

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

Факультет электротехнический

Кафедра автоматики

Направление подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

Доцент, к.т.н.

\_\_\_\_\_ / Голощапов С.С./

\_\_\_\_\_ 2017 г.

Электроснабжение сталеплавильного производства металлургического  
завода

(тема)

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ  
ЮУрГУ–13.03.02.2017.092 ПЗ ВКР

**Консультанты:**

Безопасность электроснабжения

Гл. инженер Миасского РЭС филиала «МРСК  
Урала» Челябинэнерго

должность

\_\_\_\_\_ / \_Гладких В.М./

подпись

ФИО

\_\_\_\_\_ 2017 г.

**Автор проекта**

студент группы МиЭт- 541

\_\_\_\_\_ / \_Глухов А.С./

подпись

ФИО

13 июня 2017 г.

Релейная защита электроснабжения

Профессор, д.т.н.

должность

\_\_\_\_\_ / Четошникова Л.М./

подпись

ФИО

\_\_\_\_\_ 2017 г.

**Руководитель проекта**

Доцент, к.т.н.

должность

\_\_\_\_\_ / Валеев Г.С./

подпись

ФИО

\_\_\_\_\_ 2017 г.

Нормоконтроль

Доцент, к.т.н.

должность

\_\_\_\_\_ / Смоленцев Н.И./

подпись

ФИО

\_\_\_\_\_ 2017 г.



## АННОТАЦИЯ

«Электроснабжение сталеплавильного  
производства металлургического завода». – Миасс:  
ЮУрГУ, ЭТФ, 2017, 93 с., 14 илл., 31 таблица.  
Библиография литературы – 12 наименований, 4  
листа чертежей ф. А1.

В данной выпускной квалификационной работе произведён расчет «Электроснабжения сталеплавильного производства металлургического завода» и выбор оборудования. Составлена схема системы электроснабжения, рассчитана нагрузка Ремонтно-механического цеха, выбраны силовые трансформаторы, коммутационная аппаратура, кабельные линии, Рассчитана компенсация реактивной мощности. В разделе «Релейная защита» была рассмотрена защита кабельной линий. Спроектированная схема электроснабжения промышленного предприятия удовлетворяет ряду требований: высокая надежность и экономичность, безопасность и удобство в эксплуатации.

					ЮУрГУ 13.03.02.2017.092. 00 ПЗ ВКР			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Глухов А.С.</i>			<i>Электроснабжение сталеплавильного производства металлургического завода</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Валеев Г.С.</i>					2	93
<i>Реценз.</i>						<i>ЮУрГУ</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Смоленцев Н.И</i>						
<i>Утверд.</i>								

## Содержание

Технический паспорт проекта	5
Введение	6
Исходные данные	7
1 Краткие сведения о технологическом процессе производства	9
2 Расчёт электрических нагрузок промышленного предприятия	12
2.1 Расчёт электрических нагрузок инструментального цеха	12
2.2 Расчёт электрических нагрузок по предприятия	14
2.3 Расчёт картограммы электрических нагрузок предприятия	16
3 Выбор числа, мощности и типа трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций предприятия	23
4 Выбор напряжения, схемы внешнего электроснабжения и трансформаторов ГПП предприятия	29
5 Техничко -экономическое обоснование схемы внешнего электроснабжения предприятия.	33
5.1 Схема напряжения 110 кВ	33
5.2 Определение технико-экономических показателей сравниваемых схем внешнего электроснабжения.	41
6 Выбор величины напряжения и схемы внутреннего электроснабжения предприятия, расчёт питающих линий	50
6.1 Выбор величины напряжения	50
6.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия	50
6.3 Конструктивное выполнение электрической сети	50
6.4 Расчёт питающих линий	51
7 Расчёт токов короткого замыкания	53
8 Выбор электрооборудования системы электроснабжения предприятия	60
8.1 Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП	60
8.2 Выбор типа распределительных устройств на низкой стороне ГПП, выключателей, трансформаторов тока и напряжения	60
8.3. Выбор выключателей напряжением 10 кВ схемы внутреннего электро-снабжения и соответствующих трансформаторов тока	64

					ЮУрГУ 13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

8.4 Выбор шинного моста	67
8.5 Выбор проходных изоляторов	67
9 Компенсация реактивной мощности	68
10 Релейная защита	74
11 Расчёт заземляющего устройства ТП	81
12 Специальная часть, элегазовые выключатели	83
Заключение	91
Библиографический список	92

					ЮУрГУ 13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		4

## Технический паспорт проекта

1. Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1 кВ: 7346 кВт.
2. Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением свыше 1 кВ: 32306 кВт.
3. Категория основных потребителей по надежности электроснабжения: потребители 2 и 1 категории.
4. Полная расчетная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 36555,64 кВт·А;
5. Естественный коэффициент реактивной мощности для сетей 110кВ  $\text{tg } \varphi_e = 0,31$ ;
6. Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ;
7. Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 3500МВА, тип и сечение питающих линий: ВЛ-110, АС-120/19;
8. Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы: 3 км;
9. Количество, тип и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции: 2×ТРДНМ-63000/100000-У1;
10. Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия: 10 кВ;
11. Типы принятых ячеек распределительных устройств, в главной понизительной подстанции: КУ-1-10-20У3;
12. На территории устанавливаются комплектные трансформаторные подстанции с трансформаторами типа ТМЗ, мощностью 400, 630, 12500 кВА;  
Тип и сечение кабельных линий: ААШв 3×50, ААШв 3×95, ААШв 3×120, ААШв 3×150, ААШв 3×240.

					ЮУрГУ 13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

## Введение

Электроснабжение является одной из основных частей обеспечения народного хозяйства страны. Без электроснабжения в настоящее время не обходится ни одно промышленное производство, города и т.д. Одной из задач электроснабжения является обеспечение электроэнергией какого-либо объекта для нормальной работы и жизнедеятельности.

Энергетическая программа, разработанная на длительную перспективу, предусматривает прежде всего широкое внедрение энергосберегающей техники и технологии.

В связи с этим важное значение имеет рационализация энергосбережения, включающая в себя уменьшения удельного расхода электроэнергии и увеличения электровооруженности отрасли народного хозяйства. Важным условием этой задачи является организация доступной и качественной системы учета электроэнергии, потребляемой промышленным предприятием.

Основной задачей в электроснабжении является автоматизация с целью обеспечения бесперебойной работы предприятия. Автоматизация позволяет перевести большинство подстанций на работу без постоянного дежурного персонала, что уменьшает эксплуатационные расходы и способствует сокращению числа аварий по вине персонала.

В данной квалификационной работе произведен расчет системы электроснабжения промышленного предприятия с учетом специфики его работы.

					ЮУрГУ 13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

## Исходные данные

Выполнить проект электроснабжения сталеплавильного производства металлургического завода в объеме, указанном во введении к сборнику заданий. Завод расположен на Южном Урале (Челябэнерго).

В таблице 1 приведены сведения об установленной мощности и другие данные для электроприёмников напряжением до 1000 В, в таблице 2 – для электроприёмников напряжением выше 1000 В и в таблице 3 – дополнительные данные.

Таблица № 1

№ цеха на плане	Наименование цеха, отделения, участка	Установленная мощность $P_{ном}$ электроприёмников, напряжением 0,4 кВ, кВт	Эффективное (приведенное) число электроприёмников, $n_э$	Коэффициент использования, $K_{и}$	Коэффициент мощности $\cos \varphi$
1	Шихтовый пролет	1870	35	0,4	0,6
2	Печной пролет	5670	113	0,65	0,8
3	Разливочный пролет	4520	121	0,5	0,75
4	Бункерная эстакада	1600	45	0,65	0,75
5	Участок вакуумной обработки металла	1000	20	0,75	0,8
6	Газоочистка	200	13	0,75	0,8
7	Мастерские	180	12	0,35	0,65
8	Административно-бытовой комплекс	150	30	0,3	0,8
9	Ремонтно-механический цех	–	–	–	–



Таблица № 2

Но- мер це- ха на пла не	Наименование цеха, отделе- ния, участка	Вид высоко- вольтных элект- роприёмников	Установлен- ная мощность одного элект- роприёмни- ка, кВт	Кол-во электро- приём- ников	Коэф- фици- ент ис- пользо- вания, $K_{и}$	Коэф- фици- ент мощно- сти $\cos \varphi$
2	Печной пролёт	Дуговая ста- леплавильная печь (ДСП)	8000	2	0,8	0,8
		ДСП	3200	2	0,75	0,8
5	Участок ва- куумной об- работки ме- талла	Вакууматор- печь	1200	1	0,8	0,8
6	Газоочистка	Синхронный двигатель	2000	4	0,8	0,9

Номинальное напряжение высоковольтных электроприёмников – 10 кВ

Таблица № 3

Расстояние от предприятия до подстанции энергосистемы, км		3	
Существующие уровни напряжений $U_1$ и $U_2$ на подстанции энергосистемы, кВ		110 и 220	
Мощность короткого замыкания (МВ·А) на ши- нах подстанции энергосистемы напряжением		$U_1$	3500
		$U_2$	5500
Стоимость электроэнергии по двухставоч- ному тарифу	за 1 кВт максимальной нагрузки, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{мес}}$	согласно дей- ствующим та- рифам	
	за 1 потребленный кВт·ч, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$		
Наивысшая температура, °С	окружающего воздуха	27,3	
	почвы (на глубине 0,7 м)	14,2	
Коррозионная активность грунта предприятия		Средняя	
Блуждающие токи в грунте		Нет	
Наличие колебаний и растягивающих усилий в грунте		Есть значи- тельные усилия	

## 1 Краткие сведения о технологическом процессе производства

Отправной точкой развития электрометаллургии стало открытие в 1802 году В. В. Петровым явления электрической дуги — разряда в газовой среде, приводящего к ионизации газа и получению температуры в 3000-4000°С. Для этого нашему соотечественнику пришлось создать крупнейшую в то время гальваническую батарею. [11]

Первый удовлетворительно действующий образец электродуговой печи создал француз П. Эру (Геру) в 1899-1900 гг. С начала XX века электрометаллургия получила довольно бурное развитие. В 1906 г. в США была построена промышленная трёхфазная дуговая печь, а в 1910 г. аналогичный агрегат ёмкостью 3,5 т появился на Обуховском (сейчас Ижорском) заводе в России. В 1916-1917 гг. в нашей стране был построен первый электросталеплавильный цех (четыре печи ёмкостью по 1,5 т) на заводе «Электросталь».

Возможность работать на твёрдой шихте, широкий сортамент выплавляемой стали, вплоть до высоколегированной, способность обеспечить высокую температуру металла (почти до 2000° С) и легко её регулировать обеспечили широкое распространение трёхфазных дуговых сталеплавильных печей (ДСП). В настоящее время в них выплавляется около 90% всей электростали.

Совершенствование конструкции ДСП и её оборудования, особенно в 70-80-е годы: повышение удельной мощности трансформаторов до 0,6-1,0 мВ-а/т, применение газокислородных горелок и кислородных фурм, упрощение технологии плавки в собственно печи — позволили сократить продолжительность плавки до 1-1,5 ч, а в некоторых случаях и менее одного часа. Это позволяет хорошо синхронизировать работу ДСП и МНЛЗ.

В последние десятилетия дуговой нагрев металла получает всё большее развитие в ковшевой металлургии. Это так называемый агрегат типа печь-ковш. В последнее время растёт и применение дуговых печей, работающих на постоянном токе (ДСППТ). Они отличаются более устойчивой дугой и меньшим удельным расходом электроэнергии по сравнению с трёхфазными ДСП. Однако конструкция печей постоянного тока, особенно подины, заметно сложнее.

					ЮУрГУ 13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

Наряду с дуговыми в электросталеплавильном производстве применяют ещё несколько типов печей, отличающихся по способу превращения электрической энергии в тепловую. Прежде всего, это индукционные печи (ИП), установки электрошлакового переплава (ЭШП) и электроннолучевого переплава (ЭЛП). Встречаются переплавные агрегаты и с дуговым нагревом. Кроме того, есть случаи, когда применяют вакуумные дуговые и индукционные печи. Возможность создания любой атмосферы рабочего пространства — важное преимущество электропечей перед конвертерами и мартеновскими печами. Однако в последних разновидностях электрических печей выплавляют стали специального назначения, и объём их производства относительно невелик. Особенности конструкции этих агрегатов и технологии рассмотрены в литературе по специальной металлургии. В открытых (безвакуумных) ДСП, наряду с легированными, всё больше производят стали массового назначения. Поэтому чаще всего применяют технологию плавки на углеродистой шихте (иногда даже с использованием жидкого чугуна) без восстановительного периода, и всё реже — классическую технологию с восстановительным периодом, в том числе с использованием в шихте легированного лома.

В целом же объём производства стали в электропечах растёт, его доля составляет около 30% от мирового. Совместно с кислородно-конвертерным процессом электросталеплавильный неуклонно вытесняет мартеновский процесс. Причём они как бы делят металлошихту мартеновского процесса: жидкий чугун и небольшую часть лома перерабатывают в кислородных конвертерах, а остальной лом — в электропечах. Кроме того, в электропечах очень удобно перерабатывать металлизированное сырьё (продукт низкотемпературного бескоксового восстановления железа). Это подтверждает опыт работы Оскольского электрометаллургического комбината (ОЭМК).

