	115	10,5	0,65

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформаторов ГПП 110 кВ

Тип трансформатора	$U_{ном.вн}, кВ$	$U_{ном.нн}, кВ$	$S_{HT}, МВА$	$\Delta P_{xx}, кВт$	$\Delta P_{кз}, кВт$	$U_{кз}, \%$	$I_{xx}, \%$
ТРДН-25000/110	110	10	25	27	120	10,5	0,7

## 5 ТЕХНИКО – ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 5.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП

Потери мощности в трансформаторах ГПП на напряжении 110 кВ найдем по выражениям:

Потери активной мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_T = n(\Delta P_{xx} + k_{3.н.}^2 \Delta P_{кз}) \quad (5.1)$$

где  $n = 2$  - число трансформаторов ГПП;

$\Delta P_{xx}$  - потери холостого хода, кВт;

$\Delta P_{кз}$  - потери короткого замыкания, кВт;

$$\Delta P_{T110} = 2 \cdot (27 + 0,49^2 \cdot 120) = 112,53 \text{ кВт}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах:

$$\Delta Q_T = n \left( \frac{I_{xx}}{100} S_H + k_{3.н.}^2 \frac{U_k}{100} S_H \right) \quad (5.2)$$

где  $I_{xx}$  - ток холостого хода трансформаторах, %;

$U_k$  - напряжение короткого замыкания, %.

$$\Delta Q_{T110} = 2 \cdot \left( \frac{0,7}{100} \cdot 25000 + 0,49^2 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot 25000 \right) = 1630,39 \text{ квар}$$

Потери электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta A_T = n \cdot (\Delta P_{xx} \cdot T_T + k_{3.н.}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau) \quad (5.3)$$

где  $\tau$  - годовое число часов максимальных потерь;

$T_T = 8760 \text{ ч}$  – число часов в году;

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_M}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 \quad (5.4)$$

где  $T_M$  - годовое число часов использования полчасового максимума активной нагрузки, равное 6500 ч [2];

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{6500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 6780,24 \text{ ч,}$$

$$\Delta A_{T.110} = 2 \cdot (27 \cdot 8760 + 0,49^2 \cdot 120 \cdot 6780) = 869903 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Расчет на напряжение 35 кВ выполняется аналогично. Результаты сведем в таблицу 5.1

										Лист
										32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Таблица 5.1 – Потери в трансформаторах

Напряжение, кВ	35	110
Трансформатор	ТРДН-25000/35	ТРДН-2 х 25000/110
Снт, кВА	25000	25000
n, штук	0,49	0,49
кзн	25	27
ΔРхх, кВт	115	120
ΔРкз, кВт	0,65	0,7
Іхх, %	10,5	10,5
Uкз, %	106,09	112,53
ΔРт, кВт	1605,39	1630,39
ΔQт,квар	8760	8760
τ, ч	6780,24	6780,24
Тм,ч	6500	6500
ΔАт, кВт·ч	818 327	869 903

## 5.2 Расчет ЛЭП от подстанции энергосистемы до ГПП предприятия

Для примера произведем расчет для линии 110 кВ

Нагрузка в начале линии:

$$S_{p.l.} = \sqrt{(P_{p.l.} + \Delta P_T)^2 + Q_{эс}^2} \quad (5.5)$$

$$S_{PП.110} = \sqrt{(22085 + 112,53)^2 + 11042,74^2} = 33203 \text{ кВА}$$

Расчетный ток одной цепи линии:

$$I_{p.l.} = \frac{S_{p.l.}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} \quad (5.6)$$

$$I_{p.l.110} = \frac{33203}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 87 \text{ А}$$

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

$$I_{п} = 2 \cdot I_{p.l.} \quad (5.7)$$

$$I_{П.110} = 2 \cdot 87 = 174 \text{ А.}$$

Сечение проводов находим по экономической плотности тока  $j_s = 1,1$  [5]

$$F_s = \frac{I_{p.l.}}{j_s} \quad (5.8)$$

$$F_{э.110} = \frac{87}{1,1} = 79,21 \text{ мм}^2.$$

Принимаем по условиям короны для напряжения 110 кВ провод АС-95/19 ( $r_0=0,301$  Ом/км,  $x_0=0,434$  Ом/км /3/) с  $I_{доп.}=330$  А, что больше, чем ток послеаварийного режима  $I_{п.110} = 174 \text{ А}$ .



Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta A_{\text{п}} = n \cdot (3 \cdot I_{\text{р.л.}}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau) \quad (5.9)$$

где  $l$  - расстояние от подстанции энергосистемы до ГПП,  $l=0,7$  км;

$$\Delta A_{\text{л.110}} = 2 \cdot (3 \cdot 87^2 \cdot 0,301 \cdot 0,7 \cdot 6780,24) = 65082 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Для линии 35 кВ расчеты выполняются аналогично. Результаты сведем в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 – Результаты расчета линии

	Напряжение, кВ	35	110
Нагрузка в начале линии	Spл, кВА	24787	33203
Расчётный ток одной цепи	Ipл, А	204	87
Ток в послеаварийном режиме	Ip, А	409	174
Экономическая плотность	jэ, А/мм <sup>2</sup>	1,1	1,1
Сечение проводов	Fэ, мм <sup>2</sup>	185,86	79,21
Провод	Марка провода	АС - 185/24	АС - 95/19
Допустимый ток	Id, А	520	330
Удельное r-сопротивление	ro, Ом/км	0,154	0,301
Удельное x-сопротивление	xo, Ом/км	0,415	0,434
Длина линии	L, км	0,7	0,7
Потери активной энергии за год	ΔAl, кВт·ч	183 297	65 082

### 5.3 Расчет токов короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП

Для примера произведем расчет на напряжении 110 кВ.

Исходная схема для расчёта токов короткого замыкания представлена на рисунке 5.1:

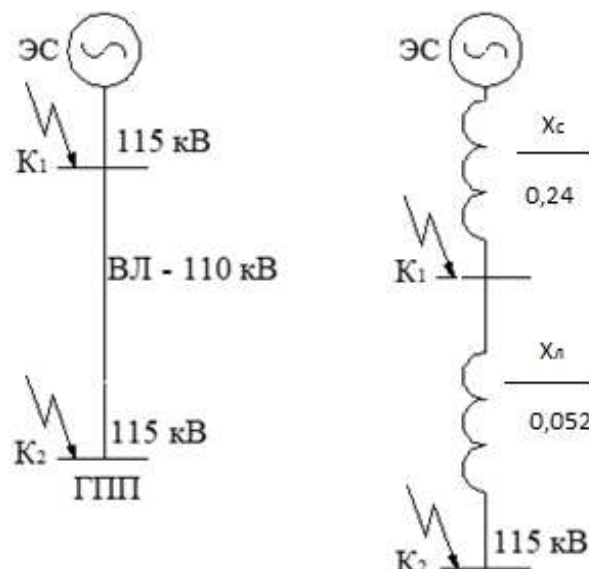


Рисунок 5.1 – Схема для расчёта токов короткого замыкания

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

При напряжении 110 кВ мощность короткого замыкания  $S_k=2700$  МВА, а базисная мощность  $S_б = 1000$  МВА и  $U_б = 115$  кВ. Определим сопротивление элементов схемы.

Сопротивление системы:

$$x_c = x_1 = \frac{S_б}{S_k} \quad (5.10)$$

$$X_C = X_1 = \frac{1000}{2700} = 0,37 \text{ о.е.}$$

Ток короткого замыкания в точке  $K_1$ :

$$I_{k1} = I_{пт1} = I_{п01} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б \cdot x_1} \quad (5.11)$$

$$I_{k1} = I_{пт1} = I_{п01} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,37} = 13,56 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке 1:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1} \cdot I_{k1} \quad (5.12)$$

где  $K_u=1,8$  – ударный коэффициент.

$$I_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 13,56 = 32,59 \text{ кА.}$$

Сопротивление воздушной линии 110 кВ:

$$x_{вл} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_б}{U_б^2} \quad (5.13)$$

$$X_{вл} = \frac{0,434 \cdot 0,7 \cdot 1000}{115^2} = 0,023 \text{ о.е.}$$

Ток короткого замыкания в точке  $K_2$ :

$$I_{k2} = I_{пт2} = I_{п02} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б \cdot (x_1 + x_{вл})} \quad (5.14)$$

$$I_{k2} = I_{пт2} = I_{п02} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (0,37 + 0,023)} = 13,6 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке 2, согласно выражению (4.12)

$K_u=1,80$  – ударный коэффициент.

$$I_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 13,6 = 34,61 \text{ кА.}$$

Для напряжения 35 кВ расчеты выполняются аналогично. Результаты сведем в таблицу 5.3

Таблица 5.3 – Результаты расчета токов КЗ

	Напряжение, кВ	35	110
Базисная мощность	Sб, МВА	1000	1000
Мощность кз системы	Sc, МВА	870	2700
Базисное напряжение	Uб, кВ	37	115
Сопротивление системы	хс, ое	1,15	0,37
Сопротивление тран-ра ЭС	хтс, ое	4,20	0,00
Сопротивление линии 110 кВ	хл, ое	0,21	0,023
<b>Точка К1</b>	хк1, ое	5,35	0,37
	Ik1, кА	2,92	13,56
	Ky	1,61	1,80
	iуд, кА	6,63	34,51
Время срабатывания защиты	tcз, с	0,01	0,01
Собственное время отключения	tcв, с	0,04	0,04
	t, с	0,05	0,05
Постоянная времени затухания	Ta, с	0,02	0,03
Апериодическая составляющая	Iat, кА	0,34	3,62
Мощность кз ступени	Ск.ст, МВА		2700,00
<b>Точка К2</b>	хк2, ое	5,56	0,39
	Ik2, кА	2,81	12,76
	Ky	1,61	1,70
	iуд, кА	6,38	30,69
Время срабатывания защиты	tcз, с	0,01	0,01
Собственное время отключения	tcв, с	0,04	0,04
	t, с	0,05	0,05
Постоянная времени затухания	Ta, с	0,02	0,03
Апериодическая составляющая	Iat, кА	0,33	3,41
Мощность кз ступени	Ск.ст, МВА		2542,32
	Iраб утяж, А	546,14	175,72

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

Для примера произведем выбор оборудования на напряжение 110 кВ  
Выключатели выбираются:  
по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (5.15)$$

по номинальному току

$$I_{ном} \geq I_{max} \quad (5.16)$$

где  $I_{max}$  - ток у тяжеленного режима цепей питающих линий;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (5.17)$$

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,7 \text{ А.}$$

по отключающей способности, которая характеризуется номинальным током отключения  $I_{\text{отк.ном}}$  в виде действующего значения периодической составляющей отключающего тока:

Для варианта 110 кВ к установке принимаем вакуумный выключатель типа ВГТ-110А-2000-40У1 с собственным временем отключения  $t_{\text{с.в}} = 0,06 \text{ с.}$

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{\text{п},\tau} \leq I_{\text{отк.ном}} \quad (5.18)$$

Расчетное значение периодической составляющей тока короткого замыкания

$$I_{\text{п},0} = I_{\text{п},\tau} = 13,56 < I_{\text{отк.ном}} = 20 \text{ кА.}$$

Затем проверяется возможность отключения аperiodической составляющей тока КЗ  $i_{\text{а},\tau}$  в момент  $\tau$  расхождения контактов по условию:

$$i_{\text{а},\tau} \leq i_{\text{а,ном}} \quad (5.19)$$

Аperiodическая составляющая тока КЗ для ветви энергосистемы вычисляется:

$$i_{\text{а},\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п},0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (5.20)$$

где  $\tau$  - время от начала КЗ до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов;

$T_a$  - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ; для системы напряжением 110 кВ  $T_a = 0,02 \text{ с.}$

Расчетное время

$$\tau = t_{\text{р.з.мин}} + t_{\text{с.в}} \quad (5.21)$$

где  $t_{\text{р.з.мин}}$  - минимальное время действия релейной защиты, с;

$$\tau = 0,01 + 0,06 = 0,07 \text{ с.}$$

Согласно (4.18) имеем:

$$i_{\text{а},\tau} = \sqrt{2} \cdot 13,56 \cdot e^{-\frac{0,07}{0,02}} = 0,93 \text{ кА.}$$

Завод - изготовитель гарантирует выключателю аperiodическую составляющую в отключаемом токе для времени  $\tau$ :

$$i_{\text{а,ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{\text{отк,ном}} \quad (5.22)$$

$$i_{\text{а,ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 20 = 12,72 \text{ кА.}$$

Электродинамическая стойкость проверяется по условиям:

$$I_{п,0} < I_{пр.скв.} = I_{дин.} \quad (5.23)$$

$$i_y \leq i_{пр.скв.} = i_{дин.} \quad (5.24)$$

где  $I_{пр.скв.}$ ,  $i_{пр.скв.}$  - действующее и амплитудное значения предельного сквозного тока КЗ (справочные данные);

Термическая стойкость проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (5.25)$$

где  $B_k$  - полный тепловой импульс КЗ,  $кА^2 \cdot с$ ;

$$B_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (5.26)$$

где  $t_{отк}$  - время от начала короткого замыкания до его отключения, с;

$$t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в.} \quad (5.27)$$

где  $t_{р.з.}$  - время действия основной защиты трансформатора, равно 0,1 с;

$t_{о.в.}$  - полное время отключения выключателя, равно 0,07 с;

$$B_k = 13,56^2 \cdot (0,17 + 0,02) = 34,93 кА^2 \cdot с$$

при  $t_{отк} = 0,17 с$ .

По каталогу

предельный ток термической стойкости  $I_{тер} = 20$  кА;

длительность протекания  $I_{тер}$  составляет  $t_{тер} = 3$  с.

Все расчетные и каталожные данные сводим в таблицу 5.4

Разъединители выбираются:

по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (5.28)$$

по номинальному току

$$I_{ном} \geq I_{мах} \quad (5.29)$$

по конструкции, роду установки.

по электродинамической стойкости:

$$I_{п,0} < I_{пр.скв.} = I_{дин.} \quad (5.30)$$

$$i_y \leq i_{пр.скв.} = i_{дин.} \quad (5.31)$$

по термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (5.32)$$

Данное выражение используется в качестве проверочного.

В результате выбираем по справочнику разъединитель типа РДЗ-1-110/1000 УХЛ1 - разъединитель горизонтально - поворотного типа. Все каталожные данные разъединителя сводим в таблицу 5.4.

Разъединители выбираются по номинальному напряжению ( $U_c \leq U_{ном}$ ),

					Лист
					38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

номинальному длительному току ( $I_{РАБ.УТЯЖ} \leq I_{НОМ}$ ), а в режиме короткого замыкания проверяются по электродинамической и термической стойкости. Для защиты оборудования ГПП от перенапряжений в питающей сети устанавливаем ОПН-110У1, в нейтраль силового трансформатора включаем 2×ОПН-110У1, ЗОН-110У-ІУ1 ( $I_n = 400$  А,  $t_{тер} = 119,07$  кА<sup>2</sup>с)..

Таблица 5.4 – Результаты выбора и проверки аппаратуры в начале отходящей линии энергосистемы

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГТ-110 УХЛ1	Разъединитель РДЗ-110/1000 УХЛ1
$U_{уст} = 110$ кВ;	$U_{ном} = 110$ кВ;	$U_{ном} = 110$ кВ;
$I_{max} = 183,7$ А;	$I_{ном} = 2000$ А;	$I_{ном} = 1000$ А;
$I_{п01} = 13,56$ кА;	$I_{отк} = 20$ кА;	-
$i_{a,\tau} = 0,93$ кА;	$i_{a,ном.} = 65,05$ кА;	-
$I_{уд} = 52,39$ кА;	$i_y = 102$ кА;	$i_y = 80$ кА;
$B_k = 34,93$ кА <sup>2</sup> · с;	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ кА <sup>2</sup> · с ;	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875$ кА <sup>2</sup> · с ;

Таблица 5.5 – Результаты выбора и проверки аппаратуры на вводах ГПП предприятия для схемы 110 кВ

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГТ-110А-2000-40У1	Разъединитель РДЗ - 110 - 1000 - У1, Привод ПР - У1
U, кВ      110	$U_{ном} = 110$ кВ;	110
I <sub>max</sub> , А    175,72	$I_{ном} = 2000$ А;	1000
I <sub>п,о</sub> =I <sub>п,т</sub> , А    12,76	$I_{отк} = 20$ кА;	-
I <sub>ат</sub> , кА     3,41	$i_{a,ном.} = 65,05$ кА;	-
I <sub>уд</sub> , кА     30,69	$i_y = 102$ кА;	80
B <sub>к</sub> , кА <sup>2</sup> · с    21,18	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ кА <sup>2</sup> · с ;	2976,75

Для напряжения 35 кВ выбор производится аналогично, сведем его в таблица 5.6 и 5.7.

Таблица 5.6 – Результаты выбора и проверки аппаратуры в начале отходящей линии энергосистемы

Расчётные данные	Каталожные данные		
	Выключатель ВБЭС-35П-50/3150У1 Привод ПП - 67	Разъединитель РДЗ - 35 - 1000 - У1 Привод ПР - У1	
U, кВ	35	Uном, кВ	35
Iмах, А	546,14	Iном, А	1000
Iп,о=Iп,т, А	2,92	Iоткл, кА	-
Iат, кА	0,34	ia ном, кА	-
Iуд, кА	6,63	iдин, кА	63
Вк, кА <sup>2</sup> · с	1,11	Iтерм <sup>2</sup> ·tтерм	400
			2500

Таблица 5.7 – Результаты выбора и проверки аппаратуры на вводах ГПП предприятия для схемы 35 кВ

Расчётные данные	Каталожные данные		
	Выключатель С - 35М - 630 - 10У1 Привод ПП - 67	Разъединитель РДЗ - 35 - 1000 - У1 Привод ПР - У1	
U, кВ	35	Uном, кВ	35
Iмах, А	546,14	Iном, А	1000
Iп,о=Iп,т, А	2,81	Iоткл, кА	-
Iат, кА	0,33	ia ном, кА	-
Iуд, кА	6,38	iдин, кА	63
Вк, кА <sup>2</sup> · с	1,02	Iтерм <sup>2</sup> ·tтерм	400
			2500

### 5.5 Определение технико-экономических показателей схемы внешнего электроснабжения

При сравнении вариантов учитывается коммутационная аппаратура отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы, воздушные линии, вводные коммутационные аппараты главной понизительной подстанции, силовые трансформаторы главной понизительной подстанции.