В связи с малым расходом чугуна в шихте (иногда его вообще не применяют) электросталеплавильное производство слабо зависит от доменного. Это позволяет организовать производство стали в любом районе, имеющем достаточное электроснабжение. Так, например, появились металлургические мини-заводы в

					ЮУрГУ 13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
						4
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Жлобине (Белоруссия) и Рыбнице (Молдова). Электроды также являются наиболее удобными плавильными агрегатами в литейном производстве.

Однако существует ряд проблем, сдерживающих развитие электросталеплавильного производства. Главной из них является высокая стоимость электрической энергии, удельный расход которой в большинстве случаев составляет 400-500 кВт ч/т. Кроме того, большой расход лома в шихте неизбежно приводит к росту содержания цветных металлов в стали (Cu, Ni и др.). В дуговой электродной печи трудно получить содержание углерода менее 0,08-0,10%. Два последних обстоятельства сужают сортамент выплавляемых сталей.

Правда, в последнее время многое делается для решения этих проблем. Так, применение газообразного топлива и кислорода, а также тепла отходящих газов для предварительного подогрева лома позволило на лучших образцах ДСП снизить удельный расход электроэнергии до 270-330 кВт-ч/т. Увеличением доли чугуна в шихте, в том числе жидкого, снижают содержание цветных металлов. Производство коррозионостойких сталей сделали двухстадийным: после плавки в ДСП проводят аргонокислородное обезуглероживание в специальном конвертере. Однако эти достижения лишь смягчили обозначенные проблемы электросталеплавильного производства, но, в основном, только в современных цехах.

					ЮУрГУ 13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

## 2 Расчёт электрических нагрузок предприятия

### 2.1 Расчет электрических нагрузок по ремонтно-механического цеха

Расчетные мощности  $P_p$  и  $Q_p$  определяются по формулам: [1]

$$P_p = K_{pa} \cdot \sum_{i=1}^n k_{наi} P_{номi} \quad (2.1)$$

$$Q_p = K_{pp} \cdot \sum_{i=1}^n k_{наi} P_{номi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i \quad (2.2)$$

где  $k_{на}$  – коэффициент использования по активной мощности, характеризует степень использования установленной мощности за наиболее загруженную смену. Его значение для отдельных электроприемников приводится в электро-технических справочниках.

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

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

$K_{pp}$  – расчетный коэффициент реактивной мощности:

$$K_{pp} = \frac{1}{1 + 6\sqrt{n_э}} \quad (2.3)$$

$n_э$  - эффективное число электроприемников:

$$n_э = \frac{\left( \sum_{i=1}^n P_{ном.i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{ном.i}^2} \quad (2.4)$$

Полная расчетная нагрузка группы трехфазных электроприемников определяется выражением:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (2.5)$$

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (2.6)$$

$U_n$  – номинальное напряжение цеховой сети,  $U_n = 0,38$  кВ

					ИОУрГУ 13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

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

$$K_{\text{иа}\Sigma} = \frac{\sum k_{\text{иа}} \cdot P_{\text{ном}}}{\sum P_{\text{ном}}} \quad (2.7)$$

$$\text{tg}\varphi_{\Sigma} = \frac{\sum k_{\text{иа}} \cdot P_{\text{ном}} \cdot \text{tg}\varphi}{\sum k_{\text{иа}} \cdot P_{\text{ном}}} \quad (2.8)$$

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

В результате расчетов, произведенных по формулам (1.1) - (1.8) полученные данные сводим в таблицу 1 и таблицу 2.

					ЮУрГУ 13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

140400.62.2017.541.00.ПЗ.КП

14

Лист

Таблица №1. - Расчет нагрузок по механическому цеху.

Наименование узлов СЭС и электроприемников	n	Уст мощ-ть		K <sub>иА</sub>	cosφ	tgφ	P <sub>с</sub> , кВт	Q <sub>с</sub> , кВт	n•P <sub>НОМ</sub> <sup>2</sup>	nЭ	K <sub>РА</sub>	K <sub>РР</sub>	P <sub>р</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , квар	S <sub>р</sub> , кВА	I <sub>р</sub> , А
		P <sub>НОМ</sub> , кВт	P <sub>СУМ</sub> , кВт													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
участок 1 механической обработки (ШР-1)																
тепловая завеса	2	30	60	0,50	0,70	1,02	30,0	30,6	1800,0							
станок долбежный	3	6,7	20,1	0,14	0,65	1,17	2,8	3,3	134,7							
станок поперечно-строгальный	4	14	56	0,20	0,65	1,17	11,2	13,1	784,0							
станок заточной	6	0,75	4,5	0,14	0,65	1,17	0,6	0,7	3,4							
станок токарный	4	11	44	0,20	0,65	1,17	8,8	10,3	484,0							
кран-балка	2	8,5	17	0,30	0,50	1,73	5,1	8,8	144,5							
Итого по ШР-1	21	0,75/30	201,6	0,29	0,66	1,14	58,5	66,8	3350,5	12	1,10	1,05	64,4	70,0	95,2	137,3
участок 2 механической обработки (ШР-2)																
станок зубонарезной	3	11,7	35,1	0,14	0,65	1,17	4,9	5,7	410,7							
станок вертикально-фрезерный	4	13,0	52,0	0,14	0,65	1,17	7,3	8,5	676,0							
станок шлифовальный	5	14,0	70,0	0,14	0,65	1,17	9,8	11,5	980,0							
станок токарный	4	16,0	64,0	0,20	0,65	1,17	12,8	15,0	1024,0							
станок горизонтально-расточной	2	29,0	58,0	0,20	0,65	1,17	11,6	13,6	1682,0							
станок радиально-сверлильный	3	6,9	20,7	0,20	0,65	1,17	4,1	4,8	142,8							
пила дисковая	4	8,9	35,6	0,30	0,60	1,33	10,7	14,2	316,8							
пила ножовочная	6	1,7	10,2	0,30	0,70	1,02	3,1	3,1	17,3							
тележка вспомогательная	3	1,4	4,2	0,30	0,70	1,02	1,3	1,3	5,9							
тепловая завеса	1	1,4	1,4	0,50	0,70	1,02	0,7	0,7	2,0							
Итого по ШР-2	35	1,4/29	351,2	0,19	0,65	1,18	66,2	78,4	5257,5	23	1,16	1,03	76,8	81,1	111,7	161,3
участок 3 механической обработки (ШР-3)																
станок универсально-заточной	5	4,5	22,5	0,14	0,65	1,17	3,2	3,7	101,3							
станок карусельный	3	50,0	150,0	0,14	0,65	1,17	21,0	24,6	7500,0							

Продолжение таблицы №1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
станок радиально-сверлильный	4	6,9	27,6	0,14	0,65	1,17	3,9	4,5	190,4							
станок центровочный	3	1,7	5,1	0,14	0,65	1,17	0,7	0,8	8,7							
машина наплавочная	2	11,7	23,4	0,28	0,75	0,88	6,6	5,8	273,8							
пресс гидравлический	3	2,8	8,4	0,14	0,65	1,17	1,2	1,4	23,5							
станок токарно-винторезный	1	15,0	15,0	0,14	0,50	1,73	2,1	3,6	225,0							
ножницы гильотинные	3	7,0	21,0	0,25	0,75	0,88	5,3	4,6	147,0							
Итого по ШР-3	24	1,7/50	273,0	0,16	0,67	1,12	43,8	49,0	8469,7	9	1,68	1,06	73,6	51,8	90,0	129,9
участок по ремонту оборудования (ШР-4)																
станок токарно-винторезный	3	7,5	22,5	0,14	0,65	1,17	3,2	3,7	168,8							
станок универсально-фрезерный	4	3,0	12,0	0,14	0,65	1,17	1,7	2,0	36,0							
станок точильный	3	1,0	3,0	0,14	0,65	1,17	0,4	0,5	3,0							
станок сверлильный	2	10,0	20,0	0,14	0,65	1,17	2,8	3,3	200,0							
станок долбежный	2	6,8	13,6	0,14	0,65	1,17	1,9	2,2	92,5							
Итого по ШР-4	14	1/10	71,1	0,14	0,65	1,17	10,0	11,6	500,2	10	1,74	1,05	17,3	12,2	21,2	30,6
заготовительное отделение (ШР-5)																
пресс-ножницы	2	9,5	19,0	0,20	0,50	1,73	3,8	6,6	180,5							
вальцы	2	9,0	18,0	0,14	0,65	1,17	2,5	2,9	162,0							
станок вертикально-сверлильный	3	9,6	28,8	0,15	0,40	2,29	4,3	9,9	276,5							
ножницы гильотинные	1	9,0	9,0	0,17	0,65	1,17	1,5	1,8	81,0							
преобразователь сварочный	2	14,0	28,0	0,25	0,65	1,17	7,0	8,2	392,0							
трансформатор сварочный	2	15,0	30,0	0,25	0,65	1,17	7,5	8,8	450,0							
кран-балка	2	16,5	33,0	0,20	0,50	1,73	6,6	11,4	544,5							
Итого оп ШР-5	14	9/16,5	165,8	0,20	0,56	1,49	33,3	49,6	2086,5	13	1,29	1,05	42,9	51,9	67,3	97,2
кузнечное отделение (ШР-6)																
печь термическая	2	90,0	180,0	0,80	0,95	0,33	144,0	47,3	16200,0							

140400.62.2017.541.00.ПЗ.КП

Изм.

Лист

№ док-м.

Подпись

Дата



Изм.	
Лист	
№ док-м.	
Подпись	
Дата	
140400.62.2017.541.00.ПЗ.КП	
Лист	16

Продолжение таблицы №1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
молот	1	35,0	35,0	0,50	0,60	1,33	17,5	23,3	1225,0							
станок гибочный	2	1,7	3,4	0,20	0,65	1,17	0,7	0,8	5,8							
станок продольно строгальный	1	46,0	46,0	0,20	0,65	1,17	9,2	10,8	2116,0							
установка термообработки колес	2	25,0	50,0	0,70	0,80	0,75	35,0	26,3	1250,0							
кран-укосина ПВ=25%	1	1,0	1,0	0,30	0,50	1,73	0,3	0,5	1,0							
Итого по ШР-6	9	1/90	315,4	0,66	0,88	0,53	206,7	109,0	20797,8	5	1,05	1,08	217,0	117,3	246,7	356,1
термический участок (ШР-7)																
однофазная нагрузка	9		215,0	0,80	0,95	0,33	60,0	72,3	6075,0							
тельфер	2	2,0	4,0	0,30	0,50	1,73	1,2	2,1	8,0							
печь термическая	2	30,0	60,0	0,80	0,95	0,33	48,0	15,8	1800,0							
вентилятор	1	7,0	7,0	0,65	0,80	0,75	4,6	3,4	49,0							
Итого по ШР-7	14	2/30	286,0	0,40	0,77	0,82	113,8	93,6	7932,0	10	1,07	1,05	121,7	98,4	156,5	225,9
слесарный участок (ШР-8)																
станок универсально-заточной	3	1,0	3,0	0,15	0,40	2,29	0,5	1,0	3,0							
станок вертикально-фрезерный	3	5,6	16,8	0,15	0,40	2,29	2,5	5,8	94,1							
наждак	2	2,8	5,6	0,25	0,65	1,17	1,4	1,6	15,7							
станок сверлильный	2	1,0	2,0	0,15	0,40	2,29	0,3	0,7	2,0							
станок токарно-винторезный	2	11,0	22,0	0,15	0,40	2,29	3,3	7,6	242,0							
станок горизонтально-фрезерный	4	8,8	35,2	0,15	0,40	2,29	5,3	12,1	309,8							
наждак	3	2,8	8,4	0,25	0,65	1,17	2,1	2,5	23,5							
Итого по ШР-8	19	1/11	93,0	0,17	0,44	2,04	15,4	31,2	690,0	13	1,43	1,05	22,0	32,7	39,4	56,9
Итого по цеху:	150	1/90	1757,1	0,31	0,75	0,89	547,6	489,3	49084,3	63	0,70	0,70	383,3	342,5	514,1	742,0
Освещение		$P_{уд.осв},$ кВт/м <sup>2</sup>	$F, м^2$	$K_{иа}$	$\cos\phi$	$tg\phi$	$P_c,$ кВт	$Q_c,$ квар			$K_{РА}$	$K_{РР}$	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ квар		
РМЦ		0,01	5324	0,85	0,7	1	45,3	45,3			1	1	45,3	45,3		
Итого по РМЦ													428,6	387,8	578,0	834,2

Таблица №2 Расчёт по определению загрузки фаз однофазными ЭП.

№	Наименование цехов (подразделений)	$\Sigma P_{\text{ном}}$ , кВт	n	$n \cdot P_{\text{ном}}^2$	Установленная мощность ЭП			Коэффициент приведения			Установленная мощность			$k_{\text{на}}$	cosφ	tgφ	Средняя мощность								
					ab	bc	ca	к фазе	k	q	a	b	c				$P_{\text{ср}}$ , кВт			$Q_{\text{ср}}$ , квар					
																	a	b	c	a	b	c			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23			
Термический участок (ШР-7)																									
1	Электроприёмники, подключенные на $U_{\text{д}}$																								
	Печь сопротивления однофазная, $U_{\text{ном}}=380\text{В}$	20	1	400	20			a	0,64	-0,05				0,8	0,9	0,48	10,2			-0,8					
								b	0,36	0,53								5,76			8,48				
	Печь индукционная однофазная, $U_{\text{ном}}=380\text{В}$	40	1	1600	40			a	1,17	0,86				0,7	0,4	2,29	32,8			24,1					
								d	-0,17	1,44								-4,76			40,3				
	Печь сопротивления однофазная, $U_{\text{ном}}=380\text{В}$	20	1	400		20		b	0,64	-0,05				0,8	0,9	0,48		10,24			-0,8				
								c	0,36	0,53									5,76			8,48			
	Печь индукционная однофазная, $U_{\text{ном}}=380\text{В}$	40	1	1600		40		b	1,17	0,86				0,7	0,4	2,29		39,76			24,3				
								c	-0,17	1,44									-4,76			40,3			
	Печь шахтная однофазная, $U_{\text{ном}}=380\text{В}$	25	3	1875			75	c	0,64	-0,05				0,8	0,9	0,48			12,8			-3			
								a	0,36	0,53							7,2			31,8					
	<b>Итого от ЭП подключенных на <math>U_{\text{д}}</math></b>	195	7	5875	60	60	75										50,2	44	13,8	55,1	72,3	45,8			
2	Электроприёмники, подключенные на $U_{\text{ф}}$																								
	Электропечь ванная, однофазная, $U_{\text{ном}}=220\text{В}$	20	2	200									20	0,65	0,9	0,48	0	0	13	0	0	6,3			
	<b>Итого по отделению пропитки</b>	215	9	6075													50,2	44	26,8	55,1	72,3	52,1			
	Полная мощность, кВа		A	74,52	Наиболее загруженная фаза B																				
			B	84,65																					
			C	58,59																					

140400.62.2017.541.00.ПЗ.КП

Изм.

Лист

№ док-м.

Подпись

Дата

## 2.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Расчет начинается с определения низковольтных нагрузок по цехам.

[2]

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

$$P_{cp} = k_{ua} \cdot P_{ном} \quad (2.9)$$

Средняя реактивная нагрузка за наиболее загруженную смену определяется по выражению:

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg\varphi \quad (2.10)$$

Расчетные активная  $P_p$  и реактивная  $Q_p$  нагрузки определим по выражениям (2.1), (2.2).

Расчетная осветительная нагрузка  $P_{p.осв.}$  цеха вычисляется по выражению (2.11) с учетом площади производственной поверхности пола  $F_{ц}$  цеха, определяемой по генплану предприятия, удельной осветительной нагрузки  $P_{уд.осв.}$  и коэффициента спроса на освещение  $K_{с.осв.}$ .

$$P_{p.осв.} = K_{с.осв.} \cdot P_{уд.осв.} \cdot F_{ц} \quad (2.11)$$

$$Q_{p.осв.} = P_{p.осв.} \cdot tg\varphi \quad (2.12)$$

После суммирования нагрузок  $P_p$  и  $P_{p.осв.}$  и нагрузок  $Q_p$  и  $Q_{p.осв.}$  вычисляется полная расчетная низковольтная нагрузка цеха  $S_p$  по формуле (2.5).

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

В результате расчетов, произведенных по формулам (2.1) – (2.12) полученные данные сводим таблицу3:

					ИОУрГУ 13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18



## 2.3 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия

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

$$R_i = \sqrt{\frac{1}{\pi \cdot m}} \cdot \sqrt{P_{pi}} \quad (2.13)$$

где  $P_{pi}$ ,  $P_{pнвi}$ ,  $P_{pввi}$ ,  $P_{росвi}$  – расчетные активные нагрузки соответственно всего цеха, электроприемников до 1 кВ, электроприемников свыше 1 кВ, электрического освещения, кВт;

$m$  – масштаб площадей картограммы нагрузок, кВт·м<sup>2</sup>:

$$m = \frac{P_{p.min}}{\pi \cdot R_{min}^2}, \quad (2.14)$$

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

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

Углы секторов для каждого цеха определяются по формулам:

$$\alpha_{нвi} = \frac{360}{P_{pi\Sigma}} \cdot P_{p.нвi}; \quad \alpha_{ввi} = \frac{360}{P_{pi\Sigma}} \cdot P_{p.ввi}; \quad \alpha_{освi} = \frac{360}{P_{pi\Sigma}} \cdot P_{p.освi} \quad (2.15)$$

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

$$x_{ц.н.} = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot x_i}{\sum_1^n P_{pi}} \quad (2.16)$$

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

$$y_{ц.н.} = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot y_i}{\sum_1^n P_{pi}} \quad (2.17)$$

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

Расчеты произведенные по формулам (2.13) – (2.17) сведем в таблицу 4.

Таблица №4. Расчётов картограммы электрических												
Наименование цеха, отделения, участка	Рр, кВт	Рр.нв, кВт	Рр.вв, кВт	Рр.осв, кВт	Х, м	У, м	т	R, мм	αнв	α вв	α осв	
Шихтовый пролет	586,86	561,00	0	25,86	175,20	163,20	5,03	6,10	344,14	0	15,86	
Печной пролет	27976,55	2948,40	24960	68,15	271,20	163,20	5,03	42,09	37,94	321,18	0,88	
Разливочный пролет	1848,48	1695,00	0	153,48	283,20	122,40	5,03	10,82	330,11	0	29,89	
Бункерная эстакада	899,27	884,00	0,00	15,27	235,20	319,20	5,03	7,55	353,89	0	6,11	
Участок вакуумной обработки металла	1670,25	675,00	960	35,25	376,80	163,20	5,03	10,28	145,49	206,92	7,60	
Газоочистка	6560,86	135,00	6400,00	25,86	204,00	36,00	5,03	20,38	7,41	351,17	1,42	
Мастерские	94,97	53,55	0	41,42	273,60	259,20	5,03	2,45	202,99	0	157,01	
Административно-бытовой комплекс	52,11	33,75	0	18,36	96,00	36,00	5,03	1,82	233,16	0	126,84	
Ремонтно-механический цех	410,00	340,45	0	69,77	441,60	40,80	5,03	5,09	298,93	0	61,26	
<b>Итого</b>	<b>40099,35</b>	<b>7326,15</b>	<b>32320</b>	<b>453,42</b>	<b>264,46</b>	<b>142,82</b>						
<b>Координаты центра</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.

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.

Так как координаты центра электрических нагрузок совпадают с расположением цехов, то главную понизительную подстанцию необходимо перенести их ЦЭН в сторону источника питания.

Координаты главной понизительной подстанции:

$x_{Ц}=110$  м;

$y_{Ц}=141$  м.

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

### 3 Выбор числа, мощности и типа трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций предприятия

Выбор трансформаторов осуществляется согласно ГОСТ 14209-85 и является важным этапом проектирования. Он существенно влияет на основные технические и экономические показатели разрабатываемой схемы электроснабжения промышленного предприятия. [4]

Выбор цеховых ТП сводится к решению нескольких задач:

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

Мощность трансформаторов цеховых ТП зависит от величины нагрузки электроприемников, их категории надежности электроснабжения. При одной и той же равномерно распределенной нагрузке с увеличением площади цеха должна уменьшаться единичная мощность трансформаторов. Так, в цехе, занимающем значительную площадь, установка трансформаторов заведомо большой единичной мощности увеличивает длину питающих линий цеховой сети и потери электроэнергии в них.

Плотность электрической нагрузки:

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

где  $S_p$  – расчетная электрическая нагрузка цеха, кВА;  $F_{ц}$  – площадь цеха, м<sup>2</sup>.

Таблица № 5

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 $S_{э.т}$ , кВА	250	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500



Далее определим оптимальное число трансформаторов в цехе:

$$N_T^{opt} = N_{T_{min}} + m \quad (3.2)$$

$$N_{T_{min}} = \max(N_{T_{min}}^{над} \cdot N_{T_{min}}^э) \quad (3.3)$$

$$N_{T_{min}}^{над} = (1 - 2)$$

$$N_{T_{min}}^э = \frac{P_p}{K_{з.доп} \cdot S_{эм}} + \Delta N_T \quad (3.4)$$

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

$K_{з.доп} = 0,65 - 0,7$  – I категория       $K_{з.доп} = 0,7 - 0,8$  – II категория

$K_{з.доп} = 0,8 - 0,95$  – III категория

$\Delta N_T$  – добавка до ближайшего целого числа;

$m$  – добавка к минимальному числу трансформаторов до оптимального.

$m = f(N_{T_{min}}, K_{з.норм}, \Delta N_T)$ .

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

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

$$Q_{1p} = \sqrt{(N_T^{opt} \cdot K_{з.доп} \cdot S_{ном.т})^2 - P_p^2} \quad (3.5)$$

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

$P_p$  – расчетная активная нагрузка цеха.

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

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

$$Q_{ку} = Q_p - Q_1$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах будут соответственно:

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$K_{з\text{ норм}i} = \frac{\sqrt{P_{pi}^2 + Q_{li}^2}}{N_{mi} \cdot S_{н.ми}}; \quad (3.6)$$

$$K_{з\text{ п/ав}i} = \frac{\sqrt{P_{pi}^2 + Q_{li}^2}}{(N_{м.вз.рез} - 1) \cdot S_{н.ми}} \cdot \frac{N_{м.вз.рез}}{N_{mi}}, \quad (3.7)$$

где  $N_T$  – число взаиморезервируемых трансформаторов цеховой ТП;

$S_{н.тi}$  – полная расчетная нагрузка, приходящаяся на один трансформатор ТП.

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

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица № 6

№	Наименование цехов и подразделений	Кат-ия	N <sub>тпн над</sub>	P <sub>р</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , квар	S <sub>р</sub> , кВА	F <sub>ц</sub> , м <sup>2</sup>	q, кВт/м <sup>2</sup>	S <sub>ст</sub>	Тип тр-па	K <sub>з.лон</sub>	N <sub>тпн</sub>	ΔNT	N <sub>тпн</sub>	ш	NT ОПТ	S <sub>ном тр-па</sub>	№п/ст	Q <sub>лр</sub> , квар	Q <sub>л</sub> , квар	Q <sub>кв</sub> , квар	K <sub>тп норм.</sub>	K <sub>тп авар.</sub>	L < 1500/Sp, м	ТП или НРП	№ НРП	координата X, м	координата Y, м		
	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	27	28		
1	Шихтовый пролет	2	2	561,00	299,20	402,49	2028	0,20	1250	ТМЗ	0,7	1	2	400	1	2	400	1	560,00	299,20	0,0	0,79	1,59	37	ТП	1	33,8	34,4		
2	Печной пролет	2	2	2948,40	829,24	1461,94	5354	0,27	1600	ТМЗ	0,7	3	1	4	1250	2	1885,98	829,24	0,0	0,61	0,82	10	10	ТП	2	89,0	36,4			
3	Разливочный пролет	2	2	1695,00	1395,19	2287,56	12038	0,19	1250	ТМЗ	0,7	2	1	2	1250	3	435,29	435,29	959,9	0,70	1,40	7	7	ТП	3	89,0	28,3			
5	Участок вакуумной обработки металла	2	2	675,00	281,25	731,25	2765	0,26	1600	ТМЗ	0,7	1	1	2	630	4	567,71	281,25	0,0	0,58	1,16	21	21	ТП	4	155,4	117,9			
4	Бункерная эстакада	2	2	728,00	642,04	988,39	1198	0,83																						
	<b>ИТОГО</b>	2	2	728,00	642,04	988,39		0,83	2500	ТМЗ	0,7	1	1	2	630	5	497,94	497,94	144,1	0,70	1,40	15	15	ТП	5	67,0	50,2			
6	Газочистка	1	2	105,00	78,75	161,57	2028	0,08																						
	<b>ИТОГО</b>	2	2	105,00	78,75	161,57		0,08	500		0,7	0,30	0,70	1	1	2	250		333,88	78,75	0,0	0,26	0,53	93	93	НРП	1	298,4	242,6	
7	Мастерские	2	2	37,80	44,19	105,63	3249	0,03																						
	<b>ИТОГО</b>	2	2	37,80	44,19	105,63		0,03	250		0,7	0,22	0,78	1	1	2	250		347,95	44,19	0,0	0,12	0,23	142	142	НРП	2	36,8	374,6	
8	Административно-бытовой комплекс	3	1	31,50	23,63	60,92	1440	0,04																						
	<b>ИТОГО</b>	3	1	31,50	23,63	60,92		0,04	250		0,7	0,18	0,82	1	1	2	250		348,58	23,63	0,0	0,08	0,16	246	246	НРП	3	74,2	202,7	
9	Ремонтно-механический цех	2	2	340,45	401,73	555,96	5472	0,10																						
	<b>ИТОГО</b>	2	2	340,45	401,73	555,96		0,10	800	ТМЗ	0,7	0,61	0,39	1	1	2	400	6	280,00	280,00	121,7	0,55	1,10	27	27	ТП	6	144,3	485,7	

Суммарные потери активной и реактивной мощности в трансформаторах цеховой ТП с учетом и без учета соответствующей нагрузки приведены в таблице 7.