Для примера произведем расчет технико-экономических показателей при напряжении 110 кВ

Годовые приведенные затраты находятся из выражения:

$$Z = \sum_i^n E_i \cdot k_i + C_3 \quad (5.33)$$

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

$k_i$  - сумма капитальных затрат  $i$ -ой группы одинаковых

электроприемников;

$C_{\circ}$  - стоимость годовых потерь электроэнергии.

$$E_i = E_n + E_{ai} + E_{oi} \quad (5.34)$$

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

$E_{ai}$  - отчисления на амортизацию;

$E_{oi}$  - расходы на обслуживание.

При проектировании сетей электроснабжения промышленных предприятий учитывается стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_{\circ} = (\Delta A_r + \Delta A_n) \cdot C'_0 \quad (5.35)$$

где  $C'_0$  - удельная стоимость потерь электроэнергии.

$$C'_0 = \delta \left( \frac{\alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right) \quad (5.36)$$

где  $\alpha$  основная ставка тарифа,  $\alpha = 17024,28$ руб/кВт · год;

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

$\delta$  - поправочный коэффициент, для сетей напряжением 110 кВ  $\delta=1,02$ ;

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

$$C'_0 = 1,03 \cdot \left( \frac{17024 \cdot 1}{6780,24} + 1,448 \right) = 4,08 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

Результаты расчета экономических показателей сводим в таблицу 5.8.

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.070 ПЗ ВКП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41



Таблица 5.8 - Результаты технико-экономических расчетов на напряжении 110кВ

№	Наименование оборудования	Единицы измерения	Количество	Стоимость единицы, тыс. руб.	Кап. вложения, тыс. руб.	Отчисления, о.е.				Заплаты, тыс.руб.	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб.	
						Ен	Етр	Еа	Итого			
1	Трансформатор силовой											
	ТРДН-2 х 25000/110	шт	2	22130	44260	0,12	0,01	0,063	0,193	8542,18		3 373
2	ВЛ 110 кВ на 2-х цепных ЖБ опорах	км	0,7	4400,895	3081	0,12	0,004	0,028	0,152	468,26		367
	Выключатель ВГТ-110 УХЛП	шт	4	1980	7920	0,12	0,01	0,063	0,193	1528,56		-
4	Разъединитель	шт	18	180	3240	0,12	0,01	0,063	0,193	625,32		-
	0,00											
ИТОГО					58501					11164		3914

Стоимость выключателя принята согласно [22]

Расчет технико-экономических показателей на напряжение выполняется аналогично. Результат сведем в таблицу 5.9

Таблица 5.9 - Результаты технико-экономических расчетов на напряжении 35кВ

№	Наименование оборудования	Единицы измерения	Количество	Стоимость единицы, тыс. руб.	Кап. вложения, тыс. руб.	Отчисления, о.е.			Зараты, тыс.руб.	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб.
						Ен	Етр	Еа		
1	Трансформатор силовой	шт.	2	19612	39224	0,12	0,01	0,063	7570,232	4 715
	ТРДН-25000/35	Итого								
3	ВЛ 35 кВ на 2-х цепных ЖБ опорах	км	0,7	3861,372	2703	0,12	0,004	0,028	410,85	1 034
	Выключатель ВБЭС-35П*50/3150У1	Итого								
4	Разъединитель РДЗ - 35 - 1000 - У1	шт.	18	250	4500	0,12	0,01	0,063	868,5	-
	Итого	Итого								
					50227				9583	5650

Стоимость выключателя принята согласно [23]

Стоимость единицы оборудования принята согласно «Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК», 2012 [19]

Сравним экономические показатели

Таблица 5.10 Сравнение экономических показателей

Вариант	Кап. затраты, тыс. руб.	Приведённые кап. затраты, тыс. руб.	Потери эл. энергии, кВт·ч	Стоимость потерь, тыс. руб.	Приведённые затраты, тыс. руб.
35 кВ	50 227	9 583	1 001 623	5 650	15 233
110 кВ	58 501	11 164	934 984	3 914	15 079

Сравнение показало, что напряжение 110 кВ выгоднее, нежели 35 кВ. Следственно выбираем его.

Схема внешнего электроснабжения на напряжение 110 кВ представлена на рисунке 5.1.

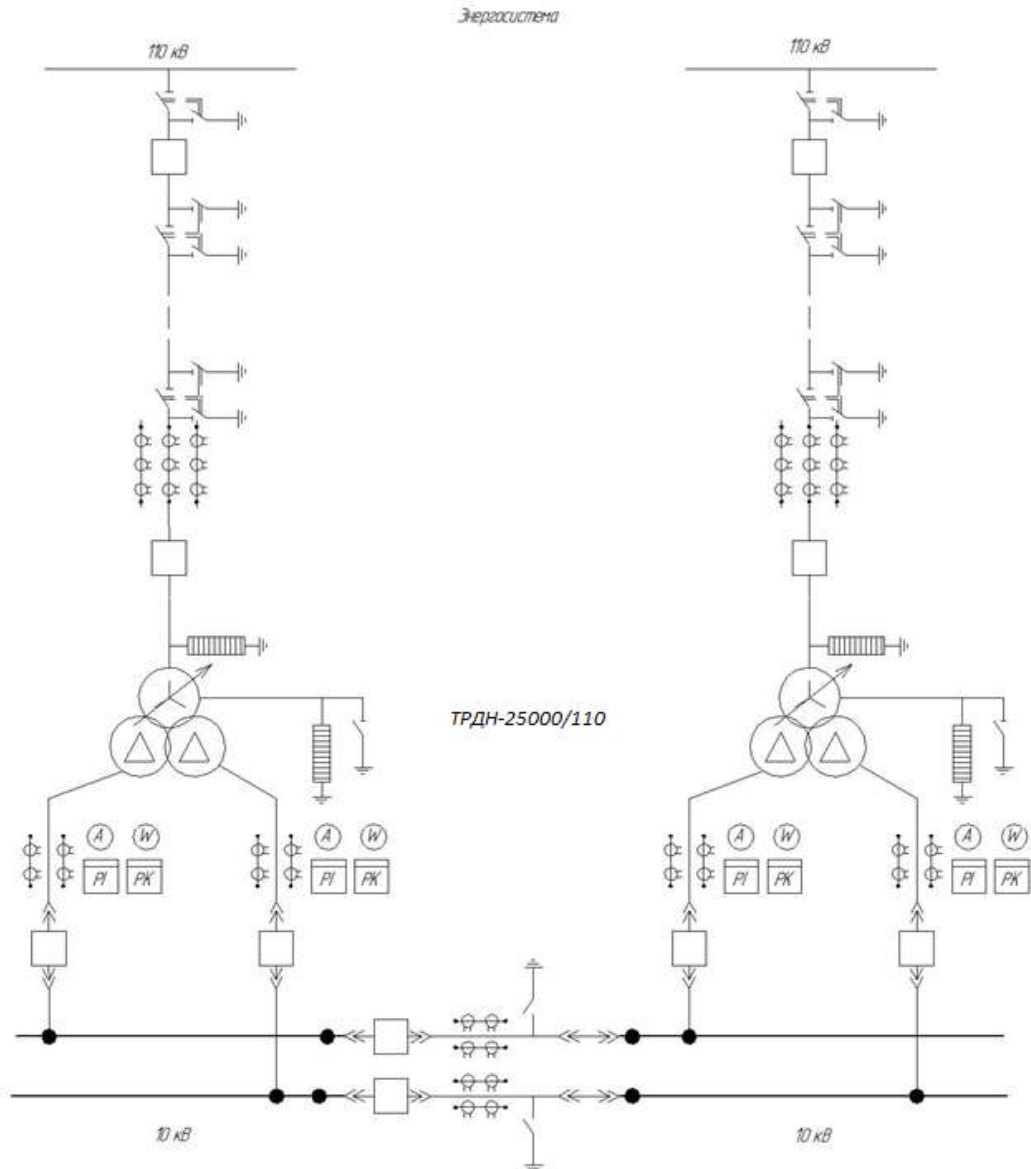


Рисунок 5.1 –Схемы внешнего электроснабжения на напряжение 110 кВ

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

Внутризаводское распределение электроэнергии выполняется по радиальным, магистральным или смешанным схемам в зависимости от территориального размещения нагрузок, их величин, требуемой степени надежности питания и других особенностей рассматриваемого промышленного объекта. Для распределения электрической энергии на предприятии используются кабельные линии.

### 6.1 Выбор напряжения

Выбор величины напряжения распределительных сетей предприятия зависит от величины нагрузок на напряжениях 6 и 10 кВ. Критерием выбора являются приведенные затраты, которые рассчитываются как для сети, так и для понижающих подстанций. Согласно [9, п.5.3] распределительную сеть предприятия выполним на напряжении 10 кВ, так как отсутствует нагрузка на напряжение 6 кВ.

### 6.2 Построение схемы электроснабжения

РУ-10 кВ двухтрансформаторной ГПП выполняем двумя одиночными секционированными выключателями системами шин подключаемых к сдвоенным реакторам секции шин 10 кВ ГПП [9, п.6.3.3].

Вентильные преобразователи и цеховые трансформаторные подстанции подключаем к разным обмоткам расщепленного трансформатора [9, п.6.3.13.3]. Синхронные двигатели подключаем к секции сборных шин, от которой питаются цеховые трансформаторные подстанции. Питание трансформаторных подстанций может выполняться кабельными линиями как по радиальной, так и по магистральной (к одной магистрали могут быть подключены до трех трансформаторов 1000 кВА или два трансформатора мощностью 1600 кВА) схеме [9, п.6.3]. Радиальные схемы распределения электроэнергии применяются при нагрузках, расположенных в различных направлениях [9, п.6.3.10].

Схему строим так, чтобы все её элементы постоянно находились под нагрузкой, а при аварии на одном из них оставшиеся в работе могли перенести на себя его нагрузку путём перераспределения её между собой с учётом допустимой перегрузки. Принципиальная схема внутреннего электроснабжения предприятия представлена на плакате формата А1.

### 6.3 Сравнение схемы электроснабжения

Согласно [1, 4.8.2] магистральные схемы используются при линейном расположении подстанций, а радиальные при сосредоточенных нагрузках, расположенных в различных направлениях от источника. Учитывая

										Лист
										45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

ЮУрГУ-13.03.02.2020.070 ПЗ ВКП

расположение ТП1-ТП7 и небольшую нагрузку цехов, которые питаются от этих подстанций, подключаем их к 4 магистралям.

#### 6.4 Конструктивное выполнение электрической сети

Выбор способа распределения электроэнергии зависит от величины электрических нагрузок и их размещения, плотности застройки предприятия, конфигурации технологических, транспортных и других коммуникаций, типа грунта на территории предприятия. Распределительные сети предприятия напряжением 10 кВ выполним кабельными линиями. В качестве основного способа прокладки выбираем прокладку кабелей в траншее (в одной траншее допускается прокладка не более шести кабелей [7]). Поскольку грунт предприятия имеет высокую коррозионную активность, в грунте завода присутствуют блуждающие токи, колебания и растягивающие усилия, поэтому кабели в траншее укладываются змейкой, обеспечивающий запас длины кабеля 1..2% для уменьшения растягивающих усилий и колебаний, то выбираем кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена типа АПвПу-10: А – алюминий (материал жилы); Пв – вулканизированный полиэтилен (фазная изоляция); Пу – усиленная оболочка из полиэтилена[10].

#### 6.5 Расчет питающих линий

Сечение кабелей напряжением 10 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потери напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам КЗ [3]. Расчетный ток, протекающий по кабельной линии, питающей ТП-2.1, определяется по расчетной нагрузке, приходящейся на два трансформатора.

$$I_{p.к} = \frac{S_{p.к}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{\sqrt{(P_{p.ц} + \Delta P_m)^2 + (Q_{p.ц} + \Delta Q_m)^2}}{\sqrt{3}U_{ном}} \quad (6.1)$$

Мощность  $S_{p.к}$ , передаваемая по кабельной линии в нормальном режиме:

- при питании однитрансформаторной цеховой подстанции  $S_{p.к}$  – номинальная мощность силового трансформатора;
- при питании двухтрансформаторной подстанции  $S_{p.к}$  – номинальная мощность одного трансформатора с учетом коэффициента его загрузки в нормальном режиме;
- для магистральной линии мощность  $S_{p.к}$  должна определяться для каждого участка путем суммирования номинальных мощностей трансформаторов с учётом коэффициента их загрузки в нормальном режиме, питающихся по данному участку магистральной линии;
- при питании распределительного устройства напряжением 10 кВ  $S_{p.к}$  – нагрузка, потребляемая одной секцией сборных шин.

$$I_{p.к} = \frac{S_{p.к}}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{1407}{\sqrt{3}10} = 85 A$$

Сечение кабельной линии первоначально определяется по экономической

									Лист
									46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

плотности тока.

$$F_3 = \frac{I_{p.k}}{j_3} \quad (6.2)$$

где  $j_3$  – экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности использования максимума нагрузки, А/мм<sup>2</sup>.

Для кабелей с алюминиевыми жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена при числе часов использования максимума нагрузки  $T_m=3206$  ч/год [2] экономическая плотность тока равна  $j_3=1,4$  А/мм<sup>2</sup>, тогда сечение кабельной линии

$$F_3 = \frac{85}{1,4} = 61 \text{ мм}^2$$

По результату расчета выбирается кабель, имеющий ближайшее меньшее стандартное сечение по отношению к  $F_3$ , поэтому принимаем кабель типа АПвПуг-10 (3x70) с параметрами: длительно-допустимый ток  $I_{доп} = 280$  А, удельные сопротивления:  $r_0 = 0,167 \text{ Ом/км}$ ,  $x_0 = 0,073 \text{ Ом/км}$

Фактический допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки равен.

$$I_{доп.ф} = K_n \cdot K_t \cdot I_{доп} > \frac{I_{p.k}}{n_k} \quad (6.3)$$

где  $K_n$  – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [11];

$K_t$  – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [7];

$n_k$  – число запараллеленных кабелей в кабельной линии.

$$I_{доп.ф} = 0,94 \cdot 280 > \frac{85}{2} = 263 \text{ А}$$

Условие выполнено.

Под послеаварийным режимом кабельной линии будем понимать режим, когда выходит из строя одна из двух кабельных линий, питающих потребители 2-й категории, при этом нагрузка на линию удваивается, тогда

$$I_{ав} = 2 \cdot I_{p.k} \quad (6.4)$$

$$I_{ав} = 2 \cdot 85 = 170 \text{ А}$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I_{ав}^I = K_{ав} \cdot I_{доп.ф} \quad (6.5)$$

где  $K_{ав}$  – коэффициент перегрузки, определяется в зависимости от коэффициента предварительной нагрузки  $K_3$ ;

$$K_3 = \frac{I_{p.k}}{I_{доп}^I} \quad (6.6)$$

$$K_3 = \frac{85}{280} = 0,3$$

$$I_{ав}^I = 1,25 \cdot 263 = 329 \text{ A}$$

Осуществим проверку по току перегрузки:

$$I_{ав}^I \geq \frac{I_{ав}}{n_k} \quad (6.7)$$

$$329 \geq 170$$

Условие выполнено.

Потеря напряжения в кабельной линии

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot L + Q_p \cdot x_0 \cdot L}{n_k \cdot U_{ном}^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{дон} = 5\% \quad (6.8)$$

где  $r_0$  и  $x_0$  – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля, Ом/км;

$L$  - длина кабельной линии, км.

$$\Delta U = \frac{1057 \cdot 0,167 \cdot 0,089 + 899 \cdot 0,073 \cdot 0,089}{2 \cdot 10^5} \cdot 100\% = 0,01\% \leq 5\%$$

На этом предварительный расчет кабельных линий для нормального и аварийного режимов заканчивается. Полученные сечения кабелей используются при расчете токов короткого замыкания, после которого определяется сечение кабеля  $F_T$  по термической стойкости к токам короткого замыкания.

Расчет кабельных линий, произведенный по выражениям (6.1) – (6.8) представлен в таблице 6.1

Выводы по разделу 6

Внутризаводская схема электроснабжения выполнена с помощью кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена типа АПвПу-10, проложенного в траншеях, на лотках и в асбоцементных трубах.

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.070 ПЗ ВКП</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

Таблица 6.1 – Кабельные линии

Цех	Конечные пункты КЛ	Рр. кВт	Ор. кВар	Ср.к. кВА	Ир.к. А	Fз, мм <sup>2</sup>	Fт.г., мм <sup>2</sup>	Тип и кол-во кабелей	Способ прокладки	Нагрузка на кабель, А		Идоп. А	Кл. 9.с.	Кл. 9.с.	К а.в., 9.с.	I ав. А	L, км	Ю. Ом/км	Xо. Ом/км	ΔU, %	
										норм	п/а										
0	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
2	ГПП - ТП2.1	1057	899	1470	85	61	70	АПвПвт	2 в лотке	85	170	280	1	0,94	263	1,25	329	0,089	0,167	0,073	0,01
	ТП2.1 - ТП2.2	529	449	735	42	30	35	АПвПвт	2 в лотке	42	85	138	1	0,94	130	1,25	162	0,209	0,443	0,08	0,03
2	ГПП - ТП2.3	1057	899	1470	85	61	70	АПвПвт	2 в лотке	85	170	230	1	0,94	216	1,25	270	0,217	0,167	0,073	0,03
	ТП2.3 - ТП2.4	529	449	735	42	30	35	АПвПвт	2 в лотке	42	85	138	1	0,94	130	1,25	162	0,119	0,443	0,08	0,02
1	ГПП - ТП1.1	1988	2047	2974	172	123	150	АПвПвт	2 в лотке	172	343	452	1	0,94	425	1,25	531	0,352	0,129	0,71	0,30
	ТП1.1 - ТП1.2	1326	1365	1983	114	82	120	АПвПвт	2 в лотке	114	229	403	1	0,94	379	1,25	474	0,108	0,161	0,073	0,02
	ТП1.2 - ТП1.3	663	682	991	57	41	50	АПвПвт	2 в лотке	57	114	225	1	0,94	212	1,25	264	0,053	0,326	0,078	0,01
3,5,4,6	ГПП - ТП3	7160	5403	7678	443	317	150	АПвПвт	2 в лотке	443	887	452	1	0,94	425	1,25	531	0,135	0,167	0,073	0,107
	ТП3 - ТП5	7024	6920	7512	434	310	120	АПвПвт	2 в лотке	434	867	403	1	0,94	379	1,25	474	0,063	0,258	0,076	0,07
	ТП5 - ТП4	5130	3528	4758	275	196	50	АПвПвт	2 в лотке	275	549	225	1	0,94	212	1,25	264	0,107	0,62	0,083	0,19
	ТП4 - ТП6	4464	2876	3331	192	137	35	АПвПвт	2 в лотке	192	385	138	1	0,94	130	1,25	162	0,094	0,89	0,087	0,1985
СД - 1250 10кВ																					
4	ГПП - СД1	1000	576	1154	66,63	48	70	АПвПвт	1 в лотке	67	133	280	1	0,94	263	1,25	329	0,245	0,443	0,08	0,12
	ГПП - СД2	1000	576	1154	66,63	48	70	АПвПвт	1 в лотке	67	133	280	1	0,94	263	1,25	329	0,279	0,443	0,08	0,14
Электропечи ДСП-6 10кВ																					
1	Электропечь	1750	1075	2054	118,6	85	300	АПвПвт	1 в лотке	119	237	693	1	0,94	651	1,25	814	0,307	0,167	0,073	0,11
	Электропечь	1750	1075	2054	118,6	85	300	АПвПвт	1 в лотке	119	237	693	1	0,94	651	1,25	814	0,408	0,167	0,073	0,15
	Электропечь	1750	1075	2054	118,6	85	300	АПвПвт	1 в лотке	119	237	693	1	0,94	651	1,25	814	0,415	0,167	0,073	0,15
	Электропечь	1750	1075	2054	118,6	85	300	АПвПвт	1 в лотке	119	237	693	1	0,94	651	1,25	814	0,516	0,167	0,073	0,19
Электропечи - ИЧТ-10/2,5 10кВ																					
2	Электропечь	500	399	640	36,92	26	120	АПвПвт	1 в лотке	37	74	403	1	0,94	379	1,25	474	0,052	0,443	0,08	0,01
	Электропечь	500	399	640	36,92	26	120	АПвПвт	1 в лотке	37	74	403	1	0,94	379	1,25	474	0,237	0,443	0,08	0,06
	Электропечь	500	399	640	36,92	26	120	АПвПвт	1 в лотке	37	74	403	1	0,94	379	1,25	474	0,16	0,443	0,08	0,04
	Электропечь	500	399	640	36,92	26	120	АПвПвт	1 в лотке	37	74	403	1	0,94	379	1,25	474	0,345	0,443	0,08	0,09



## 7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для проверки принятого к установке электрооборудования по термическому, электродинамическому действию токов короткого замыкания достаточно рассчитать ток трёхфазного КЗ в характерных токах СЭС предприятия и определить периодическую составляющую этого тока для наиболее тяжёлого режима работы сети. Таким характерным режимом является состояние СЭС, когда один из трансформаторов ГПП отключен и включены секционные выключатели в РУ 10 кВ ГПП, т.е. все электроприёмники питаются от одного трансформатора.

Схема для расчёта токов КЗ представлена на рисунке 7.1

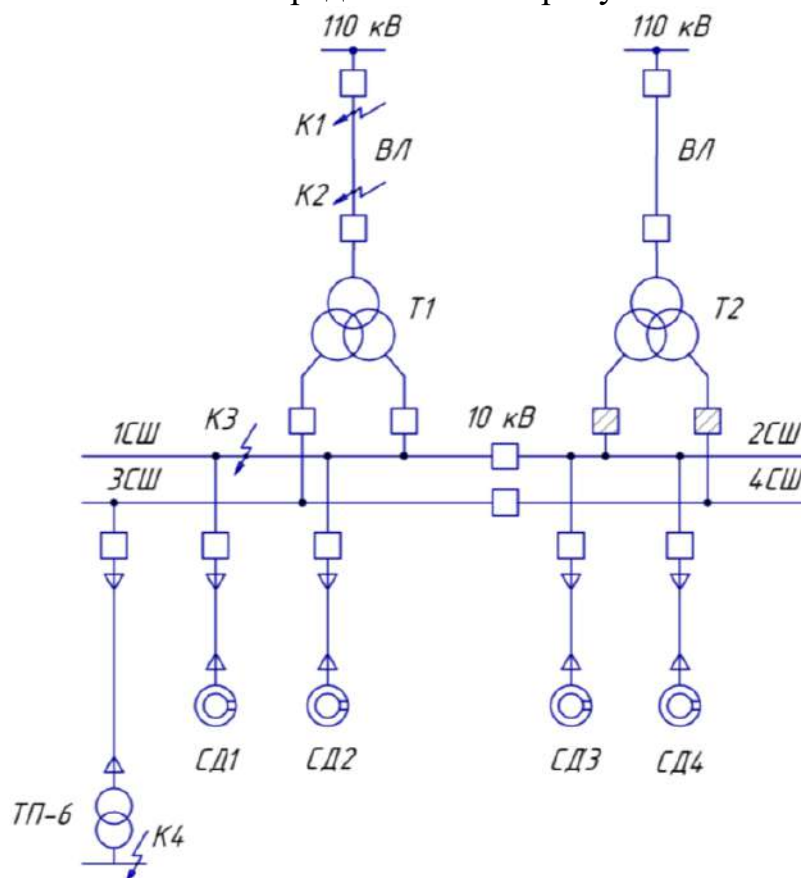


Рисунок 7.1 – Схема для расчетов токов короткого замыкания

Расчёт токов КЗ производим в следующих точках:

- К1 и К2 – в схеме внешнего электроснабжения;
- К3 – в РУ 10 кВ ГПП;
- К4 – в сети напряжением 0,4 кВ

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

Для расчета токов КЗ по схеме электроснабжения предприятия (рисунок 7.1) составляется схема замещения (рисунок 7.2)

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

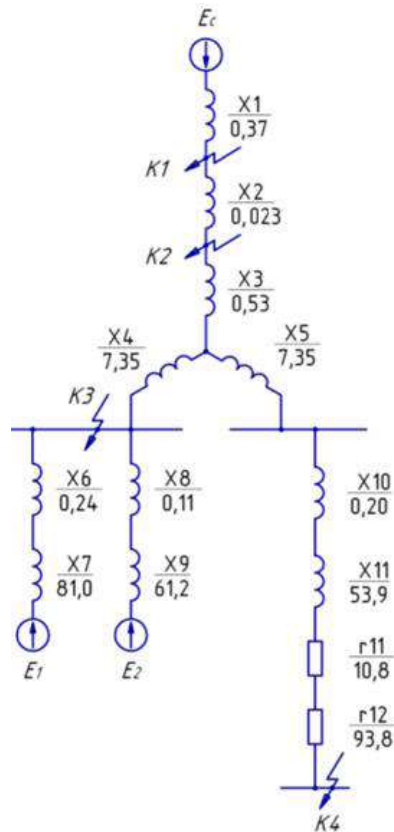


Рисунок 7.2 – Схема замещения для токов КЗ

Найдем параметры схемы замещения в относительных единицах при  $S_b=1000$  МВА и, принимая за базисное напряжение той ступени, на которой произошло короткое замыкание

Сопротивление системы

$$x_1 = x_c = \frac{S_b}{S_c} \quad (7.1)$$

где  $S_c$  – мощность короткого замыкания на шинах системы, МВА.

$$x_1 = x_c = \frac{1000}{2700} = 0,37$$

Сопротивление воздушных линий (ВЛ)

$$x_2 = x_l = x_{0вл} \cdot L_{вл} \cdot \frac{S_b}{U_{cp1}^2} \quad (7.2)$$

где  $U_{cp1}$  – среднее напряжение воздушной линии, кВ;

$L_{вл}$  – длина ВЛ, км;

$x_{0вл}$  – удельное реактивное сопротивление ВЛ, Ом/км;

$S_b$  – базисная мощность, МВА

$$x_2 = x_l = 0,434 \cdot 0,7 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,023$$

Сопротивление трансформатора ГПП

$$x_m = \frac{U_k \cdot S_b}{100 \cdot S_{н.т.}} \quad (7.3)$$

где  $U_k$  – напряжение короткого замыкания;

$S_{н.т.}$  – номинальная мощность трансформатора, кВА.

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

$$x_m = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 25} = 4,2$$

Сопротивление обмотки высокого напряжения.

$$x_3 = 0,125 \cdot x_m \quad (7.4)$$

$$x_3 = 0,125 \cdot 4,2 = 0,53$$

Сопротивление обмоток низшего напряжения

$$x_4 = x_5 = 1,75 \cdot x_m \quad (7.5)$$

$$x_4 = x_5 = 1,75 \cdot 4,2 = 7,35$$

Сопротивление кабельной линии

$$x_6 = \frac{1}{n} \cdot x_{0кл} \cdot L_{кл} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2} \quad (7.6)$$

где  $n_{кл}$  – число запараллеленных кабельных линий, шт;

$x_{0кл}$  – удельное реактивное сопротивление КЛ, Ом/км;

$L_{кл}$  – длина КЛ, км;

$U_{cp}^2$  – среднее напряжение кабельной линии, кВ.

$$x_6 = \frac{1}{1} \cdot 0,104 \cdot 0,258 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,24$$

$$x_{10} = \frac{1}{1} \cdot 0,104 \cdot 0,212 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,2$$

Сопротивление синхронных двигателей

$$x_7 = \frac{1}{n} \cdot \frac{1}{I_{пуск}} \cdot \frac{S_{\sigma} \cdot \cos \varphi \cdot \eta}{P_d} \quad (7.7)$$

где  $I_{пуск}$  – кратность пускового тока двигателя;

$P_d$  – номинальная активная мощность двигателя, кВт.

$$x_7 = \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3 \cdot 0,9 \cdot 0,96}{500} = 81$$

В сети напряжением ниже 1 кВ необходимо учитывать активные сопротивления.

Полное сопротивление трансформатора цеховой ТП-6:

$$z_m = \frac{U_k \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{н.т}} \quad (7.8)$$

где  $U_k$  – напряжение короткого замыкания, %;

$S_{н.т}$  – номинальная мощность трансформатора, ВА.

$$z_m = \frac{5,5 \cdot 1000 \cdot 10^3}{100 \cdot 1000} = 55$$

Активное сопротивление трансформатора

$$r_T = \Delta P_k \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{н.т}^2} \quad (7.9)$$

где  $\Delta P_k$  – потери короткого замыкания трансформатора, Вт.

$$r_{11} = 10800 \cdot \frac{1000}{1000^2} = 10,8$$

Индуктивное сопротивление трансформатора

$$x_m = \sqrt{z_m^2 - r_m^2} \quad (7.10)$$

$$x_{11} = \sqrt{55^2 - 10,8^2} = 53,9$$

Согласно [9, п.8.6.1] для распределительных устройств цеховых ТП переходное сопротивление контактов можно принять  $r_k = 0,015$  Ом, тогда

$$r_{12} = r_d \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} \quad (7.11)$$

$$r_{12} = 0,015 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 93,8$$

Для расчета тока короткого замыкания в точке КЗ приведем схему замещения (рисунок 7.2) к виду рисунка 7.3.

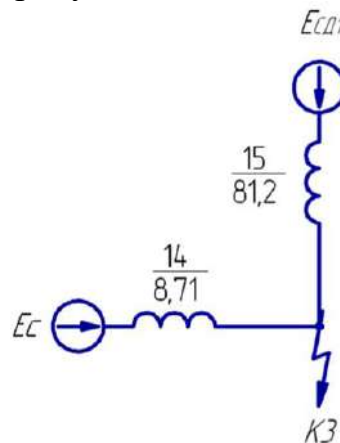


Рисунок 7.3 – Схема замещения для расчета КЗ в точке КЗ

Сопротивления элементов, представленных на схеме замещения, изображенной на рисунке 7.3, определим по выражениям

$$x_{14} = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 \quad (7.12)$$

$$x_{15} = x_6 + x_7 \quad (7.13)$$

$$x_{14} = 0,37 + 0,023 + 0,53 + 7,35 = 8,71$$

$$x_{15} = 0,24 + 81 = 81,2$$

Базисный ток

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = 55 \text{ кА} \quad (7.14)$$

$$I_{\delta} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА}$$

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви

$$I_c = \frac{E_c \cdot I_{\delta}}{x_{14}} \quad (7.15)$$

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

$$I_{cd1} = \frac{E_1}{x_{15}} I_{\delta} \quad (7.16)$$

$$I_c = \frac{1}{8,71} \cdot 55 = 6,3 \text{ кА}$$

$$I_{cd1} = \frac{1,1}{81,2} \cdot 55 = 0,7 \text{ кА}$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке К3

$$I_{ка3/0} = I_c + I_{cd1} \quad (7.17)$$

$$I_{ка3/0} = 6,3 + 0,7 = 7 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k \quad (7.18)$$

где  $k_{уд}$  – ударный коэффициент [1].

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 7 = 19 \text{ кА}$$

Мощность короткого замыкания в точке К3

$$S_{ка3} = \sqrt{3} \cdot U_{\delta} \cdot I_k \quad (7.19)$$

$$S_{ка3} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 7 = 127 \text{ МВА}$$

Определим ток короткого замыкания в точке К4. Суммарное активное сопротивление

$$r_{\Sigma} = r_{11} + r_{12} \quad (7.20)$$

$$r_{\Sigma} = 10,8 + 93,8 = 104,6$$

Суммарное индуктивное сопротивление

$$x_{\Sigma} = x_8 + x_9 + x_{12} \quad (7.21)$$

$$x_{\Sigma} = 0,2 + 53,9 + 8,71 = 62,8$$

Полное сопротивление

$$z_{\Sigma} = \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_{\Sigma}^2} \quad (7.22)$$

$$z_{\Sigma} = \sqrt{62,8^2 + 104,6^2} = 122$$

Мощность короткого замыкания в точке К4

$$S_{ка4} = \frac{S_{\delta}}{z_4} \quad (7.23)$$

$$S_{ка4} = \frac{1000}{122} = 8,2 \text{ МВА}$$

Ток короткого замыкания при базисном напряжении  $U_{\delta} = 0,4 \text{ кВ}$

$$I_{к4} = \frac{S_{к4}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} \quad (7.24)$$

$$I_{к4} = \frac{8,2}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 11,8 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К4

					ИОУрГУ-13.03.02.2020.070 ПЗ ВКП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

$$i_{уд} = \sqrt{2} k_y I_k \quad (7.25)$$

где  $k_{уд}$  – ударный коэффициент [1].

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 11,8 = 26,8 \text{ кА}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания, выполненные по выражениям (7.1) – (7.25), представим в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	Напряжение Уср расчетной точки, кВ	$I_k$ , кА	$i_{уд}$ , кА	Мощность КЗ ступени, МВА
К1	115	9,84	23,94	1960
К2	115	7,4	19,06	1475
К3	10,5	7	19	127
К4	0,4	11,8	26,8	8,2

Выводы по разделу 7

Для осуществления выбора и проверки коммутационной, измерительной аппаратуры на динамическую стойкость, а также проверки кабелей 10 кВ на термическую стойкость осуществлен расчет токов КЗ.

## 8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.070 ПЗ ВКП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

## ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 8.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП

Перед выбором и проверкой коммутационной и измерительной аппаратуры осуществим выбор комплектного оборудования СЭС.

Распределительное устройство РУ 10 кВ выполняем комплектным (КРУ) со шкафами типа КУ-10С. Тип выключателя для данных ячеек ВРС-10У, тип трансформаторов тока ТЛК.

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

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot S_{н.т}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (8.1)$$

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 962 \text{ A}$$

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле

$$B_k = I_{но}^2 \cdot (t_{пз} + t_{ов} + T_a) \quad (8.2)$$

где  $t_{р.з.}$  – время действия максимальной токовой защиты, с;

$t_{о.в.}$  – полное время отключения выключателя, с;

$T_a$  – время протекания аperiodической составляющей тока КЗ, с.

$$B_k = 7^2 \cdot (1,1 + 0,06 + 0,12) = 105,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Условия выбора, расчетные параметры сети по формулам (8.1) – (8.2) и каталожные данные ячеек КРУ [12] представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Выбор КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные КУ-10С
$U_{ном} \geq U_{уст}$	10,5 кВ	10,5 кА
$I_{ном} \geq I_{max}$	962 А	1600 А
$I_{\phi} \geq i_y$	19 кА	81 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	105,7 $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	1200 $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

## 8.2 Выбор выключателей КРУ

Подробный выбор выключателя на вводе в КРУ рассмотрен в таблице 7.2. Секционный выключатель принимается того же типа, что и вводной.

В ячейках КРУ типа КУ-10С устанавливаются вакуумные выключатели типа ВРС-10-20/1600 УЗ [13].