Потери активной мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_m = N \cdot (\Delta P_{xx} + K_{з.норм}^2 \cdot \Delta P_{кз}), \quad (3.8)$$

где N – число ТП в цехе;

$K_{з.норм}$  – коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме;

$\Delta P_{xx}$  – потери холостого хода в трансформаторе, кВт;

$\Delta P_{кз}$  – потери короткого замыкания, кВт.

Потери реактивной мощности в трансформаторах:

$$\Delta Q_m = N \cdot \left( \frac{I_{xx}}{100\%} \cdot S_{н.т} + K_{з.норм}^2 \cdot \frac{U_{кз}}{100\%} \cdot S_{н.т} \right), \quad (3.9)$$

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

$U_{кз}$  – напряжение короткого замыкания, %;

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

Местоположение подстанций выбираем по возможности ближе к центрам электрических нагрузок с учетом расположения технологического оборудования. В двухпролетных цехах ТП ставятся между пролетами, в однопролетных и заводоуправлении выполняются встроенными с выкатом наружу.

Освещение территории предприятия производим с ближайших цеховых ТП. Это возможно благодаря тому, что мощность освещения не велика, и оно включается вечером, когда часть оборудования уже отключена.

№ п/ст	Тип тр-ра	Sном,кВА	Nт <sup>опт</sup>	Kзт норм.	Pxx, кВт	Pкз,кВт	Ixx, %	Uкз, %	ΔPтр, кВт	ΔQтр, кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ТМЗ	400	2	0,79	1,15	4,3	2,1	4,5	7,67	39,27
2	ТМЗ	1250	4	0,61	2,22	13,35	1,13	4,8	28,75	145,80
3	ТМЗ	1250	2	0,70	2,22	13,35	1,13	4,8	17,52	87,05
4	ТМЗ	630	2	0,58	1,31	7,6	2	5,5	7,73	48,51
5	ТМЗ	630	2	0,70	24	7,6	2	5,5	55,45	59,16
6	ТМЗ	400	2	0,55	7,6	4,3	2,1	4,5	17,80	27,69
<b>Итого</b>		<b>4560</b>							<b>134,92</b>	<b>407,48</b>

#### 4 Выбор напряжения, схемы внешнего электроснабжения и трансформаторов ГПП предприятия

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

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

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 0.016 \cdot P_p^{IV}} \quad (4.1)$$

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

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

Расчетная (максимальная) активная нагрузка предприятия:

$$P_{P.П} = (P_{P.H} + P_{P.B} + \Delta P_{T\Sigma}) \cdot k_{OM} + P_{P.O} \quad (4.2)$$

где  $P_{P.H}$  - сумма расчетных активных низковольтных нагрузок всех цехов и других потребителей предприятия;

$P_{P.B}$  - сумма расчетных активных высоковольтных нагрузок предприятия, создаваемая высоковольтными синхронными, асинхронными электродвигателями, преобразовательными подстанциями и т. п.;

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

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

Потери в трансформаторах ТП рассчитаны и результаты расчетов сведены в таблицу 7.

$k_{OM}$  – коэффициент одновременности максимумов,  $k_{OM} = 0,9$ .

$$k_{OM} = f(m, k_{уд}),$$

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

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

Тогда:

$$P_{P.П.} = (7346 + 24960 + 134,92) \cdot 0,9 + 808,63 = 30005,45 \text{ кВт}$$

Величина рационального напряжения:

$$U_{рац.и} = 4,34 \cdot \sqrt{3 + 0,016 \cdot 30005,45} = 95,4 \text{ кВ}$$

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

$$S_{P.П.и} = \sqrt{P_{P.П.}^2 + (Q_{Э.С.и} - \Delta Q_{ГПП})^2} \quad (4.3)$$

где  $Q_{Э.С.и}$  - экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы.

$$Q_{Э.С.и} = P_{P.П.} \cdot \text{tg} \varphi_i \quad (4.4)$$

где  $\text{tg} \varphi_i$  для 110 кВ равен 0,31

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП:

$$\Delta Q_{ГПП} = 0,07 \cdot \sqrt{P_{P.П.}^2 + Q_{Э.С.и}^2} \quad (4.5)$$

Мощность трансформаторов ГПП определяется из соотношений:

$$S_{T.и} = \frac{S_{P.П.и}}{n \cdot k_{зм.дон}} \quad (4.6)$$

где  $n = 2$  – число трансформаторов ГПП;

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

Произведем расчёт по выражениям (4.3) - (4.6) и сведём полученные результаты в таблицу 8.

Таблица № 8

Напряжение, кВ	tgφ	Qэс, квар	ΔQтгпп, квар	Sрп, кВА
110	0,31	9301,68	2751,49	36555,64

Сведем полученные результаты в таблицу 9 и выберем трансформатор.

Примечания: 1. Трансформатор должен выдерживать до 1000 изменений мощности (наброс-сброс) в час (500 ударных толчков нагрузки) в диапазоне от 0 до пиковой мощности; средняя продолжительность одного включения не должна превышать 2 с., а среднеквадратичная нагрузка не должна превышать номинальной мощности.

В силу того, что в составе Э.П. имеются мощные ДСП, на ГПП принимаем трансформаторы ТРДНМ-63000/100000-У1 из-из ударных толчков нагрузки.

Таблица № 9 – Расчетные и справочные данные для трансформаторов ГПП.

Напряжение, кВ	110
Экономически целесообразная реактивная мощность $Q_{э.с}$ , квар	9301,68
Полная расчетная нагрузка $S_{р.л}$ , кВА	36555,64
Мощность трансформаторов ГПП $S_T$ , кВА	26111,17
Тип трансформаторов на ГПП	ТРДНМ-63000/100000-У1
Номинальная мощность трансформатора $S_{н.т}$ , кВА	63000
Напряжение на высокой стороне $U_{вн}$ , кВ	115
Напряжение на низкой стороне $U_{нн}$ , кВ	10,5
Потери холостого хода $\Delta P_{хх}$ , кВт	57
Потери короткого замыкания $\Delta P_{кз}$ , кВт	250
Напряжение короткого замыкания $U_{кз}$ , %	10.5
Ток холостого хода $I_{хх}$ , %	0,5
Коэффициент загрузки в нормальном режиме $K_{зт.норм.}$	0,29
Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме $K_{зт.п/ав}$	0,58
Стоимость тыс.руб.	16101

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР

Лист

30

На ГПП устанавливаем два силовых трансформатора. В этом случае при правильном выборе мощности трансформаторов обеспечивается надёжное электроснабжение потребителей даже при аварийном отключении одного из них.

Номинальная мощность каждого трансформатора определяется из соотношений:

$$\begin{cases} S_{\text{тi}} = \frac{S_{\text{р.п.i}}}{n \cdot k_{3.н.}}, \\ S_{\text{н.т}} \geq S_{\text{тi}}. \end{cases}$$

где  $n = 2$  - число трансформаторов ГПП;

$k_{3.д.} = 0,7$  - коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме.

$$S_{\text{mi}} = \frac{36555,64}{2 \cdot 0,7} = 26111,17 \text{ кВа}$$

Принимаем трансформатор ТРДНМ-63000/100000-У1.

$$k_{3.н.} = \frac{S_{\text{р.п.}}}{n \cdot S_{\text{н.т}}} \quad (4.7)$$

$$k_{3.н.} = \frac{36555,64}{2 \cdot 63000} = 0,29$$

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31



## 5 Технико -экономическое обоснование схемы внешнего электроснабжения предприятия

### 5.1 Схема напряжения 110 кВ

Вариант схемы внешнего электроснабжения на напряжение 110 кВ представлен на рисунке 5.1. ниже

#### 5.1.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП

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;

$$\Delta P_T = 2 \cdot (57 + 0,29^2 \cdot 250) = 156,05 \text{ кВт};$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах:

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

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

$U_{кз}$  - напряжение короткого замыкания, %.

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \left( \frac{0,5}{100} \cdot 63000 + 0,29^2 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot 63000 \right) = 1742,643 \text{ квар}$$

Потери электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta A_{Т35} = n(\Delta P_{xx} \cdot T_T + k_{3.н.}^2 \Delta P_{кз} \cdot \tau) \quad (5.3)$$

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

$T_T = 8760$  ч – число часов в году;

где  $\tau$  - годовое число часов максимальных потерь определяем с помощью типовых графиков для чёрной металлургии:

$$\tau = \tau_a = \frac{\sum_1^n P_i^2 \cdot \Delta t_i}{P_{max}^2} = 7035 \frac{\text{час}}{\text{год}} \quad (5.4)$$

$$\Delta A_T = 2 \cdot (57 \cdot 8760 + 0,29^2 \cdot 250 \cdot 7035) = 1294,461 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

147910,875

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32



### 5.1.2 Расчет ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия

Нагрузка в начале линии:

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

$$S_{p.л.} = \sqrt{(30005,45 + 156,05)^2 + 9301,68^2} = 39463,18 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток одной цепи линии:



(5.6)

$$I_{p.л.} = \frac{39463,18}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 103,56 \text{ А}$$

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

$$I_{n/ав.} = \frac{m}{m-1} \cdot I_{p.л.}, \quad (5.7)$$

$$I_{n/ав.} = \frac{2}{2-1} \cdot 103,56 = 207,12 \text{ А.}$$

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

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

$$F_s = \frac{103,56}{1,1} = 94,14 \text{ мм}^2$$

Принимаю для ЛЭП 110 кВ провод АС 120/19 ( $r_0=0,249$  Ом/км;  $X_0=0,427$  Ом/км) с  $I_{доп}=390$ А, что больше  $I_{п/ав.л.110}$ . Сечение также проходит по коронированию (минимальное сечение для 110 кВ –  $70 \text{ мм}^2$ ).

Потери активной энергии в проводах линии за год:

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

где  $l$  - расстояние от подстанции энергосистемы до ГПП,  $l=3$  км;

$$\Delta A_{п.} = 2 \cdot (3 \cdot 103,56^2 \cdot 0,249 \cdot 3 \cdot 7035) \cdot 10^{-3} = 338,158 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

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

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Найдём токи трёхфазных КЗ на шинах подстанции энергосистемы и на выводах ГПП (рис 5.2). Мощность короткого замыкания энергосистемы  $S_{к1}=3500\text{МВ}\cdot\text{А}$ , базисную мощность примем равную 1000 МВА.

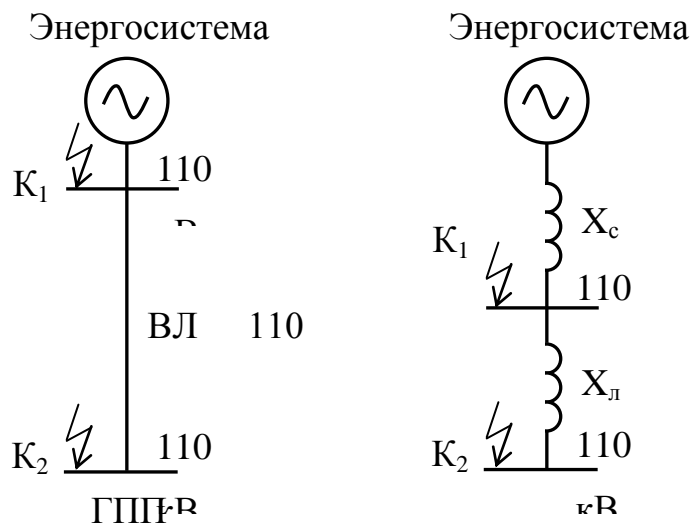


Рис 5.2 Схема расчёта токов КЗ

Сопротивление системы:

$$X_{c*} = \frac{S_{\sigma}}{S_{к1}} = \frac{1000}{3500} = 0,28; \quad (5.10)$$

Сопротивление линии:

$$X_{л*} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_{\sigma}}{2 \cdot U_n^2} = \frac{0,427 \cdot 3 \cdot 1000}{2 \cdot 115^2} = 0,04; \quad (5.11)$$

Ток короткого замыкания в точке  $K_1$ :

$$I_{ПК1} = I_{ПК1*} \cdot I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma} \cdot X_{c*}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,28} = 17,93; \quad (5.12)$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{К1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 17,93 = 45,64 \text{ кА} \quad (5.13)$$

где  $K_y$  – ударный коэффициент /5/;

Ток короткого замыкания в точке  $K_2$ :

$$I_{ПК2} = I_{П0} = I_t = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma} \cdot (X_{c*} + X_{л*})} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (0,28 + 0,04)} = 15,69 \text{ кА};$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{ПК2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 15,69 = 39,94 \text{ кА} \quad (5.15)$$

Выберем коммутационную аппаратуру в начале линии (на подстанции энергосистемы).