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбранных выключателей на вводе в КРУ представим в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВРС-10-20/1600 УЗ
$U_{ном} \geq U_{уст}$	10,5 кВ	10,5 кА
$I_{ном} \geq I_{max}$	962 А	1600 А
$I_{ном.отк} \geq I_{п.0}$	7 кА	20 кА
$i_{ном} \geq i_{a,\tau}$	5,2	14 кА
$I_{\partial} \geq i_y$	19 кА	81 кА
$I_{тер}^2 * t_{тер} \geq B_{\kappa}$	105,7 $\kappa A^2 * c$	1200 $\kappa A^2 * c$

## 8.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ

В ячейках КРУ типа КУ-10С устанавливаются трансформаторы тока типа ТЛК-10-1200-0,5/10Р-УЗ [14]. Трансформатор тока в цепи секционного выключателя принимается того же типа. Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные трансформаторов тока на вводе в КРУ указаны в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ ГПП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ТЛК-10-1000-0,5/10Р-УЗ
$U_{ном} \geq U_{уст}$	10,5 кВ	10,5 кА
$I_{ном} \geq I_{max}$	962 А	1000 А
$I_{\partial} \geq i_y$	19 кА	81 кА
$I_{тер}^2 * t_{тер} \geq B_{\kappa}$	105,7 $\kappa A^2 * c$	1400 $\kappa A^2 * c$

Для проверки выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке составляем схему включения трансформаторов тока и измерительных приборов, представленную на рисунке 8.1. В цепи устанавливаются следующие измерительные приборы: амперметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии, включенные по схеме неполной звезды (таблица 8.4).



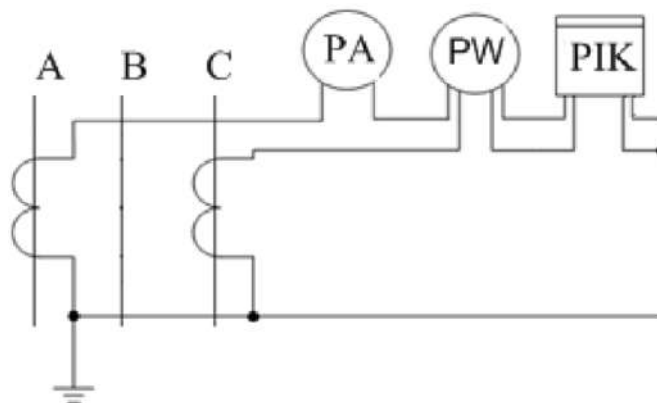


Рисунок 8.1 – Схема включения приборов в неполную звезду

Таблица 8.4 – Перечень измерительных приборов в цепи трансформаторов

тока

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, ВА		
			A	B	C
Амперметр	Э-335	1,0	0,5	-	-
Ваттметр	Д-335	1,5	0,5	-	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии	СЭТ 4.ТМ.03М	0,5	0,1	-	0,1
Итого			1,1	-	0,6

Сопротивление приборов

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (8.3)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1.1}{5^2} = 0.04 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{приб}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (8.4)$$

где  $r_{\text{к}}$  - сопротивление контактов, Ом;

$z_{2\text{ном}}$  - вторичная номинальная нагрузка, Ом.

$$r_{\text{приб}} = 0,4 - 0,04 - 0,1 = 0,26 \text{ Ом}$$

Сечение соединительных проводов при соединении в неполную звезду:

$$q = \frac{\rho L_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} \quad (8.5)$$

$$q = \frac{0,0283 \sqrt{3} \cdot 4}{0,26} = 0,28 \text{ мм}^2$$

Выбор выключателей и трансформаторов тока, устанавливаемых в ячейках отходящих линий, представлен в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Выбор выключателей и трансформаторов тока

Кабельные линии	Uном, кВ	Iмах, А	Ip.0, кА	iy, кА	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ГПП - ТП2.1	10,5	85	7	19	ВРС-10-20/630	ТЛК-10-100-0,5/10РУЗ
ТП2.1 - ТП2.2	10,5	42	7	19	ВРС-10-20/630	ТЛК-10-50-0,5/10РУЗ
ГПП - ТП2.3	10,5	85	7	19	ВРС-10-20/630	ТЛК-10-100-0,5/10РУЗ
ТП2.3 - ТП2.4	10,5	42	7	19	ВРС-10-20/630	ТЛК-10-50-0,5/10РУЗ
ГПП - ТП1.1	10,5	172	7	19	ВРС-10-20/630	ТЛК-10-200-0,5/10РУЗ
ТП1.1 - ТП1.2	10,5	114	7	19	ВРС-10-20/630	ТЛК-10-150-0,5/10РУЗ
ТП1.2 - ТП1.3	10,5	57	7	19	ВРС-10-20/630	ТЛК-10-100-0,5/10РУЗ
ГПП - ТП3	10,5	443	7	19	ВРС-10-20/630	ТЛК-10-500-0,5/10РУЗ
ТП3 - ТП5	10,5	434	7	19	ВРС-10-20/630	ТЛК-10-500-0,5/10РУЗ
ТП5 - ТП4	10,5	275	7	19	ВРС-10-20/630	ТЛК-10-300-0,5/10РУЗ
ТП4 - ТП6	10,5	192	7	19	ВРС-10-20/630	ТЛК-10-200-0,5/10РУЗ
ГПП - СД1	10,5	67	7	19	ВРС-10-20/630	ТЛК-10-100-0,5/10РУЗ
ГПП - СД2	10,5	67	7	19	ВРС-10-20/630	ТЛК-10-100-0,5/10РУЗ
Электропечь	10,5	119	7	19	ВРС-10-20/630	ТЛК-10-150-0,5/10РУЗ
Электропечь	10,5	119	7	19	ВРС-10-20/630	ТЛК-10-150-0,5/10РУЗ
Электропечь	10,5	119	7	19	ВРС-10-20/630	ТЛК-10-150-0,5/10РУЗ
Электропечь	10,5	119	7	19	ВРС-10-20/630	ТЛК-10-150-0,5/10РУЗ
Электропечь	10,5	37	7	19	ВРС-10-20/630	ТЛК-10-50-0,5/10РУЗ
Электропечь	10,5	37	7	19	ВРС-10-20/630	ТЛК-10-50-0,5/10РУЗ

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

ЮУрГУ-13.03.02.2020.070 ПЗ ВКП

Лист

59

Электродпечь	10,5	37	7	19	ВРС-10-20/630	ТЛК-10-50-0,5/10РУЗ
Электродпечь	10,5	37	7	19	ВРС-10-20/630	ТЛК-10-50-0,5/10РУЗ

#### 8.4 Выбор трансформаторов напряжения

В ячейках типа К-104М к установке принимаем трансформатор напряжения типа НАЛИ-10 (рисунок 8.2), так как данный трансформатор напряжения обладает рядом преимуществ перед аналогичными трансформаторами напряжения [15]:

- главное преимущество перед масляными трансформаторами напряжения – пожаро- и взрывобезопасность;
- имеется возможность замены одного или нескольких трансформаторов, входящих в трехфазную группу и вышедших из строя по какой-либо причине;

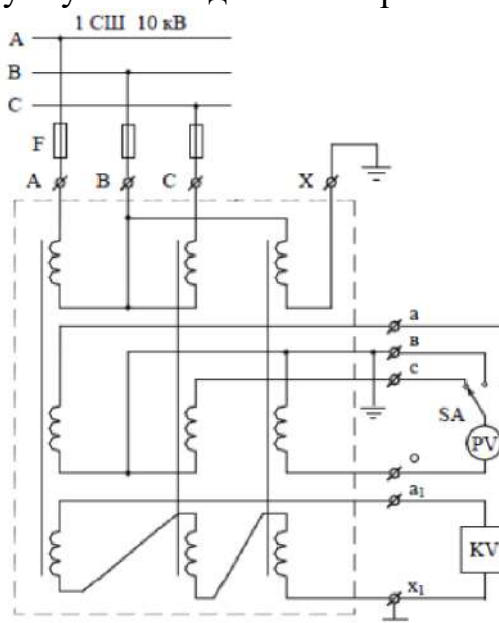


Рисунок 8.2 – Схема подключения трансформатора напряжения

– сохраняется работоспособность и гарантируется номинальный класс, точности при обратном чередовании фаз, а также имеется возможность проверки работоспособности дополнительной обмотки, соединенной в замкнутый треугольник по сравнению с трехфазным масляным трансформатором напряжения типа НАМИ;

– заземление нейтрали высоковольтной обмотки выполнено через индуктивное сопротивление обмотки ТПН, это более эффективный метод защиты от феррорезонансных процессов, по сравнению с широко известной трехфазной группой 3хЗНОЛ, заземляемой через резисторы.

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

$$U_{ном} \geq U_{уст} \quad (8.6)$$

– по конструкции и схеме соединения обмоток;

– по классу точности.

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

$$S_{2ном} \geq S_{нагр} \quad (8.7)$$

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

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

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПKN001-10У3и втычной разъединитель.

Схема включения трансформаторов напряжения – «звезда с землей - звезда с землей - разомкнутый треугольник» представлена на рисунке 8.2.

Выбор трансформаторов напряжения по выражениям (8.6) – (8.7), устанавливаемых в ячейках КРУ, представлен в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Выбор трансформаторов напряжения

Прибор и место его установки		Тип	Мощ-ть одной обм-ки, ВА	Чис-ло обм-к	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая мощность	
								P <sub>2</sub> , Вт	Q <sub>2</sub> , вар
PV	Секция СШ	Э-335	2,0	1	1,00	0	2	4	-
PW	Цепь силового тр-ра	Д-335	1,5	2	1,00	0	1	3	-
PK	Цепь силового трансформатора и отходящих линий	СЭТ 4.ТМ	3,0	2	0,38	0,93	8	12	16
Итого								19	16
НАЛИ-СЭЩ-10У3		Трехфазный трансформатор напряжения						S <sub>2Σ</sub> = 30 ВА ,	
U <sub>ном</sub> = 10 кВ ,									
S <sub>2,кл.тщ0,5</sub> = 200ВА ,		S <sub>2,кл.тщ0,5</sub> = 200ВА ,							

## 8.5 Выбор ячеек, устанавливаемых на вводе цеховых ТП

На вводах цеховых ТП принимаем к установке камеры сборные одностороннего обслуживания серии КСО-366-4н-2У3, которые комплектуются выключателями нагрузки с предохранителями типа ВНР-10 (с ручным приводом ПР-17) и разъединителями серии РВ-10 [16]. Для примера рассмотрим выбор указанных выше коммутационных аппаратов для ТП-2, на которых установлены по два трансформатора типа ТМГ-1000. Рабочий ток в утяжеленном режиме для трансформатора ТМГ-1000:

$$I_{max} = \frac{1,4 S_{н.т}}{\sqrt{3} U_{ном}} \quad (8.8)$$

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 81,4$$

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные выключателей нагрузки с предохранителями [16] представлены в таблицах 8.7 и 8.8 соответственно.

Таблица 8.7 – Выбор выключателей нагрузки

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВНР-10/400
$U_{ном} \geq U_{уст}$	10,5 кВ	10,5 кВ
$I_{ном} \geq I_{max}$	81 А	400 А
$I_{\partial} \geq i_y$	24,13 кА	51 кА
$I_{тер}^2 * t_{тер} \geq B_k$	745,3 $кА^2 * с$	1200 $кА^2 * с$

Таблица 8.8 – Выбор предохранителей

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ПКТ-103-10-100-12,5У3
$U_{ном} \geq U_{уст}$	10,5 кВ	10,5 кВ
$I_{ном} \geq I_{max}$	81 А	400 А
$i_{ном.отк} \geq i_k$	24,13 кА	51 кА

Аналогично выбираются выключатели нагрузки и предохранители на вводе других ТП. Результаты расчёта сведём в таблицу 8.9.

Таблица 8.9 – Выбор выключателей нагрузки с предохранителями

Кабельная линия	Uном, кВ	Iмах, А	Iотк, кА	Тип предохранителя	Тип выключателя нагрузки
ГПП - ТП2.1	10,5	85	19	ПКТ102-40-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП2.1 - ТП2.2	10,5	42	19	ПКТ102-40-50-20У3	ВНР-10/400 У3
ГПП - ТП2.3	10,5	85	19	ПКТ102-40-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП2.3 - ТП2.4	10,5	42	19	ПКТ102-40-50-20У3	ВНР-10/400 У3
ГПП - ТП1.1	10,5	172	19	ПКТ102-40-200-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП1.1 - ТП1.2	10,5	114	19	ПКТ102-40-150-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП1.2 - ТП1.3	10,5	57	19	ПКТ102-40-63-20У3	ВНР-10/400 У3
ГПП - ТП3	10,5	443	19	ПКТ102-40-500-20У3	ВНР-10/630 У3
ТП3 - ТП5	10,5	434	19	ПКТ102-40-500-20У3	ВНР-10/400 У3

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

ЮУрГУ-13.03.02.2020.070 ПЗ ВКП

Лист

62

ТП5 - ТП4	10,5	275	19	ПКТ102-40-300-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП4 - ТП6	10,5	192	19	ПКТ102-40-200-20У3	ВНР-10/400 У3
ГПП - СД1	10,5	67	19	ПКТ102-40-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ГПП - СД2	10,5	67	19	ПКТ102-40-100-20У3	ВНР-10/400 У3
Электропечь	10,5	119	19	ПКТ102-40-150-20У3	ВНР-10/400 У3
Электропечь	10,5	119	19	ПКТ102-40-150-20У3	ВНР-10/400 У3
Электропечь	10,5	119	19	ПКТ102-40-150-20У3	ВНР-10/400 У3
Электропечь	10,5	119	19	ПКТ102-40-150-20У3	ВНР-10/400 У3
Электропечь	10,5	37	19	ПКТ102-40-50-20У3	ВНР-10/400 У3
Электропечь	10,5	37	19	ПКТ102-40-50-20У3	ВНР-10/400 У3
Электропечь	10,5	37	19	ПКТ102-40-50-20У3	ВНР-10/400 У3
Электропечь	10,5	37	19	ПКТ102-40-50-20У3	ВНР-10/400 У3

### 8.6 Выбор соединения силового трансформатора ГПП с РУ НН ГПП

В качестве токоведущей части, соединяющей силовые трансформаторы с КРУ, используем закрытый комплектный токопровод типа ТЗК-10-1600-81УХЛЗ [17]. Выбор токопровода представим в таблице 8.10.

Таблица 8.10 – Выбор токопровода

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВНР-10/400
$U_{ном} \geq U_{уст}$	10,5 кВ	10,5 кВ
$I_{ном} \geq I_{мах}$	962 А	1600 А
$I_{\partial} \geq i_y$	58,01 кА	81 кА

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

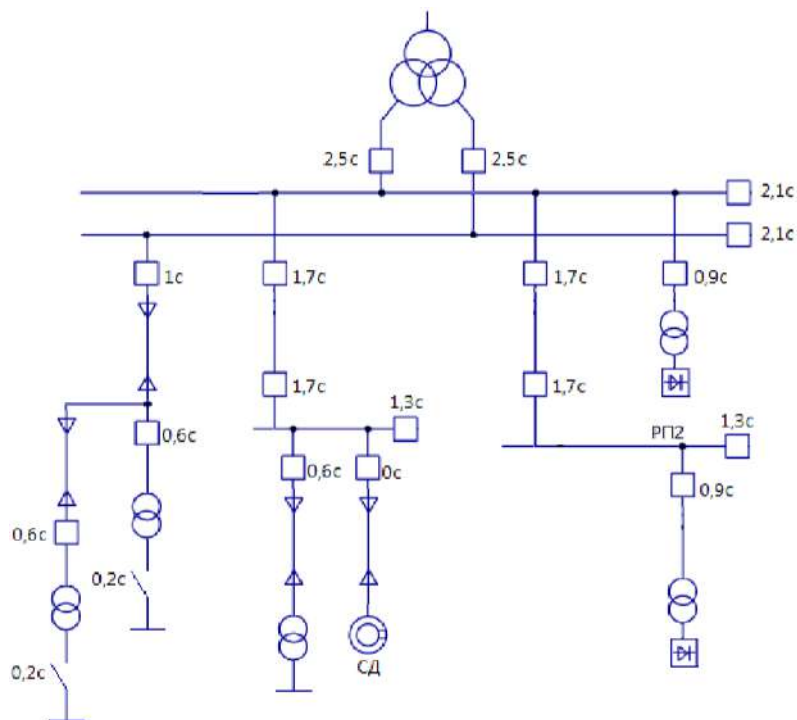


Рисунок 8.3 – Карта селективности

Кабели напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения проверяются на термическую стойкость к токам короткого замыкания. Расчет всех характерных термических сечений кабелей сведен в таблицу 8.8.

Термически стойкое сечение определим по выражению

$$F_{T.C} = \frac{\sqrt{Bk}}{C} \quad (8.10)$$

где  $C$  – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля,  $\frac{A * c^{\frac{1}{2}}}{\text{мм}^2}$

$BK$  – тепловой импульс тока КЗ,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ .

Согласно [7, табл.3.14] для алюминиевых кабелей 10 кВ с сплошными жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена (АПвП)

$$F_{T.C} = \frac{\sqrt{7^2(1+0,06+0,12)10^6}}{95} = 104 \text{ мм}^2$$

В таблице 8.11 представим все кабели, для которых произведено увеличение площади сечения, выбранной по условиям нормального и утяжеленного режимов работы, до термически устойчивого сечения

Таблица 8.11 – Термически устойчивые сечения кабелей

Начало и конец кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, мм <sup>2</sup>	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм <sup>2</sup>	Тип нового кабеля
ГПП - ТП2.1	70	120	АПвПуг
ТП2.1 - ТП2.2	35	120	АПвПуг
ГПП - ТП2.3	70	120	АПвПуг
ТП2.3 - ТП2.4	35	120	АПвПуг
ТП1.2 - ТП1.3	50	120	АПвПуг
ТП5 - ТП4	50	120	АПвПуг
ТП4 - ТП6	35	120	АПвПуг
ГПП - СД1	70	120	АПвПуг
ГПП - СД2	70	120	АПвПуг

### 8.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Потребители собственных нужд подстанций делятся на ответственных и неответственных. Ответственными механизмами являются система охлаждения силовых трансформаторов, сети аварийного освещения, система пожаротушения, система подогрева приводов разъединителей и подогрева шкафов КРУ, система оперативного управления, связи и телемеханики. Кроме того, потребителями собственных нужд подстанции являются освещение, отопление, вентиляция ЗРУ, освещение ОРУ также относится к потребителям собственных нужд. На двухтрансформаторной подстанции 110 кВ устанавливается не менее двух трансформаторов собственных нужд.

Мощность трансформаторов собственных нужд должна выбираться в соответствии с нагрузками собственных нужд в разных режимах работы подстанции с учетом коэффициентов одновременности и загрузки, а также с учетом перегрузочной способности трансформаторов в послеаварийном режиме.

Мощность трансформатора собственных нужд, принимаем равной 0,1% от мощности силового трансформатора:

$$S_{тсн} = \frac{0,1}{100} S_{н.т}^{ГПП} \quad (8.11)$$

$$S_{тсн} = \frac{0,1}{100} \cdot 25000 = 25 \text{ кВА}$$

Исходя из условий питания вспомогательных механизмов предприятия, выбираем два трансформатора типа ТМ-25/10, которые подключаются к обмотке НН силовых трансформаторов ГПП через предохранители типа ПКТ-101-10 20У3



## 9 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС

В качестве высоковольтной нагрузки, которая может повлиять на качество электрической энергии, на предприятии выступают вентильные преобразователи. Вентильные преобразователи вызывают несинусоидальность напряжения в сети. Для того чтобы показатели качества удовлетворяли требованиям ГОСТ 32144-2013. Все вентильные преобразователи питаются от отдельных секций сборных шин. Кроме того, при пуске синхронных двигателей на промышленном предприятии, может произойти провал напряжения, так как пусковой ток двигателя увеличивает потери напряжения в цепи, что вызывает снижение напряжения в узлах СЭС.

### 9.1 Расчет коэффициента искажения синусоидальности напряжения

Рассмотрим принципиальную схему для расчета искажения синусоидальности напряжения, представленную на рисунке 9.1

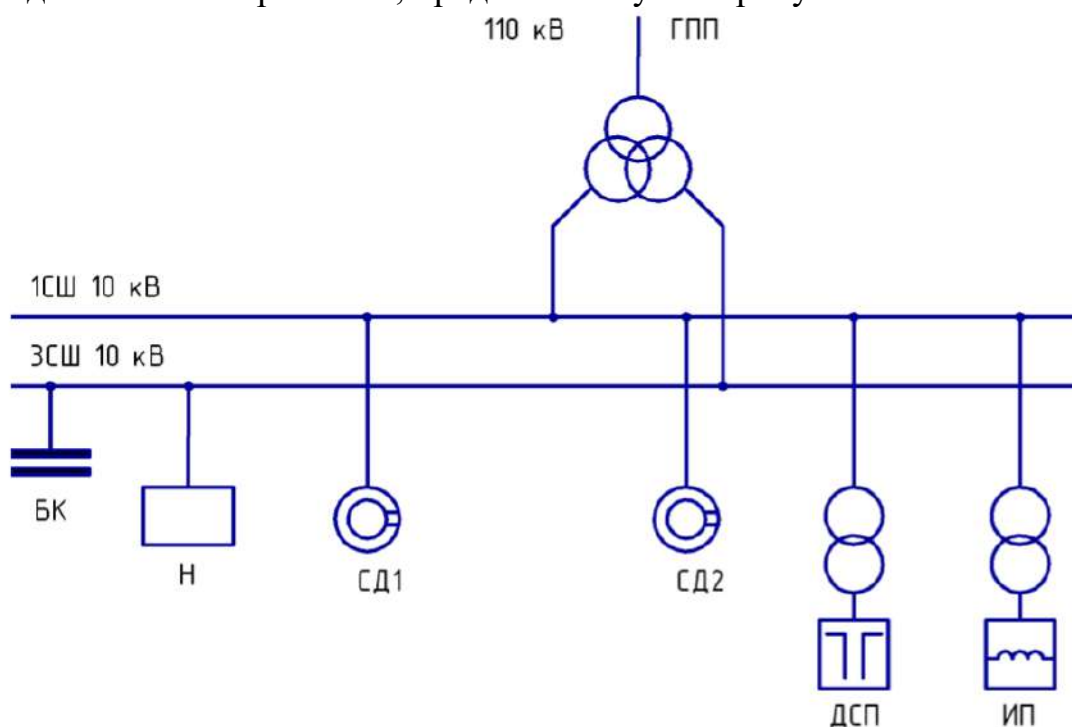


Рисунок 9.1 – Принципиальная схема

Индукционные печи типа ИЧТ, предназначенные для плавки чугуна, работают на промышленной частоте 50 Гц, поэтому не являются источником высших гармоник [20].

Изобразим на рисунке 9.2 схему замещения для принципиальной схемы, представленной на рисунке 9.1

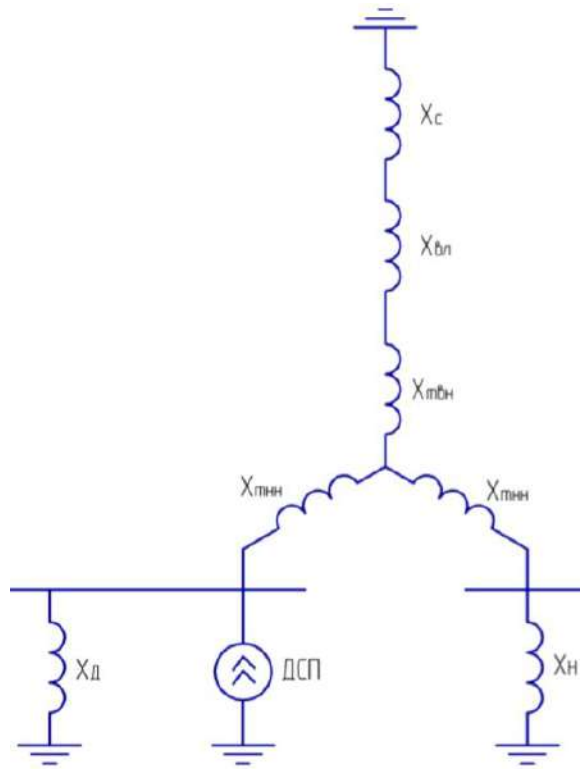


Рисунок 9.2 – Схема замещения.

Рассмотрим принципиальную схему для расчета коэффициента искажения синусоидальности напряжения, представленную на рисунке 9.1. Произведем расчет параметров элементов схемы замещения, изображенной на рисунке 9.2. Сопротивление энергетической системы:

$$x_{cv} = 0.65 \sqrt{\frac{U_{cm}^2}{S_{кз}}} \quad (9.1)$$

где  $S_{кз}$  – фактическая мощность КЗ для рассматриваемой ступени СЭС, ВА.

$$x_{cv} = 0.65 \sqrt{\frac{(10 \cdot 10^3)^2}{2700 \cdot 10^6}} = 0,03 \text{v}$$

Сопротивление воздушной линии:

$$x_{lv} = x_0 \sqrt{L} \sqrt{\frac{U_{cm}^2}{U_{ном}^2}} \quad (9.2)$$

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

$L$  – длина воздушной линии, км;

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

$$x_{lv} = 0,434 \cdot 0,7 \sqrt{\frac{10,5^2}{115^2}} = 0,05 \text{v}$$

Сопротивление силового трансформатора

$$x_{Tv} = \frac{U_{кз} \sqrt{U_{cm}^2}}{100 \cdot S_{т.н}} \quad (9.3)$$

где  $U_{кз}$  - напряжение КЗ трансформатора, %;

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

S т.ном - номинальная мощность трансформатора, ВА.

$$x_{Tv} = \frac{10.5 \cdot 10500^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} \text{ в} = 0.46 \text{ в}$$

Сопротивление обмотки высокого напряжения

$$x_g = 0,125 \cdot x_{Tv} \quad (9.4)$$

$$x_g = 0,125 \cdot 0,46 \text{ в} = 0,06 \text{ в}$$

Сопротивление обмотки низшего напряжения

$$x_{mn} = 1,75 \cdot x_{Tv} \quad (9.5)$$

$$x_{mn} = 1,75 \cdot 0,46 \text{ в} = 0,81 \text{ в}$$

Сопротивление высоковольтных двигателей

$$x_{dv} = \frac{17}{S_{\Sigma}} \text{ в} \quad (9.6)$$

где SΣ – суммарная мощность высоковольтных двигателей, МВА

$$x_{dv} = \frac{17}{2,55} \text{ в} = 4,39 \text{ в}$$

Общее сопротивление «спокойной» нагрузки «Н»:

$$x_n = \frac{34 \text{ в}}{S_m} \quad (9.7)$$

$$x_n = \frac{34 \text{ в}}{25} = 1,36 \text{ в}$$

Источником искажения являются

– преобразователи имеющие шестифазную схему выпрямления тока технологической установки, генерирующие в сеть следующие гармоники: 2, 3, 5, 7, 11, 13.

Эквивалентные токи гармоник, генерируемые ДСП

$$I_v = \frac{S_{n.m.max}}{\sqrt{3} \cdot U_{cm} \text{ в}^2} \cdot \sqrt[4]{\sum_{i=1}^n \frac{S_{n.m.i}}{S_{n.m.max}}} \quad (9.8)$$

где Sпг – мощность ДСП, ВА

N – количество ДСП

$$I_v = \frac{\sqrt[4]{2} \cdot 2000 \cdot 10^3 + \sqrt[4]{2} \cdot 3500 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \text{ в}^2} = \frac{131}{\text{в}^2}$$

$$I_v = \frac{3500}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^2} \cdot \sqrt[4]{\frac{3500}{3500} + \frac{2500}{3500}} = 57,8 \text{ А}$$

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

Результаты расчета по формулам (9.1) – (9.8) представим в таблице 9.1

					ИУрГУ-13.03.02.2020.070 ПЗ ВКП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

Таблица 9.1

v	хсv	хТВ	хТНv	хДv	хНv	хбrv	Iv1
3	0,08	0,15	0,17	2,43	13,18	37,45	25,7
5	0,13	0,26	0,29	4,05	21,96	62,41	9,2
7	0,19	0,36	0,41	5,67	30,75	87,37	4,7
11	0,29	0,56	0,64	8,91	48,32	137,3	1,9
13	0,35	0,67	0,75	10,53	57,11	162,26	1,4

Преобразование схемы замещения, изображенной на рисунке 9.2, представим на рисунке 9.3.

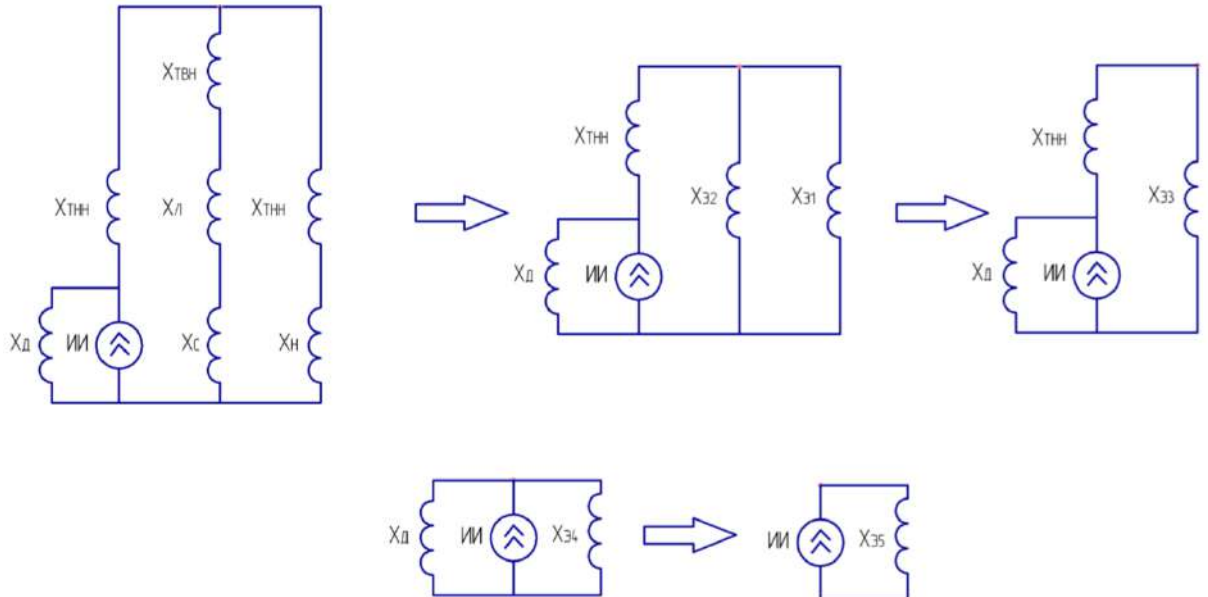


Рисунок 9.3 – Преобразование схемы замещения

Рассчитаем параметры схем замещения, представленных на рисунке 9.3

$$x_{\text{э}1v} = x_{\text{тнн}v} + x_{\text{н}v} \quad (9.9)$$

$$x_{\text{э}2v} = x_{\text{с}v} + x_{\text{л}v} + x_{\text{тв}v} \quad (9.10)$$

$$x_{\text{э}3v} = \frac{x_{\text{э}2v} \square x_{\text{э}1v}}{x_{\text{э}2v} + x_{\text{э}1v}} \quad (9.11)$$

$$x_{\text{э}4v} = x_{\text{тнн}v} + x_{\text{э}3v} \quad (9.12)$$

$$x_{\text{э}5v} = \frac{x_{\text{э}4v} \square x_{\text{д}v}}{x_{\text{э}4v} + x_{\text{д}v}} \quad (9.13)$$

Напряжение на СШ1и СШ3 определим соответственно по формулам:

$$U_{\text{сш}1} = I_{v\Sigma} \square x_{\text{э}6v} \quad (9.14)$$

$$U_{\text{сш}3v} = U_{\text{сш}1v} \square \frac{x_{\text{н}v} \square x_{\text{э}3v}}{x_{\text{э}1v} \square x_{\text{э}4v}} \quad (9.15)$$

Коэффициент искажения синусоидальности напряжения:

$$K_u = \frac{\sqrt{\sum U_{\text{сш}}^2}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} \bullet 100\% \quad (9.16)$$

Результаты расчета по формулам (9.10) – (9.16) представим в таблице 9.2

Таблица 9.2 – Результаты расчета

v	xэ1v	xэ2v	xэ3v	xэ4v	xэ5v	Uсш1v	Uсш3v	Kсш1	Kсш3
2	26.58	0.27	0.27	1.89	1.56	22.6	3.02	0.81%	0.11%
3	39.88	0.41	0.4	2.83	2.33	33.89	4.53		
5	66.46	0.68	0.67	4.72	3.89	20.34	2.72		
7	93.05	0.95	0.94	6.61	5.44	14.53	1.94		
11	146.21	1.49	1.48	10.39	8.55	9.24	1.23		
13	172.8	1.77	1.75	12.28	10.11	7.82	1.04		

Из таблицы 9.2 можно сделать вывод, что значения коэффициента искажения синусоидальности напряжения не превышают допустимых значений, регламентированных в ГОСТ 32144-2013, а именно:  
 $K_u^{сш1} = 0,81\% > K_{удд} = 5\%$ ,  $K_u^{сш3} = 0,11\% > K_{уд} = 5\%$

## 9.2 Расчет провала напряжения при пуске двигателей

Расчёт напряжения на зажимах ЭД, подключенных к той или иной точке сети выполняют по схеме замещения, представленной на рисунке 9.4



Рисунок 9.4 – Схема замещения для расчета напряжения на зажимах ЭД  
 Активными сопротивлениями можно пренебречь и элементы СЭС представляют своими индуктивными сопротивлениями, приведенными к базисным значениям. Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены ЭД

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены ЭД

$$U_{\delta} = U_c \frac{x_{нэ}}{x_c + x_{нэ}} \quad (9.17)$$

где  $U_c$  – напряжение питающей сети, кВ;

$x_{нэ}$  – эквивалентное сопротивление узла, о.е.;

$x_c$  – суммарное сопротивление питающей сети до СШ, к которым подключен ЭД, о.е.

Эквивалентное сопротивление узла

$$x_{нэ} = \frac{S_{\delta} U_{ном}^2}{S_{нэ} U_{\delta}^2} \quad (9.18)$$

где  $S_{\delta}$  – базисная мощность, МВА;

$U_b$  – базисное напряжение, кВ;

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

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла

$$S_{н.э} = \sqrt{(\sum P_n)^2 + (\sum S_n + \sum Q_n)^2} \quad (9.19)$$

где  $P_n$  – активная мощность пусковой нагрузки, подключенной к узлу, кВт;

$S_n$  – расчетная пусковая мощность ЭД, кВА;

$Q_n$  – реактивная мощность пусковой нагрузки, подключенной к узлу, кВт.

Расчетная пусковая мощность ЭД

$$S_n = \frac{P_{д.н} \cdot K_n}{\cos \varphi_n \cdot \eta_n} \quad (9.20)$$

где  $P_{д.н}$  – номинальная мощность двигателя, кВт;

$K_n$  – кратность пускового тока ЭД.

$$S_n = \frac{500 \cdot 4}{0,9 \cdot 0,95} = 2339 \text{ кВА}$$

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла

$$S_{н.э} = \sqrt{6658^2 + (2339 + 1960)^2} = 7925 \text{ кВА}$$

Эквивалентное сопротивление узла

$$x_{н.э} = \frac{1000 \cdot 10,5^2}{7925 \cdot 10,5^2} = 122,4$$

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены ЭД

$$U_\delta = 10,5 \cdot \frac{122,4}{12,24 + 122,4} = 9,04 \text{ кВ}$$

При запуске синхронных двигателей допускается провал напряжения не более 20% относительно номинального напряжения сети [15]

$$\Delta U \% = \frac{U_c - U_\delta}{U_c} \cdot 100\% \quad (9.21)$$

$$\Delta U \% = \frac{10,5 - 9,04}{10,5} \cdot 100\% = 9,64\% < 20\%$$

Условие выполнено.

Выводы по разделу 9

В данном разделе рассчитаны следующие показатели: коэффициент искажения синусоидальности напряжения. Расчёт показал, что рассмотренные показатели качества электроэнергии превышают допустимые показатели, для улучшения показателей качества был установлен силовой резонансный фильтр.