Выбор и проверка выключателей производится по следующим параметрам:

а) напряжению  $U_c \leq U_{ном}$ ;

б) длительному току  $I_{раб.утяж.} \leq I_{ном}$ ;

где  $I_{раб.утяж.}$  – рабочий ток выключателя в наиболее тяжёлом рабочем режиме

в) току электродинамической стойкости:

$$i_{уд.сети} < i_{дин.доп};$$

г) току отключения:

$$I_{пк1} < I_{отк};$$

$$\text{апериодическая составляющая } \sqrt{2} \cdot I_{нк1} + i_a \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right); \quad (5.16)$$

где  $\beta_H$  – процентное содержание апериодической составляющей в токе короткого замыкания;

д) импульсу квадратичного тока (термической стойкости):

$$B_k = I_{по}^2 \cdot (t_{откл.в.} + t_{рз} + T_a) \quad (5.17)$$

где  $t_{рз.}$  – время действия основной релейной защиты;

$t_{о.в.}$  – собственное время отключения выключателя;

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Наметим к установке на системной подстанции и на ГПП предприятия од-  
нотипные элегазовые выключатели ВГБ-110-40 УХЛ1 с встроенными трансфор-  
маторами тока.

Таблица № 10 – Характеристика выключателя ВГБ-110-40 УХЛ1 с встроенными  
трансформаторами тока.

Параметр	ВГБ-110УХЛ1	
Номинальное/наибольшее рабочее напряжение, кВ	110/126	
Номинальный ток отключения, кА	40	
Собственное время отключения, с	0,035	
Номинальный ток, А	2000	
Полное время отключения, с,	0,055	
Собственное время включения, с,	0,1	
Встроенный трансформатор тока	<b>ТВ-110</b>	
	Для измере- ний	Для за- щиты
Номинальный первичный ток, А	600	
Номинальный вторичный ток, А	5	
Номинальный класс точности	0,5	10Р
Номинальная вторичная нагрузка $\cos\varphi=0,8В \cdot А$	30	
Ток термической стойкости, кА	50	
Время протекания тока термической стойкости, с	3	

Ток утяжелённого режима найдём по условиям работы на ГПП одного  
трансформатора с перегрузкой 40%:

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

$$I_{\text{раб. утяж}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном.т. ГПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 462,94 \text{ А}; \quad (5.18)$$

Ток трёхфазного КЗ в точке К<sub>1</sub> равен 17,93кА, ударный ток КЗ 45,64 кА. Тепловой импульс при КЗ в точке К<sub>2</sub> равен:

$$W_k = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{ОТКЛ.В.}} + t_{\text{PЗ}} + T_a) = 15,69^2 \cdot (0,035 + 0,7 + 0,01) = 183,4 \quad (5.19)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в точке К<sub>2</sub>:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{нт}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 17,93 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,05}} = 10,14 \text{ кА} \quad (5.20)$$

Апериодическая составляющая на которую рассчитан выключатель:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл}} \cdot \frac{\beta_n}{100} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{40\%}{100} = 22,6 \text{ кА}; \quad (5.21)$$

Термическая стойкость выключателя:

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \quad (5.22)$$

Разъединитель выбирается по напряжению, длительному току, ударному току и термической стойкости.

Параметры выбранного выключателя, разъединителя и сети приведены в таблице 11.

Таблица №11

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель элегазовой баковой ВГБ-110-40 УХЛ1	Разъединитель РДЗ-110/1000У1
<p>Сеть</p> <p>U<sub>уст</sub>=110 кВ I<sub>раб. утяж.</sub>=462,94А I<sub>п</sub>=15,69 кА i<sub>а</sub>=10,14 кА i<sub>ул</sub>=45,64кА W<sub>к</sub>=183,4 кА<sup>2</sup></p>	<p>U<sub>ном</sub>=110 кВ I<sub>ном</sub>=2000 А I<sub>откл</sub>=40 кА i<sub>а.ном</sub>=22,6 кА i<sub>дин</sub>=100 кА I<sub>терм</sub><sup>2</sup>t<sub>терм</sub>=4800 кА<sup>2</sup>с</p>	<p>U<sub>ном</sub>=110 кВ I<sub>ном</sub>=1000 А I<sub>откл</sub> - i<sub>а.ном</sub> - i<sub>дин</sub>=100 кА I<sub>терм</sub><sup>2</sup>t<sub>терм</sub>=1890 кА<sup>2</sup>с</p>

На вводе ГПП выключатель и разъединитель выбираем аналогичные тем, что приведены в таблице 13.

Для защиты от атмосферных и коммутационных перенапряжений устанавливаем ограничители перенапряжений ОПН-110/76У1 с U<sub>ном</sub>=110 кВ.

В нейтрал трансформаторов устанавливаем ограничители перенапряжений ОПН-У-110/56. Они предназначены для защиты нейтрала трансформаторов от

коммутационных перенапряжений при отключенном положении заземляющих ножей в нейтрали трансформатора.

Годовые приведенные затраты находятся по выражению:

$$Z = \sum_t^n E_t \cdot K_t + C_{\text{э}} + Y, \text{ тыс/год} \quad (5.23)$$

где  $E_t$  - ежегодные отчисления от капитальных вложений;

$K_t$  - сумма капитальных затрат;

$C_{\text{э}}$  - стоимость годовых потерь электроэнергии;

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

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_{\text{э}} = (\Delta A_T + \Delta A_{\text{Л}}) \cdot C_0^1; \quad (5.24)$$

$$C_0^1 = \delta \left( \frac{\alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right) \quad (5.25)$$

$C_0^1$  - удельная стоимость потерь электроэнергии;

$\alpha$  - основная ставка тарифа, руб./кВт год;

$\beta$  - стоимость одного кВт час электроэнергии, руб./кВт час;

$\delta$  - поправочный коэффициент. (1,03...1,05- для сетей напряжением 110 кВ)

$$C_0^1 = 1,04 \cdot \left( \frac{959,11 \cdot 12 \cdot 1}{7035} + 1,3488 \right) = 3,1$$

$$C_{\text{э}} = (1294461,75 + 338158) \cdot 3,1 = 5061121,22 \text{ руб.год}$$

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица № 12 Результаты технико-экономических расчетов

№ п. П	Наименование оборудования	Единица измерения	количество	Стоимость единицы, тыс.руб.	Капиталовложения К, тыс.руб.	Отчисления Е о.е.	Затраты КЕ тыс. руб.	Потери электроэнергии Δ А кВт·ч	Стоимость потерь электроэнергии С <sub>о</sub> тыс.руб.
1	ТРДНМ 63000/100000-У1	шт.	2	28500	57000	0,193	11001	1294461,75	4012
2	Двухцепная линия АС-120/19, 110 кВ	км	3	4505	13515	0,152	2054,2	338158	1048
3	Выключатель ВГБ-110-40 УХЛ1	шт.	4	4815	19260	0,193	3717,1		
4	Разъединитель РНДЗ-110/1000 У1	полюс	18	449,4	8089,2	0,193	520,4		
5	ОПН-П-110/76У1	шт.	6	136,96	821,76	0,193	158,59		
6	ОПН-У-110/56	шт.	2	134,82	269,64	0,193	52,04		
7	ЗОН-110	шт.	2	128,4	256,8	0,193	49,56		
	Итого по варианту:				69021,6		17552,89		5060

Тогда годовые приведенные затраты:  $Z = 17552,89 + 5060 = 22612,89$  тыс. руб.

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39



## 5.2 Определение технико-экономических показателей сравниваемых схем внешнего электроснабжения

Второй вариант схемы внешнего электроснабжения на напряжение 110 кВ, с установленными трансформаторами ТРДН-40000/110 представлен на рисунке 5.3

Таблица № 13 Трансформатор ГПП

Напряжение, кВ	110
Экономически целесообразная реактивная мощность $Q_{с.э}, \text{кВар}$	9301,68
Полная расчетная нагрузка $S_{р.п}, \text{кВт}$	36555,64
Мощность трансформаторов ГПП $S_T, \text{кВА}$	26111,17
Тип трансформаторов на ГПП	ТРДН-40000/110
Номинальная мощность трансформатора $S_{ном}, \text{кВА}$	40000
Напряжение на высокой стороне $U_{вн}, \text{кВ}$	115
Напряжение на низкой стороне $U_{вн}, \text{кВ}$	10,5
Потери холостого хода $\Delta P_{xx}, \text{кВт}$	36
Потери короткого замыкания $\Delta P_{кз}, \text{кВт}$	172
Напряжение короткого замыкания $U_{кз}, \%$	10,5
Ток холостого хода $I_{xx}, \%$	0,65
Коэффициент загрузки в нормальном режиме $k_{з \text{ норм}}$	0,62
Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме $k_{з \text{ п/ав}}$	1,25

### 5.2.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП

Потери активной мощности в трансформаторах:

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

где  $n = 2$  - число трансформаторов ГПП;

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

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

$$\Delta P_T = 2 \cdot (36 + 0,62^2 \cdot 172) = 204,23 \text{ кВт};$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах:

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

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

$U_{кз}$  - напряжение короткого замыкания, %.

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

$$\Delta Q_T = \frac{2 \cdot 40}{100} \cdot \left( 0,5 + \left( \frac{15}{40} \right)^2 \cdot 10,5 \right) = 1580 \text{квар}$$

Потери электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta A_{T35} = n \left( \Delta P_{\text{xx}} \cdot T_T + k_{\text{з.н.}}^2 \Delta P_{\text{кз}} \cdot \tau \right) \quad (5.3)$$

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

$T_T = 8760$  ч – число часов в году;

где  $\tau$  - годовое число часов максимальных потерь определяем с помощью типовых графиков для чёрной металлургии:

$$\tau = \tau_a = \frac{\sum_1^n P_i^2 \cdot \Delta t_i}{P_{\text{max}}^2} = 7035 \frac{\text{час}}{\text{год}} \quad (5.4)$$

$$\Delta A_T = 2 \cdot (36 \cdot 8760 + 0,62^2 \cdot 172 \cdot 7035) = 1560 \cdot 10^3 \text{кВт} \cdot \text{ч/год}$$

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

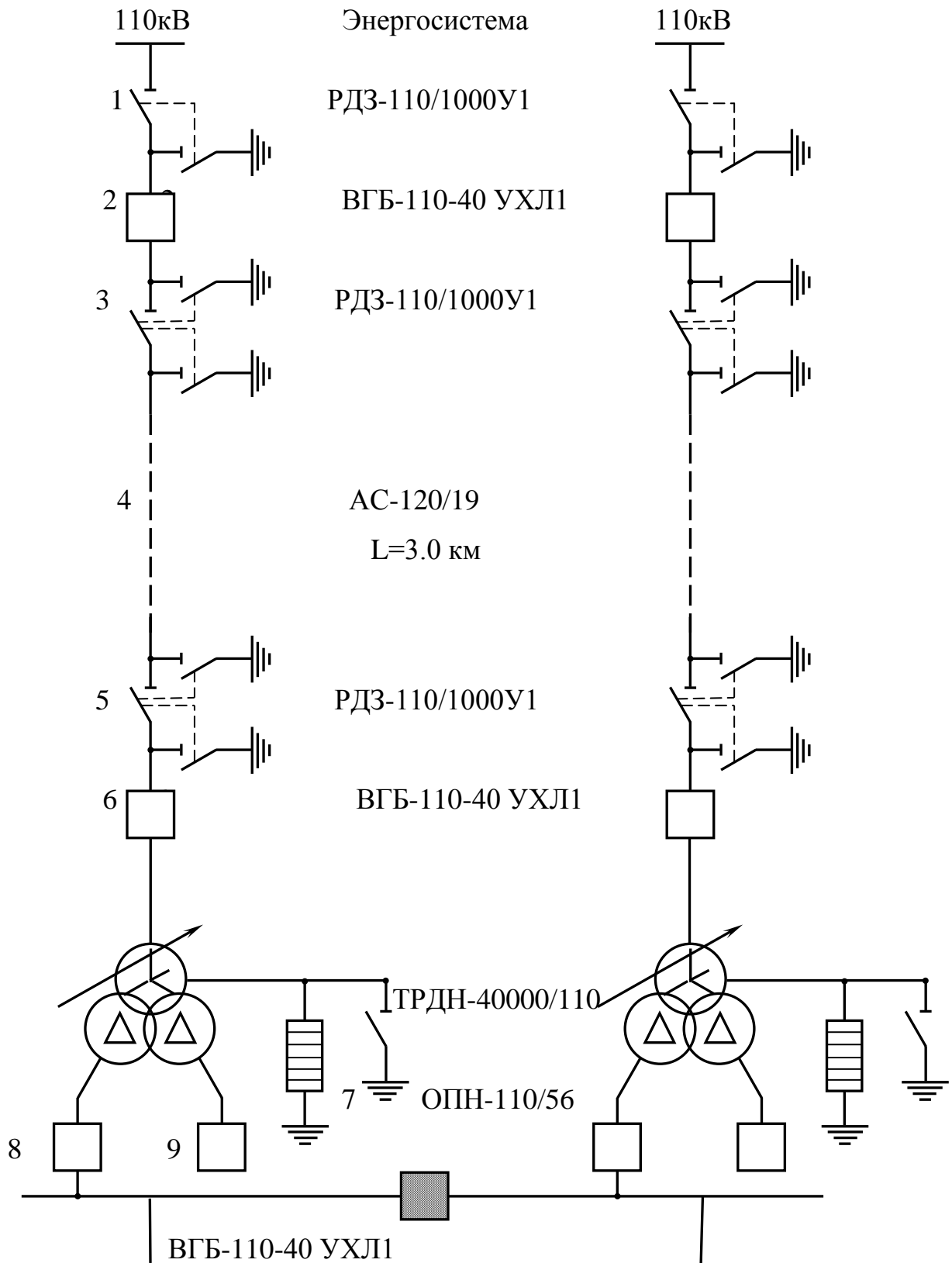


Рисунок 5.3 - Вариант схемы внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 110 кВ.

## 5.2.2 Расчет ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия

Нагрузка в начале линии:

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

$$S_{p.л.} = \sqrt{(30005,45 + 156,05)^2 + 9301,68^2} = 39463,18 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток одной цепи линии:



$$I_{p.л.} = \frac{39463,18}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 103,56 \text{ А} \quad (5.6)$$

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

$$I_{n/ав.} = \frac{m}{m-1} \cdot I_{p.л.}, \quad (5.7)$$

$$I_{n/ав.} = \frac{2}{2-1} \cdot 103,56 = 207,12 \text{ А.}$$

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

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

$$F_s = \frac{103,56}{1,1} = 94,14 \text{ мм}^2$$

Принимаю для ЛЭП 110 кВ провод АС 120/19 ( $r_0=0,249$  Ом/км;  $X_0=0,427$  Ом/км) с  $I_{доп}=390$ А, что больше  $I_{п/ав.л.110}$ . Сечение также проходит по коронированию (минимальное сечение для 110 кВ –  $70 \text{ мм}^2$ ).

Потери активной энергии в проводах линии за год:

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

где  $l$  - расстояние от подстанции энергосистемы до ГПП,  $l=3$  км;

$$\Delta A_{п.} = 2 \cdot (3 \cdot 103,56^2 \cdot 0,249 \cdot 3 \cdot 7035) \cdot 10^{-3} = 338,158 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

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

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Найдём токи трёхфазных КЗ на шинах подстанции энергосистемы и на выводах ГПП (рис 5.2). Мощность короткого замыкания энергосистемы  $S_{к1}=3500\text{МВ}\cdot\text{А}$ , базисную мощность примем равную 1000 МВА.

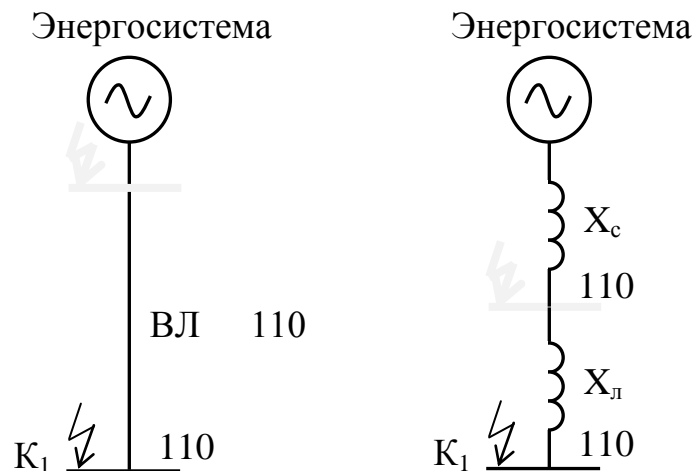


Рис 5.4 Схема расчёта токов КЗ

Сопротивление системы:

$$X_{c*} = \frac{S_{\sigma}}{S_{к1}} = \frac{1000}{3500} = 0,28; \quad (5.10)$$

Сопротивление линии:

$$X_{л*} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_{\sigma}}{2 \cdot U_n^2} = \frac{0,427 \cdot 3 \cdot 1000}{2 \cdot 115^2} = 0,04; \quad (5.11)$$

Ток короткого замыкания в точке  $K_1$ :

$$I_{ПК1} = I_{ПО*} \cdot I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma} \cdot X_{c*}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,28} = 17,93; \quad (5.12)$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к1} \quad (5.13)$$

где  $K_y$  – ударный коэффициент /5/;

$$K_y = \frac{I_{ПМК}}{I_{НОМ}} \leq 1,1 \quad (5.14)$$

$$I_{ПМК} = 3 \cdot I_{ПТНОМ} + I_p = 3 \cdot 516 + 532 = 2080 \text{ А} \quad (5.15)$$

$$I_{ПТНОМ} = \frac{S_{ПТНОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{P_{ДСП}}{\cos \phi_{ДСП} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{8000}{0,9 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 516 \text{ А} \quad (5.16)$$

В нормальном режиме работы (секционный выключатель отключен)

$$I_p = \frac{\sqrt{(P_{PC.ш})^2 + \left(\frac{Q_{ЭС} - \Delta Q_T}{2}\right)^2}}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (5.18)$$

$$P_{PC.ш} = K_{OM} \cdot [\Sigma P_{PH/IC.ш} + (\Sigma K_{uai} P_{НОМ})] + \frac{P_{POCB}}{2} \quad (5.20)$$

$$P_{PC.ш} = 0,9 \cdot \left[ \frac{7346}{2} + (0,4 - 0,75 \cdot 3200 + 960 + 3200) \right] + \frac{808}{2} = 9181$$

$$I_p = \frac{\sqrt{9,18^2 + \left(\frac{9,3 - 1,58}{2}\right)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 532 \text{ A}$$

$$I_{НОМТ.ГПП} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2350 \text{ A}$$

$$K_y = \frac{2080}{2350} = 0,88 \leq 1,1$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{ПК2} = \sqrt{2} \cdot 0,88 \cdot 17,93 = 22,31 \text{ кА} \quad (5.21)$$

Выберем коммутационную аппаратуру в начале линии (на подстанции энергосистемы).

Выбор и проверка выключателей производится по следующим параметрам:

а) напряжению  $U_c \leq U_{НОМ}$ ;

б) длительному току  $I_{раб.утяж.} \leq I_{НОМ}$ ;

где  $I_{раб.утяж.}$  – рабочий ток выключателя в наиболее тяжёлом рабочем режиме

в) току электродинамической стойкости:

$$i_{уд.сети} < i_{дин.доп};$$

г) току отключения:

периодическая составляющая  $I_{ПК1} < I_{отк}$ ;

$$\text{аперриодическая составляющая } \sqrt{2} \cdot I_{нк1} + i_a \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right); \quad (5.22)$$

где  $\beta_n$  – процентное содержание аперриодической составляющей в токе короткого замыкания;

д) импульсу квадратичного тока (термической стойкости):

$$B_k = I_{ПО}^2 \cdot (t_{откл.в.} + t_{рз} + T_a) \quad (5.23)$$

где  $t_{рз.}$  – время действия основной релейной защиты;

$t_{о.в.}$  – собственное время отключения выключателя;

$T_a$  – постоянная времени затухания аперриодической составляющей тока КЗ.

Наметим к установке на системной подстанции и на ГПП предприятия од- нотипные элегазовые выключатели ВГБ-110-40 УХЛ1 с встроенными трансфор- маторами тока.

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

Таблица № 14 – Характеристика выключателя ВГБ-110-40 УХЛ1 с встроенными трансформаторами тока.

Параметр	ВГБ-110УХЛ1	
Номинальное/наибольшее рабочее напряжение, кВ	110/126	
Номинальный ток отключения, кА	40	
Собственное время отключения, с	0,035	
Номинальный ток, А	2000	
Полное время отключения, с,	0,055	
Собственное время включения, с,	0,1	
Встроенный трансформатор тока	ТВ-110	
	Для измере- ний	Для за- щиты
Номинальный первичный ток, А	600	
Номинальный вторичный ток, А	5	
Номинальный класс точности	0,5	10Р
Номинальная вторичная нагрузка $\cos\varphi=0,8$ В·А	30	
Ток термической стойкости, кА	50	
Время протекания тока термической стойкости, с	3	

Ток утяжелённого режима найдём по условиям работы на ГПП одного трансформатора с перегрузкой 40%:

$$I_{\text{раб. утяж}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном.т. ГПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 294 \text{ А}; \quad (5.24)$$

Ток трёхфазного КЗ в точке К<sub>1</sub> равен 17,93кА, ударный ток КЗ 22,31 кА.

Тепловой импульс при КЗ в точке К<sub>1</sub> равен:

$$W_k = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{откл. в.}} + t_{\text{рз}} + T_a) = 17,93^2 \cdot (0,035 + 0,7 + 0,01) = 239,5 \quad (5.25)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в точке К<sub>2</sub>:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{нт}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 17,93 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,05}} = 10,14 \text{ кА} \quad (5.26)$$

Апериодическая составляющая на которую рассчитан выключатель:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл}} \cdot \frac{\beta_n}{100} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{40\%}{100} = 22,6 \text{ кА}; \quad (5.27)$$

Термическая стойкость выключателя:

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \quad (5.28)$$

Разъединитель выбирается по напряжению, длительному току, ударному току и термической стойкости.

Параметры выбранного выключателя, разъединителя и сети приведены в таблице 15.

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

Таблица №15

Расчетные данные	Каталожные данные	
Сеть	Выключатель элегазовой баковой ВГБ-110-40 УХЛ1	Разъединитель РДЗ-110/1000У1
$U_{уст}=110$ кВ $I_{раб.утяж.}=462,94$ А $I_n=17,93$ кА $i_a=10,14$ кА $i_{yl}=22,31$ кА $B_k=239,5$ кА <sup>2</sup>	$U_{ном}=110$ кВ $I_{ном}=2000$ А $I_{откл}=40$ кА $i_{а.ном}=22,6$ кА $i_{дин}=100$ кА $I_{терм}^2 t_{терм}=4800$ кА <sup>2</sup> с	$U_{ном}=110$ кВ $I_{ном}=1000$ А $I_{откл}$ - $i_{а.ном}$ - $i_{дин}=100$ кА $I_{терм}^2 t_{терм}=1890$ кА <sup>2</sup> с

На вводе ГПП выключатель и разъединитель выбираем аналогичные тем, что приведены в таблице 13.

Для защиты от атмосферных и коммутационных перенапряжений устанавливаем ограничители перенапряжений ОПН-110/76У1 с  $U_{ном}=110$  кВ.

В нейтрал трансформаторов устанавливаем ограничители перенапряжений ОПН-У-110/56. Они предназначены для защиты нейтрали трансформаторов от коммутационных перенапряжений при отключенном положении заземляющих ножей в нейтрали трансформатора.

Годовые приведенные затраты находятся по выражению:

$$Z = \sum_i^n E_i \cdot K_i + C_{\text{э}} + Y, \text{ тыс/год} \quad (5.29)$$

где  $E_i$  - ежегодные отчисления от капитальных вложений;

$K_i$  - сумма капитальных затрат;

$C_{\text{э}}$  - стоимость годовых потерь электроэнергии;

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

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_{\text{э}} = (\Delta A_T + \Delta A_{Л}) \cdot C_0^1; \quad (5.30)$$

$$C_0^1 = \delta \left( \frac{\alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right) \quad (5.31)$$

$C_0^1$  - удельная стоимость потерь электроэнергии;

$\alpha$  - основная ставка тарифа, руб./кВт год;

$\beta$  - стоимость одного кВт час электроэнергии, руб./кВт час;

					ИОУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47



$\delta$  - поправочный коэффициент.(1,03...1,05- для сетей напряжением 110 кВ)

$$C_0^1 = \delta \left( \frac{\alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right) = 1,04 \cdot \left( \frac{959,11 \cdot 12 \cdot 1}{7035} + 1,3488 \right) = 3,1 \quad (5.32)$$

$$C_3 = (\Delta A_T + \Delta A_{II}) \cdot C_0^1 = (1560983,376 + 338158) \cdot 3,1 = 5887338,26 \text{ руб.год} \quad (5.33)$$

Таблица № 16 Результаты технико-экономических расчетов

№ п. П	Наименование оборудования	Единица измерения	количество	Стоимость единицы, тыс.руб.	Капиталовложения К, тыс.руб.	Отчисления Е.о.е./год	Затраты КЕ тыс. руб./год	Потери электроэнергии Δ А кВт·ч/год	Стоимость потерь электроэнергии С <sub>о</sub> тыс.руб./год
1	ТРДН 40000/110	шт.	2	22000	44000	0,193	8492	1560983,376	4839
2	Двухцепная линия АС-120/19, 110 кВ	км	3	4505	13515	0,152	2054,2	338158	1048
3	Выключатель ВГБ-110-40 УХЛ1	шт.	4	4815	19260	0,193	3717,1		
4	Разъединитель РНДЗ-110/1000У1	полюс	18	449,4	8089,2	0,193	520,4		
5	ОПН-П-110/76У1	шт.	6	136,96	821,76	0,193	158,59		
6	ОПН-У-110/56	шт.	2	134,82	269,64	0,193	52,04		
7	ЗОН-110	шт.	2	128,4	256,8	0,193	49,56		
8	РТСТ 10(6)-400	шт.	2	1350	2700	0,193	521,1		
9	РТСТ 10(6)-630	шт.	2	1961,25	3922,5	0,193	757,04		
10	РТСТ 10(6)-1600	шт.	2	2598,75	5197,5	0,193	1003,11		
	Итого по варианту:				98032,4		17316,14		5887

Тогда годовые приведенные затраты:  $Z = 17316,14 + 5887 = 23203,14$  тыс. руб.