					ИОУрГУ-13.03.02.2020.070 ПЗ ВКП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

## 10 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Оптимальный выбор средств компенсации реактивной мощности является составной частью построения рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия.

На рисунке 10.1 приведена схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности.

В таблице 10.1 приведены исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности.

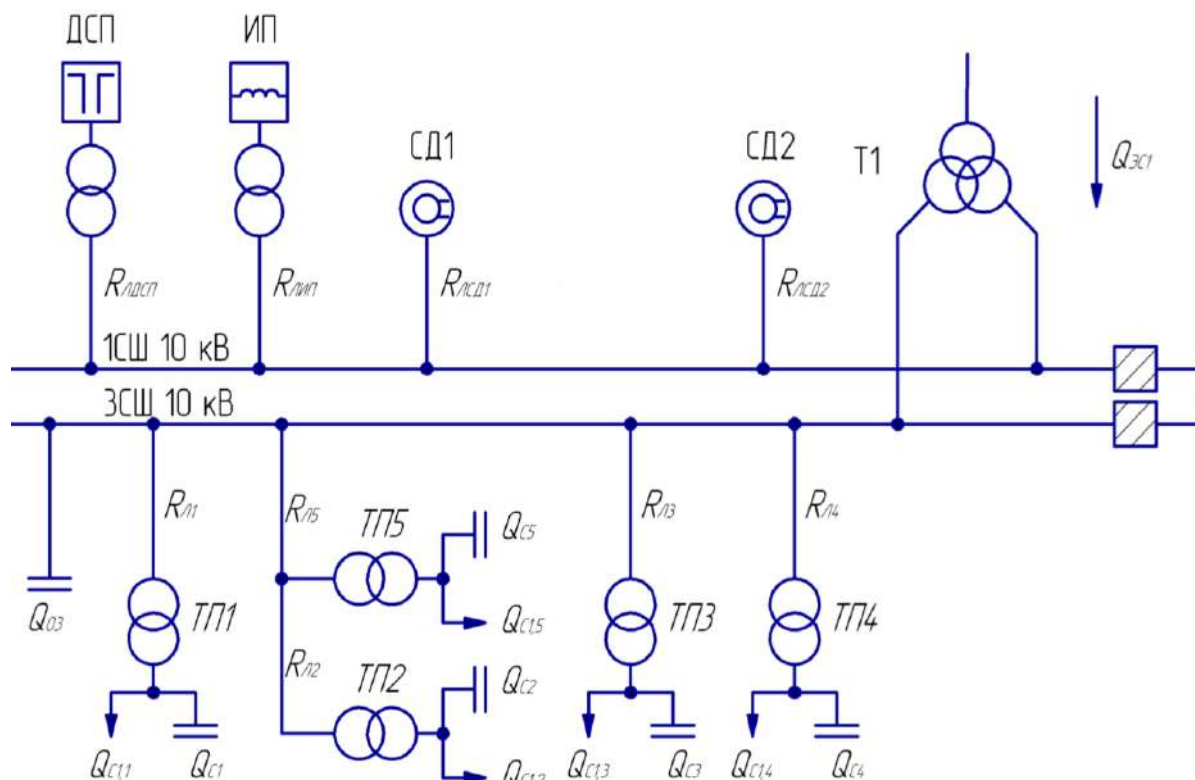


Рисунок 10.1 – Схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности

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

$$R_m = \frac{U_n^2 \Delta P_k}{S_{nm}^2} \quad (10.1)$$

где  $\Delta P_k$  – мощность короткого замыкания трансформатора, кВт;  
 $S_{nm}$  – номинальная мощность трансформатора, ВА.

$$R_{m3} = \frac{5900 \cdot 10^2}{1000^2} = 1,22 \text{ Ом}$$

Активные сопротивления кабельных линий найдем по формуле

$$R_{li} = r_{0.l} \cdot L_i \quad (10.2)$$

$$R_{li} = 0.167 \cdot 0.089 = 0.05 \text{ Ом}$$

Аналогичные расчеты проводятся для остальных ТП и линий по выражениям (10.1) – (10.2), результаты сведены в таблицу 10.1.

Таблица 10.1 - Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	Стн, кВА	Q1i, квар	ΔQti, квар	Rti, Ом	Rли, Ом
ТП1.1	1000	608,86	61,55	1,22	0,05
ТП1.2	1000	608,86	61,55	1,22	0,02
ТП1.3	1000	608,86	61,55	1,22	0,02
ТП2.1	1000	449,44	43,48	1,22	0,01
ТП2.2	1000	449,44	43,48	1,22	0,03
ТП2.3	1000	449,44	43,48	1,22	0,04
ТП2.4	1000	449,44	43,48	1,22	0,05
ТП3	400	35,50	6,81	5,92	0,02
ТП5	400	311,66	38,78	5,92	0,02
ТП4	400	289,39	27,69	5,92	0,07
ТП6	400	287,60	29,69	5,92	0,08
ИТОГО		4 548,50	461,53		

Наметим все возможные места установки дополнительных компенсирующих устройств – батарей конденсаторов (БК): низковольтные сборные шины цеховых ТП (Qci); сборные шины распределительных устройств (РУ) напряжением 10 кВ ГПП (Q0). Кроме того, реактивная мощность может быть получена из энергосистемы (Qэс).

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности:

$$C_0 = 1,02 \cdot (17994,72 \cdot 1,284 + 6780,24) = 27234,56 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}$$

Затраты на генерацию реактивной мощности низковольтными БК (0,4 кВ):

$$Z_{12.кн} = E \cdot K_{\delta кн} \cdot \alpha_{изм} + C_0 \cdot \Delta P_{\delta кн} \quad (10.3)$$

где E - нормативные отчисления от стоимости БК, 1/лет;

Kбкн - удельная стоимость низковольтных батарей конденсаторов;

ΔPбкн - удельные потери в низковольтных конденсаторах, кВт/Мвар;

α изм - индекс изменения сметной стоимости.

Тогда

$$Z_{12.кн} = 0,223 \cdot 967200 + 18699,5 \cdot 4 = 290483,6 \text{ руб} / \text{Мвар}$$

Затраты на генерацию реактивной мощности высоковольтными БК (10 кВ)

$$Z_{12.кв} = 0,223 \cdot 483600 + 18699,5 \cdot 2 = 145241,8 \text{ руб} / \text{Мвар}$$

Также в составе электроприемников имеются синхронные двигатели. Данные о двигателях приведены в таблице 10.2.



Таблица 10.2 – Данные о двигателях

Обозначение в схеме	Тип двигателя	Uном, кВ	Рсд.нi, кВт	Qсд.нi, квар	Ni, шт	ni, об/мин	Д1i, кВт	Д2i, кВт
СД-1	СТД	10	2000	576,1	1	1000	6,77	6,98

Располагаемая реактивная мощность СД:

$$Q_{сд.ми} = \alpha_M * N_i * \sqrt{P_{сд.ном.i}^2 + Q_{сд.ном.i}^2} \quad (10.4)$$

Затраты на генерацию реактивной мощности синхронными двигателями

$$Z_{1nm.c} = C_0 \square \frac{D_{1i}}{Q_{сд.ном.i}} \quad (10.5)$$

$$Z_{2nm.c} = C_0 \square \frac{D_{2i}}{Q_{сд.ном.i}^2}$$

где Д1i, Д2i - параметры, характеризующие потери активной мощности в СД.

$$Q_{сди} = \frac{Z_{10} - Z_{1c.cди}}{2 \square a \square C_0 \square R_{э.сди}} \quad (10.6)$$

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

$$R_{э.сди} = \frac{R_{л.сди}}{N_i} + \frac{Z_{2гсд}}{a \square C_0} \quad (10.7)$$

Результаты расчета по формулам (10.3) – (10.7) сведены в таблицу 10.3.

Таблица 10.3 – Затраты на генерацию реактивной мощности

Обозначение СД на схеме	Qсд.ми, Мвар	Z1г.сди, руб/Мвар	Z2г.сди, руб/Мвар <sup>2</sup>	Rэ.сди, Ом	Qсди, Мвар
СД-1	0,52	-219736,57	393235,49	2,21	0,44

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

Для ТП, питающихся по радиальным линиям, (рисунок 10.2) эквивалентное сопротивление составит.

$$R_{э.i} = r_2 = R_{л2} + R_{m2} \quad (10.8)$$

$$R_{э.i} = r_2 = 3,69 + 0,1 = 3,79 \text{Ом}$$

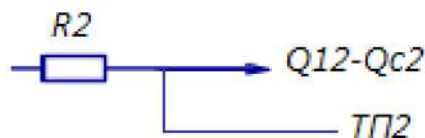


Рисунок 10.2 – Схема замещения радиальной линии

Для ТП, питающихся по магистральной линии (рисунок 10.3), например, ТП-3 и ТП-4, эквивалентная проводимость точки 1 схемы определяется по формуле

$$\frac{1}{R_{m2}} = \frac{1}{r_3} + \frac{1}{r_{34} + r_4} \quad (10.9)$$

$$\frac{1}{R_{m2}} = \frac{1}{1.91} + \frac{1}{0.03+1.91} = 1,04$$

Эквивалентные сопротивления присоединений:

$$R_{\text{э}2} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{T1}}\right) r_2 \quad (10.10)$$

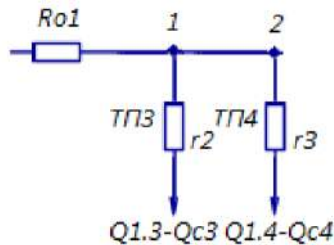


Рисунок 10.3 – Схема замещения магистральных линий

$$R_{\text{э}1} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{T2}}\right) (r_{12} + r_2) \quad (10.11)$$

$$R_{\text{э}1} = \left(1 + \frac{0.03}{0.96}\right) 1.91 = 1.97 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{э}3} = \left(1 + \frac{0.03}{0.96}\right) (0.03 + 1.91) = 1.99 \text{ Ом}$$

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП, определяем в предположении, что к шинам ГПП подключена высоковольтная БК (при этом коэффициент Лагранжа  $\lambda = 310$ ):

$$Q_{c1} = Q_{li} + \Delta Q_{TT} + \frac{z}{R_{\text{э}i}} \quad (10.12)$$

$$Q_{c1} = 4,88 \text{ Мвар}$$

Результаты расчета по формулам (10.3) – (10.12) мощностей  $Q_{ci}$  остальных низковольтных БК сводим в таблицу 10.4. Если  $Q_{ci} < 0$  Мвар, то принимаем  $Q_{ci} = 0$  Мвар, так как  $Q_{ci}$  является экономически нецелесообразной.

Таблица 10.4 – Расчёт мощности БК

Место установк и БК	$R_{\text{э}i}$ , Ом	$Q_{ci}$ , Мвар		$Q_{ki}$ , квар	$Q_{ki} + Q_{ci}$ , квар	Тип принятой стандартно й БК	$Q_{sti}$ , квар
		Расчетно е	Принято е				
ТП1.1	1,3 1	0,37	0,37	73,57718	447,5 3	УКМ58 – 0,4 – 700 – 50 У3	700
ТП1.2	1,3 4	0,38	0,38	73,57718 8	454,1 6	УКМ58 – 0,4 – 700 – 50 У3	700

ТП1.3	1,3 8	0,21	0,21	73,57718 8	285,0 7	УКМ58 – 0,4 – 700 – 50 УЗ	700
ТП2.1	1,2 4	0,18	0,18	0	179,5 0	УКМ58 – 0,4 – 250 – 10 УЗ	250
ТП2.2	1,3	0,19	0,19	0	193,2 5	УКМ58 – 0,4 – 250 – 10 УЗ	250
ТП2.3	1,2 9	0,19	0,19	0	190,9 2	УКМ58 – 0,4 – 250 – 10 УЗ	250
ТП2.4	1,3 9	0,21	0,21	0	214,3 1	УКМ58 – 0,4 – 250 – 10 УЗ	250
ТП3	3,5 5	-0,07	0,00	0	0	УКМ58 – 0,4 – 337,5 – 37,5 УЗ	337, 5
ТП5	3,5 8	0,24	0,24	139,2435 2	381,2 0	УКМ58 – 0,4 – 337,5 – 37,5 УЗ	337, 5
ТП4	4,1 5	0,22	0,22	36,59	260,0 8	УКМ58 – 0,4 – 337,5 – 37,5 УЗ	337, 5
ТП6	4,3 4	0,23	0,23	0,00	227,8 8	УКМ58 – 0,4 – 337,5 – 37,5 УЗ	337, 5
ГПП	0	-2,34	-2,34	-	-	УКРМ-1- 10,5-2250 УЗ	2250
ИТОГО	-	-	0,100	396,57	496,1 9	-	6700

Определение мощности высоковольтной БК, подключенной к СШ 10 кВ ГПП, производим из условия баланса реактивных мощностей на СШ 10 кВ ГПП:

$$Q_0 = \sum_{i=1}^n (Q_{i_i} + \Delta Q_{Ti}) + \Delta \frac{\Delta Q_T^{ГПП}}{2} + \frac{\sum_{i=1}^n Q_{Bi}}{2} - \sum_{i=1}^n Q_{Ci} - \frac{\sum_{i=1}^n Q_{c0i}}{2} - \frac{Q_{эс}}{2} \quad (10.13)$$

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

$Q_B$  – реактивная мощность электроприемников напряжением 10 кВ, квар.

Экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы



# 11 ВЫБОР И ОПИСАНИЕ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

Согласно ПУЭ [7] для трансформаторов ТРДН-25000/110/10/10 должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними короткими замыканиями;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла. Соответственно устанавливаются следующие виды защит:
- дифференциальная защита от различных видов короткого замыкания;
- максимальная токовая защита как резервная от внешних многофазных коротких замыканий;
- защита от перегруза; – газовая защита.

## 11.1 Дифференциальная защита

Дифференциальная защита трансформатора выполняется пофазной с помощью цифрового терминала Seram T87. Она включает дифференциальную отсечку и чувствительную дифференциальную защиту с процентной тормозной характеристикой и блокировками по второй и пятой гармоникам.

Выбор уставок срабатывания дифференциальной защиты заключается в определении следующих параметров:

- минимальной уставки  $I_{ds}$ ; – крутизны тормозной характеристики первого наклонного участка  $I_d/I_{t1}$ ;
- крутизны тормозной характеристики второго наклонного участка  $I_d/I_{t2}$ ;
- точки изменения крутизны SLP;
- тока срабатывания дифференциальной отсечки  $I_{dmax}$ ; – уставки по второй гармонике;
- уставки по пятой гармонике.

Произведем выбор трансформаторов тока (ТТ), для этого найдем номинальные токи силового трансформатора:

- на стороне ВН

$$I_{Т.Н}^{ВН} = \frac{S_{н.м.}}{\sqrt{3}U_{cp1}} \quad (11.1)$$

$$I_{Т.Н}^{ВН} = \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 15 \cdot 10^3} = 125,5 \text{ А}$$

На стороне ВН принимаем к установке ТТ типа ТВ-110-150-0,5/10Р:  $I_{1Н} = 150 \text{ А}$ ,  $I_{2Н} = 5 \text{ А}$ .

- на стороне НН

$$I_{Т.Н}^{НН} = \frac{S_{н.т.}}{\sqrt{3}U_{cp2}} \quad (11.2)$$

									Лист
									78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ЮУрГУ-13.03.02.2020.070 ПЗ ВКП				

$$I_{T.H}^{HH} = \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 1374,6 \text{ A}$$

На стороне НН выбираем ТТ типа ТЛК-10-1500-0,5/10Р:  $I_{1H} = 1500 \text{ A}$ ,  $I_{2H} = 5 \text{ A}$ .

Коэффициент трансформации ТТ на стороне ВН

$$K_I^{BH} = \frac{I_{1H}}{I_{2H}} \quad (11.3)$$

$$K_I^{BH} = \frac{1500}{5} = 300$$

Коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне НН

$$K_I^{HH} = \frac{I_{1H}}{I_{2H}} \quad (11.4)$$

$$K_I^{HH} = \frac{1500}{5} = 300$$

Определение пригодности установленных ТТ по условию выравнивания вторичных токов по величине

$$0,1 I_{m.n} < I_{m.n} < 2,5 I_{m.n}$$

Для ТТ, установленных на стороне ВН

$$0,1 \cdot 25,5 < 150 < 2,5 \cdot 25,5 \text{ A}$$

$$12,6 < 150 < 313,8 \text{ A}$$

Условие выполнено

Для ТТ, установленных на стороне НН

$$0,1 \cdot 374,6 < 3000 < 2,5 \cdot 374,6 \text{ A}$$

$$137,5 < 1500 < 3436,6 \text{ A}$$

Условие выполнено.

Для проверки пригодности ТТ по условию отстройки от броска тока намагничивания необходимо определить амплитудную величину броска тока намагничивания.

Так как в паспортных данных на трансформатор не приведена величина броска тока намагничивания и не приведено сопротивление трансформатора при полном насыщении, то определяем сопротивление трансформатора при полном насыщении по приближенной формуле

$$X_{T.B.}^{(1)*} = (0,094 + 0,74 \cdot \frac{U_{к\%}}{100}) \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{m.n}} \quad (11.5)$$

где  $U_{к\%}$  – напряжение короткого замыкания трансформатора, %

$$X_{T.B.}^{(1)*} = (0,094 + 0,74 \cdot \frac{10,5}{100}) \cdot \frac{1000}{25} = 6,87$$

Определяем относительное индуктивное сопротивление прямой последовательности контура включения

$$X^* = X_c^* + X_{ВЛ}^* + K_1 \cdot X_{T.B.}^{(1)*} \quad (11.6)$$

где  $K_1$  – коэффициент, учитывающий увеличение индуктивного сопротивления трансформатора за счет неполного насыщения ярм

					ИОУРГУ-13.03.02.2020.070 ПЗ ВКП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

магнитопровода.