Выбираем 1 вариант схемы электроснабжения, так как он является наиболее экономичный.

## **6 Выбор величины напряжения и схемы внутреннего электроснабжения предприятия, расчет питающих линий**

### **6.1 Выбор величины напряжения**

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

Принимаем напряжение внутреннего электроснабжения предприятия на напряжение 10 кВ.

### **6.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия**

Схема внутреннего электроснабжения на заводе выполняется кабельными линиями по магистральному и радиальному принципу, полная схема представлена в графической части.

На предприятии относительно небольшие нагрузки, а, следовательно, нет необходимости использования токопроводов для передачи потоков мощности. Также на заводе имеет место большое количество цехов (потребителей). Учитывая эти факторы целесообразно схему сделать магистральной (где можно по надежности). К каждой магистрали присоединяется не более четырех ТП. К некоторым ТП (это уже было определено при выборе трансформаторов цеховых ТП) подключены НРП. Магистрали в большинстве своем двойные сквозные. К ним подключаются потребители 1, 2 категории по надёжности. Для потребителей 1 и 2 категории ТП двухтрансформаторные с резервированием на стороне НН, трансформаторы в нормальном режиме работают отдельно, а в послеаварийном режиме, в случае, если один из трансформаторов неисправен, то второй принимает всю нагрузку. Для потребителей 1 и 2 категории на стороне НН на секционном выключателе установлен АВР.

### **6.3 Конструктивное выполнение электрической сети**

Выбор способа распределения электроэнергии зависит от величины электрических нагрузок и их размещения, плотности застройки предприятия, конфигурации технологических, транспортных и других коммуникаций, загрязненности

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

грунта на территории предприятия и т.д.

Как уже было сказано, сеть выполнена кабельными линиями. Кабели прокладываются в траншеях ( не более шести кабелей в траншее) и в кабельном канале , марки кабелей полностью пригодны для прокладки в такой почве (температура почвы на глубине 0,7 м – 14,2 градусов по шкале Цельсия; 27,3 градусах окружающей среды, низкая коррозионная активность, нет блуждающих токов, есть колебания и растягивающие усилия). Наибольшая температура воздуха в цехах и кабельном канале принята равной наивысшей температуре окружающей среды. Сечение кабеля выбирается по участку прокладки с худшими условиями охлаждения имеющему длину 3 метра и более.

#### 6.4 Расчет питающих линий

Сечение кабелей напряжением 10 кВ. определяем по экономической плотности тока и проверяем по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потери напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам короткого замыкания.

$$\text{Расчетный ток кабельной линии: } I_{p.k} = \frac{S_{p.k}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} ; \quad (6.1)$$

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

Сечение КЛ, определяемое по экономической плотности тока:

$$F_s = \frac{I_{p.k}}{j_s} ; \quad (6.2)$$

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

По результатам расчетов выбираем кабель, имеющий ближайшее стандартное сечение по отношению к  $F_s$ . Для выбранного кабеля записываем допустимый ток  $I_{доп}$ .

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки рассчитываем по формуле:

$$I'_{доп} = K_n \cdot K_t \cdot I_{доп} \cdot K_{pz} ; \quad (6.3)$$

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

где  $K_n$  – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей /ПУЭ/;

$K_t$  – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель /ПУЭ/.

Под послеаварийным режимом понимается режим, когда выходит из строя одна из двух параллельно работающих КЛ, При этом нагрузка на оставшуюся в работе линию удваивается, т.е.  $I_{ав} = 2 \cdot I_{п.к}$ . Допустимая нагрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I'_{ав} = K_{Пав} \cdot I_{дон} > I_{ав} / n_k ; \quad (6.4)$$

где  $K_{Пав}$  - коэффициент перегрузки /ПУЭ/;

$n_k$  - число кабелей питающих одних и тех же потребителей в кабельной линии.

Потеря напряжения в кабельной линии:

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_o \cdot l + Q_p \cdot x_o \cdot l}{n_k \cdot U_{ном}^2} \times 100\% \leq \Delta U_{дон} = 5\% \quad (6.5)$$

где  $P_p$ ,  $Q_p$  - расчетные активная и реактивная нагрузка;

$r_o$ ,  $x_o$  - удельные индуктивное и активное сопротивление кабеля;

$l$  - длина КЛ.

Проверку КЛ по термической стойкости к току короткого замыкания проводим в пункте «Выбор электрооборудования СЭС завода», там же принимаем окончательное сечение кабеля.

Расчет по всем кабельным линиям сводим в таблицу 17.

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

Таблица №17 - Выбор кабелей.

N п/п	Конечные пункты кабелей	линии	P <sub>р</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , квар	S <sub>рр</sub> , кВА	I <sub>рр</sub> , А	F <sub>н</sub> , мм <sup>2</sup>	F <sub>н</sub> , мм <sup>2</sup>	F <sub>н</sub> , мм <sup>2</sup>	Тип кабеля	Количество	Способ прокладки	Нагрузка на кабель		I <sub>доп</sub> , А	K <sub>нр</sub> , о.е.	K <sub>т</sub> , о.е.	Δ T <sub>доп</sub> , °C	K <sub>ав</sub> , о.е.	Δ T <sub>ав</sub> , °C	I <sub>км</sub> , Ом/к	r <sub>о</sub> , Ом/к	x <sub>о</sub> , Ом/к	ΔU%,
													норм	после авар.										
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	22	23	24	25		
<b>Для потребителей 0,4 кВ</b>																								
1	ТП-3- НРП-1	105,00	78,75	131,25	189,44	135,32	120	ААШВУ	2	в траншее	189,44	378,89	218	0,84	1	183,1	1,3	228,9	0,13	0,21	0,079	0,002		
2	ТП-4 - НРП-2	37,80	44,19	58,15	83,93	59,95	50	ААШВУ	2	в траншее	83,93	167,87	134	0,92	1	123,3	1,3	154,1	0,06	0,62	0,09	0,001		
3	ТП-3 - НРП-3	31,50	23,63	39,38	56,84	40,60	50	ААШВУ	2	в траншее	56,84	113,67	134	0,92	1	123,3	1,3	154,1	0,24	0,62	0,09	0,003		
<b>Для потребителей 10 кВ</b>																								
4	ГПП - ТП-1	561,00	744,97	932,57	53,84	38,46	50	ААШВУ	2	в траншее	53,84	107,68	134	0,92	1	123,28	1,3	154,1	0,14	0,62	0,09	0,029		
5	ГПП - ТП-2	2948,40	1272,96	3211,46	185,41	132,44	120	ААШВУ	4	в траншее	185,41	741,66	218	0,84	1	183,12	1,3	228,9	0,28	0,26	0,081	0,060		
6	ГПП - ТП-3	1695,00	1707,07	2405,64	138,89	99,21	120	ААШВУ	2	в траншее	138,89	277,78	218	0,84	1	183,12	1,3	228,9	0,23	0,26	0,081	0,066		
7	ГПП - ТП-4	675,00	675,66	955,06	55,14	39,39	50	ААШВУ	2	в траншее	55,14	110,28	134	0,92	1	123,28	1,3	154,1	0,32	0,62	0,09	0,077		
8	ГПП - ТП-5	728,00	854,70	1122,72	64,82	46,30	50	ААШВУ	2	в траншее	64,82	129,64	134	0,92	1	123,28	1,3	154,1	0,35	0,62	0,09	0,092		
9	ГПП - ТП-6	291,83	978,50	1021,09	58,95	42,11	50	ААШВУ	2	в траншее	58,95	117,91	134	0,92	1	123,28	1,3	154,1	0,43	0,62	0,09	0,058		
<b>Для ДСП</b>																								
10	ГПП - ДСП	8000	4800	9329,52	538,64	384,74	240	ААШВУ	2	в траншее и в лотке	538,64	1077,28	314	0,75	0,9	221,37	1,3	276,7	0,27	0,13	0,077	0,190		
11	ГПП - ДСП-2	8000	4800	9329,52	538,64	384,74	240	ААШВУ	2	в траншее и в лотке	538,64	1077,28	314	0,75	0,9	221,37	1,3	276,7	0,27	0,13	0,077	0,190		
12	ГПП - ДСП-3	3200	1800	3671,51	211,97	151,41	150	ААШВУ	2	в траншее и в лотке	211,97	423,95	246	0,75	0,9	173,43	1,3	216,8	0,30	0,21	0,079	0,121		
13	ГПП - ДСП-4	3200	1800	3671,51	211,97	151,41	150	ААШВУ	2	в траншее и в лотке	211,97	423,95	246	0,75	0,9	173,43	1,3	216,8	0,30	0,21	0,079	0,121		
<b>Печь вакууматор 10</b>																								
14	ГПП - Печь	1200	720	1399,43	80,80	57,71	50	ААШВУ	2	в траншее и в лотке	80,80	161,59	134	0,75	0,9	94,47	1,3	118,1	0,36	0,62	0,09	0,146		
<b>Синхронные двигатели 10 Кв</b>																								
15	ГПП - СД-1	2000,00	-768,00	2142,39	123,69	88,35	95	ААШВУ	1	в траншее и в лотке	123,69		192	1	0,9	180,48	1,3	225,6	0,18	0,33	0,083	0,106		
16	ГПП - СД-2	2000,00	-768,00	2142,39	123,69	88,35	95	ААШВУ	1	в траншее и в лотке	123,69		192	1	0,9	180,48	1,3	225,6	0,19	0,33	0,083	0,112		
17	ГПП - СД-3	2000,00	-768,00	2142,39	123,69	88,35	95	ААШВУ	1	в траншее и в лотке	123,69		192	1	0,9	180,48	1,3	225,6	0,20	0,33	0,083	0,118		
18	ГПП - СД-4	2000,00	-768,00	2142,39	123,69	88,35	95	ААШВУ	1	в траншее и в лотке	123,69		192	1	0,9	180,48	1,3	225,6	0,21	0,33	0,083	0,124		

## 7 Расчёт токов короткого замыкания

Расчет токов КЗ производим для выбора высоковольтных и низковольтных аппаратов, шин, кабелей и другого электрооборудования системы электроснабжения.

Мощность короткого замыкания в месте присоединения линии, питающей главную понизительную подстанцию значительно больше мощности потребляемой предприятием, поэтому допускается принимать периодическую составляющую тока к.з. от энергосистемы неизменной во времени:  $I_k = I_{н.о} = I_{н.т}$ . Для расчетов токов короткого замыкания составляется исходная электрическая схема, на которой показываются источники питания точек короткого замыкания, расчетные точки КЗ и токи между ними.

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

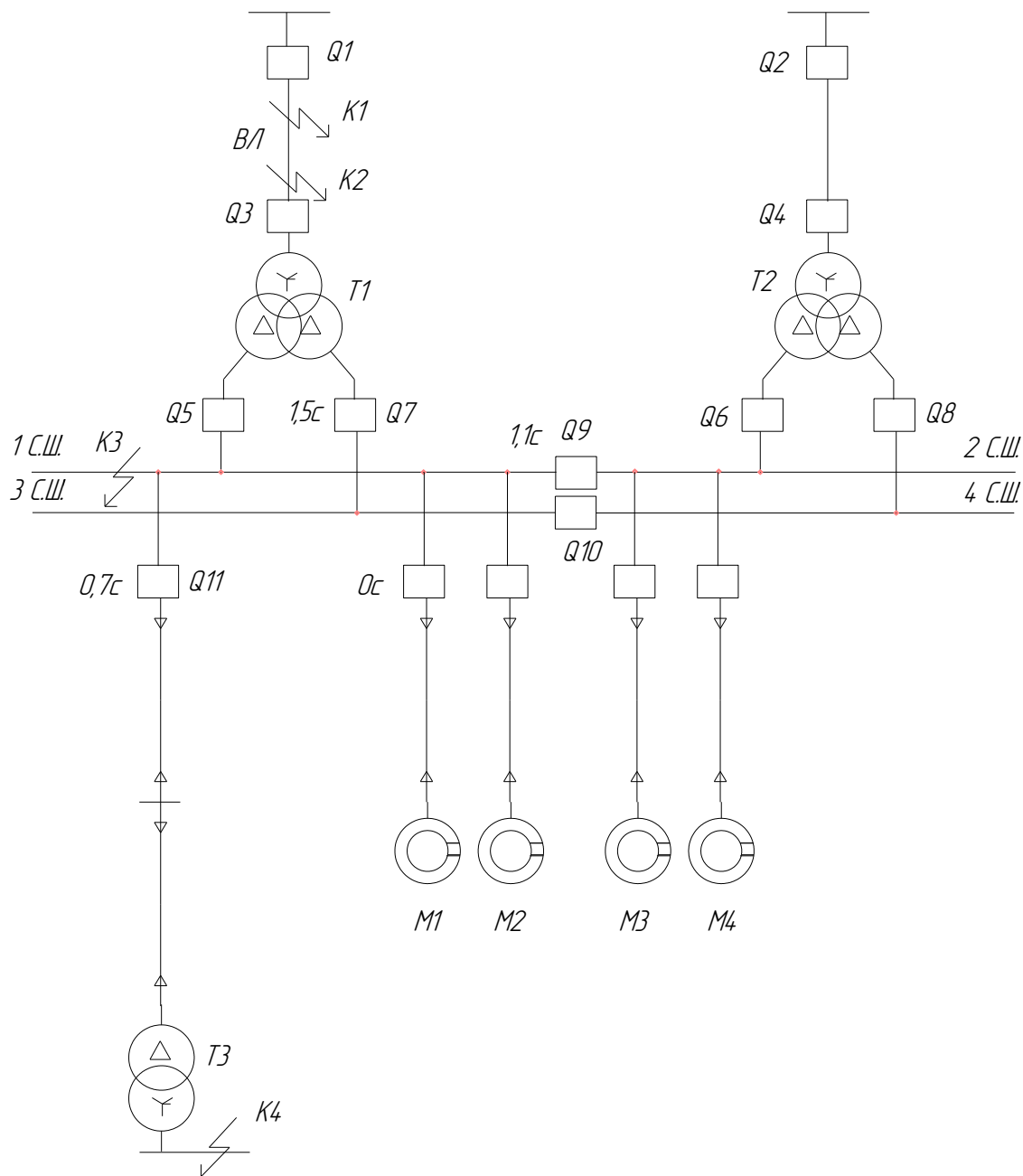


Рисунок 7.1 – Принципиальная электрическая схема СЭС ПП

Для определения токов КЗ рассматриваем наиболее тяжелый режим.