За базовое сопротивление принимается сопротивление, соответствующее номинальным параметрам трансформатора

$$X_6 = \frac{U_6^2}{S_{т.н}} \quad (11.7)$$

$$X_6 = \frac{(115 \cdot 10^3)^2}{25 \cdot 10^6} = 13,2$$

Тогда сопротивление контура включения

$$X^* = 0,37 + 0,47 + 1,1 \cdot 13,2 = 8,39$$

То же в именованных единицах

$$X = 8,39 \cdot 13,2 = 111 \text{ Ом}$$

Амплитудное значение броска тока намагничивания определяем по выражению

$$I_{бр.нам.ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{л} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot x} \quad (11.8)$$

где  $U_{л}$  – линейное напряжение со стороны включения трансформатора под напряжение, В;

$A$  – относительное смещение оси синусоиды потокосцепления по отношению к точке перегиба характеристики намагничивания

$$I_{бр.нам.ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot 115 \cdot 10^3 \cdot (1 + 0,39)}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1176,1 \text{ А}$$

Кратность тока по отношению к амплитудному значению номинального тока

ТТ

$$K_{10} = \frac{I_{бр.нам.ампл}}{\sqrt{3} \cdot I_{т.н}^{вн}} \quad (11.9)$$

$$K_{10} = \frac{1176,1}{\sqrt{3} \cdot 150} = 5,54 < 6,7$$

Следовательно, по условию отстройки от броска тока намагничивания предельная кратность ТТ стороны 110 кВ должна быть  $K_{10} \geq 20$ . Определяем предельную кратность ТТ при заданной нагрузке ТТ стороны 110 кВ

$$R_{нагр} = R_k + R_{пер} + R_{вх.терм} \quad (11.10)$$

где  $R_k$  – сопротивление контрольного кабеля, Ом;

$R_{пер}$  – переходное сопротивление соединительных контактов в токовых цепях, Ом;

$R_{вх.терм}$  – входное сопротивление терминала, Ом.

Сопротивление контрольного кабеля

$$R_k = \frac{\rho \cdot L}{S_k} \quad (11.11)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала жил контрольного кабеля,

					ИОУРГУ-13.03.02.2020.070 ПЗ ВКП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

Ом\*мм<sup>2</sup>/м

$$R_{\kappa} = \frac{0,029 \cdot 50}{2,5} = 0,58 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{нагр}} = 0,58 + 0,05 + 0,01 = 0,64 \text{ Ом}$$

По кривым предельной кратности для ТТ типа ТВ-110 для нагр  $R_{\text{нагр}} = 0,64 \text{ Ом}$  определяем  $K_{10} = 24 > 20$ . Следовательно, требование отстройки от броска тока намагничивания выполняется.

Так как ТТ и их вторичная нагрузка не ограничивают требование отстройки от броска тока намагничивания, то уточнение коэффициента А не требуется.

Приведенная предельная кратность ТТ должна быть

$$K_{10} = \frac{I_{\text{вн}}^{\text{т.н}}}{I_{\text{т.н}}^{\text{т.н}}} \cdot K'_{10} \quad (11.12)$$

$$K_{10} = \frac{125,5}{150} \cdot 20 = 16,7 < 24$$

Аналогично должны проверяться ТТ стороны 10 кВ, Однако, учитывая небольшую вторичную нагрузку ТТ 10 кВ, пригодность ТТ будет обеспечена.

Произведем проверку возможности использования самоадаптирующегося торможения. Условием использования этого торможения является требование, чтобы амплитудное значение броска тока намагничивания было меньше 8-кратного номинального тока трансформатора

$$I_{\text{бр.нам.ампл}} < 8 \cdot I_{\text{т.н}} \quad (11.13)$$

$$1238,3 < 8 \cdot 125,5$$

$$1238,3 < 1004,1$$

Условие не выполняется, следовательно, применяется традиционное торможение.

Определим минимальный ток срабатывания дифференциальной защиты

$$I_{\text{ds.ms.m}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot (0,1 + \frac{\Delta U_{\text{pnn}}}{1 - \Delta U_{\text{pnn}}} + 0,02)) \quad (11.14)$$

где  $\Delta U_{\text{pnn}}$  – диапазон регулирования напряжения, %;

$K_{\text{пер}}$  – коэффициент, учитывающий погрешность ТТ и зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей, остаточной намагниченности магнитопровода, нагрузки и типа ТТ

$$I_{\text{ds.ms.m}} = 1,1 \cdot (1 \cdot (0,1 + \frac{0,16}{1 - 0,16} + 0,02)) = 0,34$$

Принимаем к установке  $I_{\text{dsmin}} = 0,34\%$

Нахождение крутизны первого наклонного участка тормозной характеристики производится по выражению

$$\frac{I_d}{I_{t1}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot (0,1 + \frac{\Delta U_{\text{pnn}}}{1 - \Delta U_{\text{pnn}}} + 0,02)) \quad (11.15)$$



$$I_{ds.ms.m} = 1,1 \left( 2 \cdot 0,1 + \frac{0,16}{1-0,16} + 0,02 \right) = 0,45$$

$$\frac{I_d}{I_{tl}} = 0,45\%$$

Принимаем к установке

Точка изменения крутизны тормозной характеристики

$$SLP \leq 2 + 1,1 + \frac{3}{4} * I_{бр.нам.ампл}^{\frac{3}{4}} * \frac{I_d}{I_{tl}} \quad (11.16)$$

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} * 5,54^{\frac{3}{4}} * 0,45 = 5,32$$

Принимаем к установке  $SLP=5,0$ .

Определим крутизну второго наклонного участка тормозной характеристики по формуле

$$\frac{I_d}{I_{tl}} = 60 - 70\%$$

$$\frac{I_d}{I_{tl}} = 65\%$$

Принимаем

Отстройка от броска тока намагничивания выполняется по выражению

$$I_{d.макс} > K_{отс} \cdot I_{бр.нам.ампл}^* \quad (11.17)$$

$$I_{d.макс} > 1,4 \cdot 5,54 A$$

$$I_{d.макс} > 7,8 A$$

Отстройка от максимального значения внешнего короткого замыкания выполняется по формуле

$$I_{d.макс} = K_{отс} \cdot K_{нб} \cdot I_{к.макс.вн} \quad (11.18)$$

где  $K_{нб}$  – коэффициент равный отношению амплитуды первой гармоники тока небаланса к амплитуде периодической составляющей внешнего тока короткого замыкания;  $K_{нб}=0,7$  при установке со всех сторон силового трансформатора ТТ с вторичными токами 5 А;

$I_{к.макс.вн}$  – максимальное значение периодической составляющей тока внешнего КЗ, А

Ток короткого замыкания на стороне ВН трансформатора равен

$$I_{к.внеш.макс}^{вн} = \frac{I_{кз}^{(3)}}{K_{ТН}} \quad (11.19)$$

где  $K_{Тн}$  – коэффициент трансформации

$$I_{к.внеш.макс}^{вн} = \frac{7 \cdot 10^3}{11} = 731,2 A$$

что соответствует кратности

$$K = \frac{731,2}{125,5} = 5,83 \cdot I_{n1}$$

Ток срабатывания дифференциальной отсечки

					ЮУрГУ-13.03.02.2020.070 ПЗ ВКП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

$$I_{\max} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 5,83 \cdot I_{n1} = 4,9 \cdot I_{n1} \quad (11.20)$$

Принимаем к установке  $I_{d.\max} = 6 \cdot I_{n1}$

Уставки блокировок по 2-й и 5-й гармоникам принимаются:

–  $I_{2f}/I_{1f} = 15\%$  с поперечной блокировкой;

–  $I_{5f}/I_{1f} = 35\%$  с пофазной блокировкой

Проверка чувствительности дифференциальной защиты трансформатора выполняется по выражению

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{\text{дс.мин}}} \geq 2 \quad (11.21)$$

В качестве расчетного режима принимается режим минимального двухфазного КЗ на стороне низшего напряжения в защищаемой зоне

$$K_{\text{ч}} = \frac{7 \cdot 10^3}{0,34 \cdot 125,5 \cdot 1} = 14,8 \geq 2$$

## 11.2 Защита от перегруза на НН

Защита от симметричных перегрузок (ЗП) на стороне 10 кВ предназначена для выявления режима симметричных перегрузок защищаемого трансформатора. Защита выполняется с действием на отключение. ЗП выполняется с помощью одной из ступеней максимальной токовой защиты Seram S20 (код ANSI 50/51). При выполнении ЗП с действием на отключение используется времятоковая характеристика с зависимой от тока выдержкой времени.

Ток срабатывания защиты от перегрузки отстраивается от максимального рабочего тока трансформатора, определяемого с учетом его перегрузки в послеаварийном режиме

$$I_{r.Q2} \geq \frac{K_{\text{н.о}} \cdot K_{\text{зп}} \cdot I_{\text{Т.Н}}^{\text{НН}}}{K_{\text{в}}} \quad (11.22)$$

где  $K_{\text{н.о}}$  – коэффициент надежности отстройки защиты;

$K_{\text{в}}$  – коэффициент возврата защиты;

$K_{\text{з.п}}$  – коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме

$I_{\text{тн}}^{\text{НН}}$  – номинальный ток трансформатора на стороне НН, А;

Номинальный ток трансформатора на стороне НН

$$I_{\text{тн}}^{\text{НН}} = \frac{S_{\text{н.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} \quad (11.23)$$

$$I_{\text{тн}}^{\text{НН}} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 721,7 \text{ А}$$

Ток срабатывания защиты от перегрузки

$$I_{r.Q2} \geq \frac{1,05}{0,935} \cdot 1,4 \cdot 721,7 = 1134,6 \text{ А}$$

										Лист
										83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ЮУрГУ-13.03.02.2020.070 ПЗ ВКП					

Рассчитаем зависимую времятоковую характеристику рассматриваемой защиты от перегруза.

При уставке тока  $I_{r.Q2} = 1134,6A$  кривая должна пройти через точку с координатами – уставка времени  $t_{r.Q2} = 9c$  при токе  $I_* = 10 \square I_{r.Q2} = 11346A$ .

Выбираем тип характеристики SIT.

Рассчитаем коэффициент  $T_{MS}$

$$T_{MS} = \frac{t(I_*) \square (I_*)^{0.02} - 1}{0.14} \quad (11.24)$$

$$T_{MS} = \frac{9 \square (10)^{0.02} - 1}{0.14} = 3.03$$

Определим время срабатывания защиты при кратности тока  $I_* = 1.05$

$$t_r(I_*) = \frac{0.14 \square T_{MS}}{(I_*)^{0.02} - 1} \quad (11.25)$$

$$t_r(1.05) = \frac{0.14 \square 3.03}{(1.05)^{0.02} - 1} = 434.5c$$

Дальнейшие расчеты точек защитной характеристики, выполненные сводим в таблицу 11.1

Таблица 11.1 – Расчеты точек защитной характеристики

Выкл	Уставки времени		Тип кривой	$T_{MS}^N$	$t_{c.z.}$ , с при разных $I_*$ , А					
	$t_r$ , с	$10 \cdot I_r A$			1,05	2	3	6	10	7,8
Q2,Q3	9,0	11346	SIT	3,03	$\frac{434,5}{1191}$	$\frac{30,4}{2269}$	$\frac{19,1}{3404}$	$\frac{11,6}{6808}$	$\frac{9,0}{11346}$	$\frac{10,2}{8900}$

### 11.3 МТЗ с выдержкой времени на НН

Селективная токовая отсечка с выдержкой времени, с действием на отключение предназначена для защиты от КЗ всех видов на выводах и внутри трансформатора, а также от внешних КЗ, то есть от повреждений на шинах НН и на отходящих линиях НН (на случай отказа их собственных защитных коммутационных аппаратов).

Защита осуществляется с помощью цифровых терминалов Seram S20 (функция 51).

Ток срабатывания селективной токовой отсечки отстраивается от максимального возможного тока нагрузки – пикового тока на стороне НН

$$I_{c.co} = I_{sd.Q2} \geq \frac{K_{н.о}}{K_6} \square K_{c3.n} \square I_{mn}^{HH} \quad (11.26)$$

где  $K_{н.о}$  – коэффициент надежности отстройки.

$$I_{c.co} = I_{sd.Q2} \geq \frac{1,2}{0,935} \square 1,4 \square 721,7 = 1269,7A$$

Время срабатывания селективной токовой отсечки принимается по

условию селективности на ступень больше по отношению к предыдущей защите

$$t_{sd.Q2} = t_{sa.cekq} + \Delta t \quad (11.27)$$

где  $\Delta t$  – ступень селективности, с

$$t_{sd.Q2} = 0,9 + 0,3 = 1,2c$$

Проверим чувствительность селективной токовой отсечки. Она должна быть чувствительна к токам двухфазного КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора в минимальном режиме работы сети.

При использовании трехфазной схемы соединения трансформаторов тока и измерительных органов блока S20 в полную звезду и при схеме соединения обмоток  $\Delta/YO$  трансформатора коэффициент чувствительности для двухфазного КЗ на стороне НН трансформатора равен

$$K_{\nu} = \frac{I_{K3}^{(2)}}{I_{sd.Q2}} \quad (11.28)$$

$$K_{\nu} = \frac{7 \cdot 10^3}{1296.7} = 5.37$$

По результатам расчетов, а также данным, представленным в таблице 11.1 на рисунке 11.2 изобразим ВТХ защит, установленных на выключателях Q2, Q3

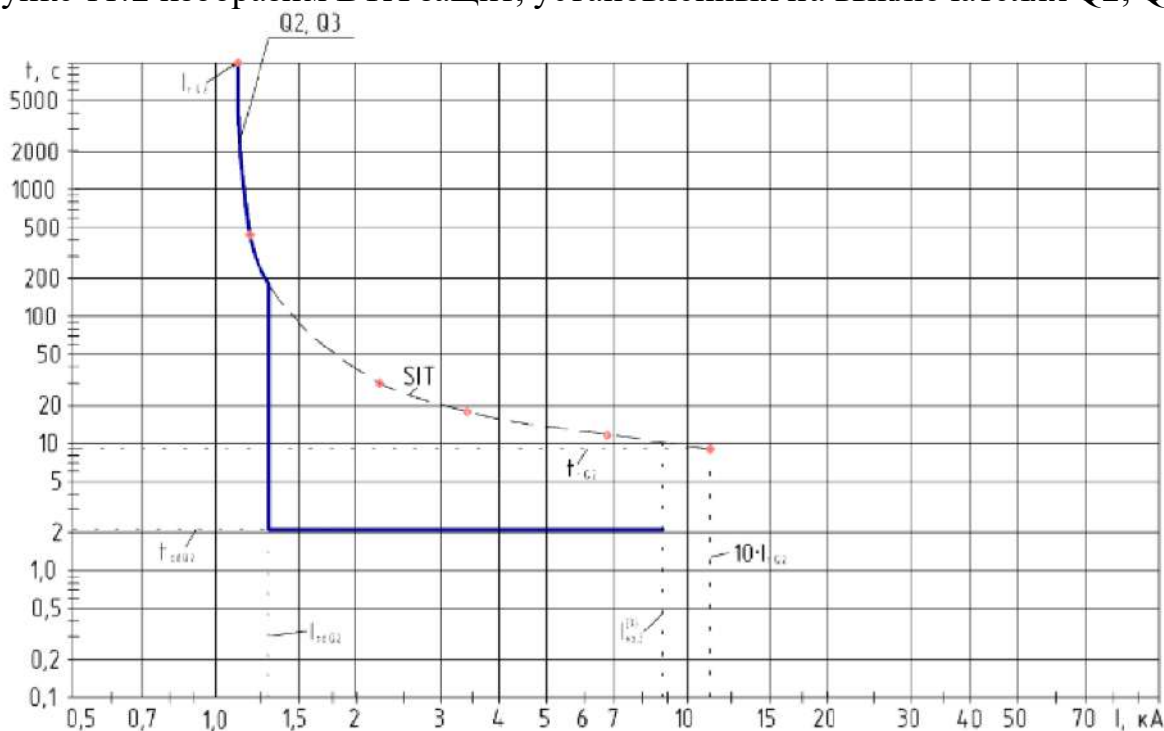


Рисунок 10.2 – Карта селективности

#### 11.4 МТЗ с выдержкой времени на ВН

Максимальная токовая защита трансформатора выполнена с применением цифровых реле типа Seram T87. Реле включается во вторичные цепи трансформатора тока.

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

Ток срабатывания селективной токовой отсечки отстраивается от максимального возможного тока нагрузки – пикового тока на стороне ВН

$$I_{c.co} = I_{sd.Q1} \geq \frac{K_{н.о}}{K_{\epsilon}} K_{3н} I_{мн}^{вн} \quad (11.29)$$

Номинальный ток трансформатора на стороне ВН

$$I_{мн}^{вн} = \frac{S_{нм}}{\sqrt{3} U_{вн}} \quad (11.30)$$

$$I_{мн}^{вн} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 131,2 \text{ A}$$

Ток срабатывания защиты срабатывания селективной токовой отсечки

$$I_{c.co} = I_{sd.Q1} \geq \frac{1,2}{0,935} \cdot 1,4 \cdot 131,2 = 235,8 \text{ A}$$

Время срабатывания селективной токовой отсечки принимается по условию селективности на ступень больше по отношению к предыдущей защите

$$t_{sdQ1} = t_{sdQ2} + \Delta t \quad (11.31)$$

$$t_{sdQ1} = 1,2 + 0,3 = 1,5 \text{ c}$$

Коэффициент чувствительности определяется по минимальному току КЗ на стороне НН трансформатора

$$K_{\epsilon} = \frac{7 \cdot 10^3}{11 \cdot 235,8} = 2,69 > 1,5 \quad (11.32)$$

Значит, защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

Рассчитаем зависимую времятоковую характеристику рассматриваемой селективной защиты.

При уставке тока  $I_{sdQ1} = 235,8 \text{ A}$  кривая должна пройти через точку с координатами – уставка времени  $t_{sd/Q1}$  при токе  $I_* = 10 \cdot I_{sdQ1} = 2358 \text{ A}$ .

Выбираем тип характеристики SIT.

Рассчитаем коэффициент TMS

$$T_{ms} = \frac{1,5 [10^{0,02} - 1]}{0,14} = 0,5$$

Определим время срабатывания защиты при кратности тока  $I_* = 1,1$

$$t_r(1,1) = \frac{0,14 \cdot 0,5}{1,1^{0,02} - 1} = 37,1 \text{ c}$$

Дальнейшие расчеты точек защитной характеристики сводим в таблицу 11.2.

Таблица 11.2

Выкл.	Селективная защита трансформатора на стороне ВН									
	Уставки времени		Тип кривой	$T_{MS}^N$	$t_{с.з}$ с, при разных $I_*$ , А					
	$t_{sd}$ , с	$10 \cdot I_{sd}$ , А			1,1	2	3	6	10	25,5
Q1	1,5	2358	SIT	0,81	$\frac{37,1}{259}$	$\frac{5,1}{472}$	$\frac{3,2}{707}$	$\frac{1,9}{1415}$	$\frac{1,5}{2358}$	$\frac{1,1}{6000}$

По результатам, представленным в таблице 11.2, на рисунке 11.3 изобразим ВТХ защит, установленных на выключателе Q1.

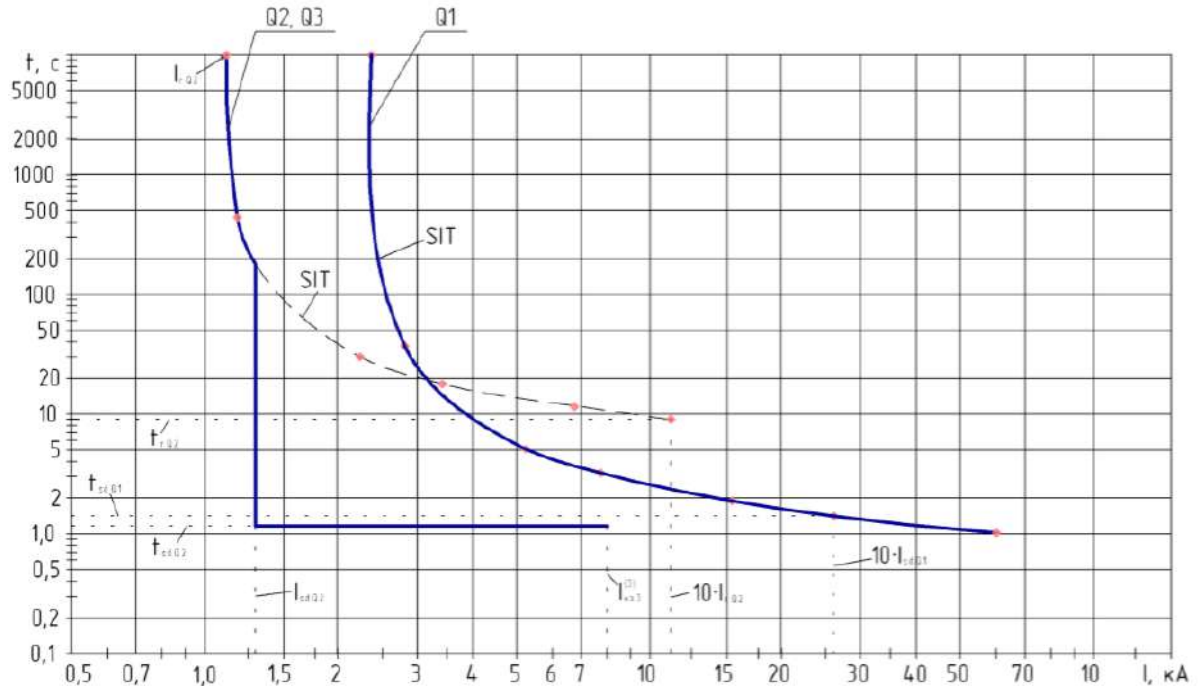


Рисунок 10.3 – Карта селективности

### 11.5 Газовая защита

Газовая защита применяется для защиты трансформатора от повреждений внутри бака, сопровождающихся выделением газа из трансформаторного масла, а также при понижении уровня масла в баке. При возникновении внутри трансформатора каких-либо повреждений, сопровождающихся электрической дугой (при КЗ обмоток на корпус бака или на магнитопровод, нарушениях магнитной системы) и выделением большого количества тепла, происходит разложение трансформаторного масла с образованием газов. В результате в трансформаторе масло с газом выходит в расширитель. Между баком и расширителем устанавливается газовое реле РГТ 80 с уставкой скоростного элемента (нижнего) 0,65 м/с. Верхняя пара контактов действует на сигнал при слабом газовыделении и понижении уровня масла, ввиду постоянного наличия в цехе оперативно-ремонтного персонала, нижняя пара контактов действует на отключение при бурном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Таким образом, газовую защиту выполним с помощью реле РГТ-80 и

блока ANSI 63 цифрового терминала SEPAM T87, который защищает трансформатор от изменения уровня масла и внутренних повреждений с помощью логических входов, связанных с устройствами, встроенными в трансформатор

### 11.6 Защита от перегрева

Защиту от перегрева печного трансформатора осуществим с помощью функции ANSI 49T устройства Sepam T87. Данная защита позволяет обнаружить перегрев трансформатора путём измерения температуры внутри трансформатора, оснащенного датчиками типа «термометр сопротивления». Защита от перегрева имеет две независимые уставки:

- уставка аварийной сигнализации ( $T_{s1}=75^{\circ}\text{C}$ );
- уставка отключения ( $T_{s2}=95^{\circ}\text{C}$ ).

Защита от перегрева запускается, когда контролируемая температура больше установленной уставки  $T_s$ .

В случае обнаружения неисправности датчика защита блокируется, и выходы защиты устанавливаются на «0». Сообщение «НЕИСПРАВНОСТЬ ДАТЧИКА» формируется в матрице управления, и выдается сообщение аварийной сигнализации с указанием номера модуля MET 148-2 с неисправным датчиком.

#### Выводы по разделу 11

В данном разделе была рассчитана релейная защита силового трансформатора установленного на ГПП завода и построена диаграмма селективности.

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.070 ПЗ ВКП</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		88

## 12 РАСЧЕТ ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК НАРУЖНОГО ОСВЕЩЕНИЯ

Необходимо выбрать светильники для освещения дорог на территории завода. Ширина дорожного полотна 6 метров, ширина с учетом обочины 8 метров.

Используя нормативные документы, определяем нормируемое значение горизонтальной освещенности дорожного покрытия для дорог в промышленных районах.

Таблица 1 - Нормируемые значения средней яркости и горизонтальной освещенности дорожных покрытий

Категория объекта по освещению	Объекты освещения	Наибольшая интенсивность движения транспорта в	Средняя яркость покрытия, кд/м <sup>2</sup>	Средняя горизонтальная освещенность
А	Магистральные улицы общегородского назначения,	Свыше 3000	1.6	20
		1000-3000	1.2	20
		500-1000	0.8	15
		Менее 500	0.6	15
Б	Магистральные улицы районного назначения, дороги грузового движения, площади перед	Свыше 2000	1.0	15
		1000-2000	0.8	15
		500-1000	0.6	10
		Менее 500	0.4	10
В	Улицы и дороги местного назначения, жилые улицы, дороги промышленных и	Свыше 500	0.4	6
		Менее 500	0.2	4

Объект освещения относится к категории В и при интенсивности движения менее 500 машин/час должен иметь среднюю горизонтальную освещенность на уровне дорожного покрытия, равную  $E_{н(ср)} = 4лк$ .

Принимаем:  $m = 1$  (на каждой опоре только один светильник),  $K_{зо} = 1,5$  (коэффициент запаса по освещенности для газоразрядных ламп). Светильники устанавливаются с обеих сторон от дороги. Тип светильников РКУ 01250 с лампами ДРЛ125



Таблица 2 – Коэффициент использования светильника РКУ 01250

Тип светильник	Угол наклона	$\angle\beta^\circ$	Коэффициент использования светильника по освещенности $k_{ос}$ в при отношении $B$ ширины освещаемой полосы к высоте $H$ установки светильника						
			0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0
РКУ 01250	0	0,180	0,208	0,303	0,333	0,351	0,359	0,362	0,367
	15	0	0,227	0,362	0,411	0,441	0,456	0,462	0,472
	15	180	0,165	0,225	0,248	0,248	0,250	0,250	0,25-
	30	0	0,201	0,365	0,479	0,479	0,503	0,515	0,533
	30	180	0,110	0,142	0,147	0,147	0,148	0,149	0,152

Коэффициент использования светильников по освещенности  $\eta_e$  определяем по формуле

$$\eta_e = \eta_{(E1)} + \eta_{(E2)} \quad (1)$$

где  $\eta_{(E1)}, \eta_{(E2)}$  - коэффициент использования по яркости светильников

Определим значение коэффициента использования по освещенности  $\eta_{(E1)}$  при отношении

$$b_1 / H = 6 / 10 = 0.6 \quad (2)$$

где  $b_1$  - ширина дорожного полотна

$H$  - высота установки светильника

в направлении  $\beta = 0^\circ$  и установке светильника под углом  $\alpha = 15^\circ$  к горизонту. При данных условиях этот коэффициент составляет  $\eta_{(E1)} = 0,227$ .

Аналогично определяем  $\eta_{(E2)}$  при отношении  $b_{22} / H = 2 / 10 = 0,2$  в направлении  $\beta = 180^\circ$   $\eta_{(E2)} = 0,165$ .

Коэффициент использования по освещенности  $\eta_e$  будет:

$$\eta_e = \eta_{(E1)} + \eta_{(E2)} = 0,227 + 0,165 = 0,392$$

Световой поток лампы ДРЛ125 составляет  $\Phi_{л} = 6200 \text{ лм}$ .

Рассчитываем шаг светильников

$$L_{\text{уств}} = \left( \sum_{i=1}^n \eta_{(Ei)} \cdot \Phi_{\text{л}} \cdot m \right) / E_{\text{н}} \cdot b \cdot K_{\text{зо}} \quad (3)$$

где  $\eta_{(Ei)}$  – коэффициент использования по яркости светильника  $i$ -того ряда;

$n$  – число рядов светильников вдоль освещаемой улицы (дороги);

$m$  – число светильников на одной опоре в  $i$ -том ряду.

$$L_{\text{уств}} = (2 \cdot 0,392 \cdot 6200 \cdot 1) / (4 \cdot 8 \cdot 1,5) = 101 \text{ м}$$

Принимаем расстояние между опорами, на которых установлены светильники  $L_{\text{уств}} = 100 \text{ м}$

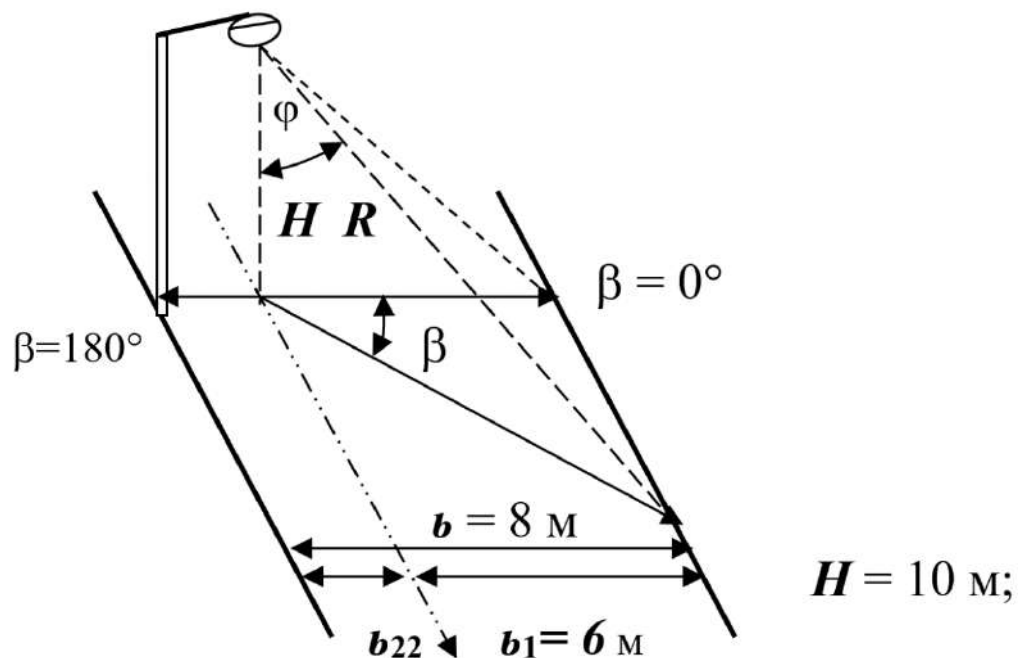


Рисунок 1 – Расположение светильников относительно дороги

Расположим светильники попарно по обе стороны от дороги на расстоянии 100 м друг от друга. Общая протяженность дорог составляет 2129 метров. Определим предварительное количество пар светильников

$$N_{\text{св.пред}} = L_{\text{д}} / L_{\text{уств}} \quad (4)$$

где  $L_{\text{д}}$  - общая протяженность дорог завода

$$N_{\text{св.пред}} = 2129 / 100 = 21,29$$

Так как дорога не прямая и имеет ответвления короче 100 метров в которых также необходимо установить светильники. Следственно количество светильников увеличится.

Итоговое количество пар светильников равняется 26 штук, общее количество 52 штуки.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Ершов А.М. Электрические нагрузки. 2007
- 2 Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с
- 3 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок.
- 4 Преимущества герметичных трансформаторов типа ТМГ перед трансформаторами типа ТМ и ТМЗ.– [http://www.mitek.spb.ru/files/energoinfodec07\\_1357743030.pdf](http://www.mitek.spb.ru/files/energoinfodec07_1357743030.pdf). Каталог трансформаторов масляных(ТМ), трансформаторов масляных герметичных(ТМГ). РосЭнергоСистемы. [http://www.elektrozavod.ru/sites/default/files/production/catalog/pdf/additional/pk\\_2\\_6\\_b.pdf](http://www.elektrozavod.ru/sites/default/files/production/catalog/pdf/additional/pk_2_6_b.pdf) и Электрозавод. [http://etm-res.ru/pdf-files/booklets/katalog\\_metz\\_2007.pdf](http://etm-res.ru/pdf-files/booklets/katalog_metz_2007.pdf)
- 5 Каталог трансформаторов масляных с защитой при помощи азотной подушки <http://elektropostavka.ru/transformatori-tmz/>
- 6 Кудрин Б. И. Электроснабжение: учебник/ Б. И. Кудрин.-М.: Издательский центр «Академия», 2012-352 с.
- 7 Правила устройства электроустановок (7-е издание). – М.: Изд-во стандартов, 2017. – 848 с
- 8 Вакуумные выключатели типа ВРС.– <http://www.konstalin.ru/?startid=3&id=161>
- 9 НТП ЭПП-94. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. Нормы технологического проектирования. 1-я редакция.
- 10 Автоматические выключатели серия «Электрон».– [http://www.kontaktor.ru/auto\\_breakers/detail\\_page.php?ID=201](http://www.kontaktor.ru/auto_breakers/detail_page.php?ID=201)
- 11 Ершов А.М. и др. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие к курсовому проекту/ А.М. Ершов, О.А. Петров, Ю.В. Ситчихин. Ч.1. – Челябинск: ЧПИ, 1985. – 57 с.
- 12 Комплектные распределительные устройства внутренней установки 6-10 кВ.– [http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/2\\_kru2006.pdf](http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/2_kru2006.pdf).
- 13 Вакуумные выключатели ВРС-10 - <http://www.vsoyuz.com/ru/produkcija/cb/vakuumnye-vyklyuchateli-10-kv/vrs-10.ht>
- 14 Измерительные трансформаторы тока.– [http://www.cztt.ru/transformatore\\_toka.html](http://www.cztt.ru/transformatore_toka.html).
- 15 Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы НАЛИ-СЭЩ-10-1У2.– [http://www.electroshield.ru/izmeritelnye\\_transformatory\\_nali](http://www.electroshield.ru/izmeritelnye_transformatory_nali).
- 16 Камеры (ячейки) КСО.– [https://www.chelzeo.ru/catalog/kamery\\_kso/kameri\\_sbornie\\_odnostoronnego\\_obslyzhvaniya\\_serii\\_kso-366](https://www.chelzeo.ru/catalog/kamery_kso/kameri_sbornie_odnostoronnego_obslyzhvaniya_serii_kso-366). Каталог предохранителей типа ПКТ

						<i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.070 ПЗ ВКП</i>	<i>Лист</i>
							92
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			

[http://www.elektrotehnik.ru/pdf/Predokhraniteli\\_PKT\\_Elektrotehnik.pdf](http://www.elektrotehnik.ru/pdf/Predokhraniteli_PKT_Elektrotehnik.pdf)

17 Комплектные токопроводы и шинопроводы.–[http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/3\\_compl\\_tokopr\\_shinprov2007.pdf](http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/3_compl_tokopr_shinprov2007.pdf)

18 Автоматические выключатели серия «Электрон».–  
[http://www.kontaktor.ru/auto\\_breakers/detail\\_page.php?ID=201](http://www.kontaktor.ru/auto_breakers/detail_page.php?ID=201)

19 Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд оао «холдинг МРСК», 2012

20 Печи индукционные для чугуна ИЧТ. –  
<http://rosinduktor.ru/induktsionnayaaprech>.

21 Электротехника. Учебное пособие для вузов в 3-х книгах. Кн. III. Электроприводы. Электроснабжение/ Под ред. П.А. Бутырина, Р.Х. Гафиятуллина, А.Л. Шестакова. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2005. – 639 с.

22 [ktpural.com/p347214719-elegazovuj-vyklyuchatel-vgt.html](http://ktpural.com/p347214719-elegazovuj-vyklyuchatel-vgt.html)

23 [ktpural.com/p346065261-vyklyuchatel-vakuumnyj-vbes.html](http://ktpural.com/p346065261-vyklyuchatel-vakuumnyj-vbes.html)

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2020.070 ПЗ ВКП</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		93