Таким характерным режимом является состояние схемы электроснабжения, когда один из трансформаторов ГПП отключен для проведения профилактических мероприятий или аварийного ремонта и включены секционные выключатели 10 кВ ГПП, все электроприёмники питаются от одного трансформатора.

Принципиальная электрическая схема СЭС металлургического завода изображена на рисунке 5. Её схема замещения для расчёта токов КЗ на рисунке 7.2. Токи КЗ в точках  $K_1$  и  $K_2$  были рассчитаны ранее при выборе оборудования схемы внешнего

электроснабжения без учета подпитки от высоковольтных синхронных двигателей, установленных на стороне низшего напряжения ГПП для упрощения расчетов.

По току КЗ производим выбор только вводных и секционных выключателей, устанавливаемых на стороне НН 0,4 кВ цеховых ТП. Выбор электрооборудования РПН напряжением 0,4 кВ выбирается только по токам нагрузки в нормальном и утяжеленном режимах.

Мощность короткого замыкания системы  $S_k = 3500$  МВА, базисная мощность  $S_б = 1000$  МВА,  $U_{н1} = 115$  кВ,  $U_{н2} = 10,5$  кВ,  $U_{н3} = 0,4$  кВ.

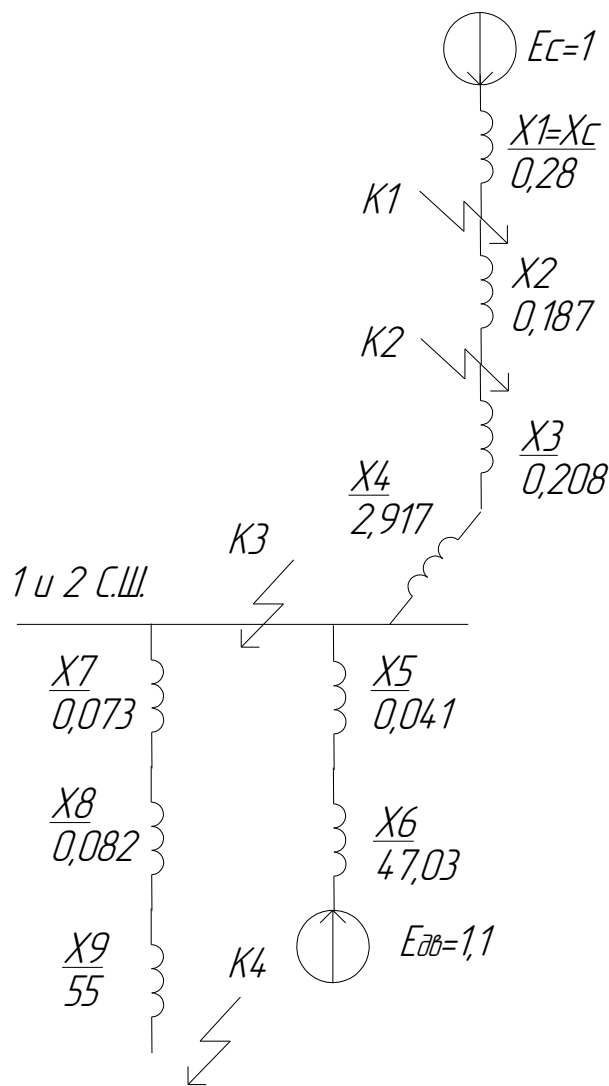


Рисунок 7.2 – Схема замещения для расчёта токов КЗ



Определим токи КЗ в точках К<sub>3</sub> и К<sub>4</sub>:

Сопротивление системы:

$$X_1 = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_k} = \frac{1000}{3500} = 0,28 \quad (7.1)$$

Сопротивление линии:

$$X_2 = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_{\bar{\sigma}}}{2 \cdot U_n^2} = \frac{0,408 \cdot 3 \cdot 1000}{2 \cdot 115^2} = 0,04; \quad (7.2)$$

Сопротивление обмотки высокого напряжения трансформатора на ГПП:

$$X_3 = X_{BT} = \left( 0,125 \cdot \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{ном.т}}} \right) = \left( 0,125 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{63} \right) = 0,2. \quad (7.3)$$

Сопротивление каждой из обмоток низкого напряжения трансформатора на ГПП:

$$X_4 = X_{HT} = \left( 1,75 \cdot \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{ном.т}}} \right) = \left( 1,75 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{63} \right) = 2,91. \quad (7.4)$$

Суммарное сопротивление кабельных линий ГПП-СД1, ГПП-СД2, ГПП-СД3, ГПП-СД4 (каждая ААШвУ 3×95, с длинами 0,78 км):

$$X_5 = \frac{\left( \frac{x_0}{4} \cdot l \cdot S_{\bar{\sigma}} \right)}{U_{\bar{\sigma}}^2} = \frac{\left( \frac{0,09}{4} \cdot 0,78 \cdot 1000 \right)}{10^2} = 0,17; \quad (7.5)$$

Найдём сверхпереходные сопротивления двигателей.

Принимаю что синхронные двигатели это двигатели СДН ( $\eta = 0,95$ ). Т. к. двигатели это одинаковые источники одинаковой мощности, одинаково удалённые от точки КЗ, то их можно объединить в один эквивалентный, при этом их сопротивления складываются параллельно.

$$X_6 = \frac{1}{4} X_d'' \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{P_{\text{мех}}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}} \cdot \eta = \frac{1}{4} 0,22 \cdot \frac{1000}{1} \cdot 0,9 \cdot 0,95 = 47,03. \quad (7.6)$$

Сопротивление кабельной линии ГПП-ТП5 (ААШвУ 3×50, длина 0,35 км):

$$X_7 = \frac{(x_0 \cdot l \cdot S_{\bar{\sigma}})}{U_{\bar{\sigma}}^2} = \frac{(0,09 \cdot 0,1 \cdot 1000)}{10^2} = 0,08. \quad (7.7)$$

Сопротивление кабельной линии ТП3-НРП-1 (ААШвУ 3×120, длина 0,13км):

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

$$X_8 = \frac{(x_0 \cdot l \cdot S_{\delta})}{U_{\delta}^2} = \frac{(0,079 \cdot 0,13 \cdot 1000)}{10^2} = 0,1. \quad (7.8)$$

Сопротивление цехового трансформатора на ТП4:

$$X_9 = \frac{U_{\kappa} \%}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{ю.м.т}}} = \frac{4,4}{100} \cdot \frac{1000}{0,63} = 70 \quad (7.9)$$

Согласно методике расчёта ЭДС системы принимаю равным 1, ЭДС синхронных двигателей 1,1.

После ряда преобразований схемы замещения получаем эквивалентные сопротивление и ЭДС в точке 3:  $X_{\text{ЭДВ}} = 47,071$ ;  $E_{\text{ДВ}} = 1,1$ ;  $X_{\text{Э.К сист}} = 3,707$ ;  $E_c = 1$ .

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ в момент 0:

$$I_{\text{КЗн0(б)}^*}^{(3)} = \frac{E_{\delta\delta}}{X_{\text{Э.ДВ}}} + \frac{E_c}{X_{\text{Э.К сист}}} = \frac{1,1}{47,071} + \frac{1}{3,707} = 0,293; \quad (7.10)$$

Умножая на базисный ток находим его значение в амперах:

$$I_{\text{КЗн0}}^{(3)} = I_{\text{КЗн0(б)}^*}^{(3)} \cdot I_{\delta} = I_{\text{КЗн0(б)}^*}^{(3)} \cdot \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = 0,293 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 16,1 \text{ кА}; \quad (7.11)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в точке КЗ:

$$i_{\text{аКЗ}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{КЗн0}}^{(3)} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 16,1 \cdot e^{\frac{0,01}{0,14}} = 21,2 \text{ кА} \quad (7.12)$$

$T_a=0,14$  с для данной ступени СЭС,  $t=0,01$  с - в данный момент наибольшее значение аperiодической составляющей тока КЗ.

Ударный ток КЗ в точке 3:

$$i_{\text{у3}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{КЗн0}}^{(3)} + i_{\text{аКЗ}} = \sqrt{2} \cdot 16,1 + 21,2 = 44 \text{ кА} \quad (7.13)$$

Периодическая составляющая тока КЗ в точке 4:

$$I_{\text{К4н0(б)}^*}^{(3)} = I_{\text{К4н0(б)}^*}^{(3)} = \frac{E_c}{(X_1 + X_2 + X_3 + X_4 + X_7 + X_8 + X_9)} = \frac{1}{120,81} = 0,008 \quad (7.14)$$

Выразим её в амперах:

$$I_{\text{К4н0}}^{(3)} = I_{\text{К4н0(б)}^*}^{(3)} \cdot I_{\delta} = I_{\text{К4н0(б)}^*}^{(3)} \cdot \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = 0,008 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 11,59 \text{ кА}; \quad (7.15)$$

Для сетей 0,4 кВ расчет аperiодической составляющей не проводим, т.к. в сетях 0,4 кВ ее влияние незначительно.

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Рассчитанные токи КЗ сводим в таблицу № 18.

Расчетная точка	Напряжение $U_H$ расчетной точки	$I_{п.о.},$ кА	$I_{пт},$ кА	$i_y,$ кА	Мощность КЗ ступени $S_{к. ст.},$ МВА
К <sub>1</sub>	115	17,93	-	45,64	3500
К <sub>2</sub>	115	15,69	-	39,94	1750
К <sub>3</sub>	10,5	16,1	-	44	293
К <sub>4</sub>	0,4	11,59	-		8

## 8 Выбор электрооборудования системы электроснабжения предприятия

### 8.1 Выбор трансформаторов собственных нужд главной понижающей подстанции.

Приемниками собственных нужд подстанции являются оперативные цепи, электродвигатели систем охлаждения трансформаторов, освещение, электроподогрев коммутационной аппаратуры ВН и шкафов, установленных на открытом воздухе, связь, сигнализация, система пожаротушения, система телемеханики и т.д. Мощность потребителей СН невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Устанавливаем 2 трансформатора собственных нужд мощностью:

$$\begin{aligned} S_{мсн} &= S_{н.м} \cdot 0,5\% \\ S_{мсн} &= 63000 \cdot 0,005 = 315 \text{ кВА} \end{aligned} \quad (8.1)$$

Принимаем к установке ТМ-400/10, который присоединяется к шинам 10 кВ через предохранители, так как  $S_{тсн} = 315 \text{ А}$ .

Ток предохранителя:

$$\begin{aligned} I_n &= \frac{S_{мсн}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \\ I_n &= \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 13,75 \end{aligned} \quad (8.2)$$

Устанавливаем предохранитель типа: ПКТ104-3-315-40У3.

### 8.2 Выбор типа распределительных устройств на низкой стороне главной понижающей подстанции, выключателей, трансформаторов тока и напряжения

Распределительное устройство на 10 кВ принимаем комплектным, из шкафов серии КУ-1-10-20У3 ( $I_{ном} = 1600 \text{ А}$ ). Ячейка КУ-1 комплектуется следующим оборудованием:

выключатели серии VF-12

разъединитель штепсельный РВР-10

трансформаторы тока ТОЛ-10, ТЛК-10, ТШЛ-10

трансформаторы напряжения ЗНОЛ.09, НОЛ.08

трансформатор тока нулевой последовательности ТЗЛМ.

Выбор выключателей, установленных на вводе в комплектные распределительные устройства, представлен в таблице 17.

Ток нагрузки в нормальном режиме

$$\begin{aligned} I_n &= \frac{K_{зн} \cdot S_{н.м}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \\ I_n &= \frac{0,29 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 502,33 \text{ А} \end{aligned} \quad (8.3)$$

Максимальный (послеаварийный) ток силового трансформатора:

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

$$I_{max} = \frac{K_{з.л.а} \cdot S_{н.м}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (8.4)$$

$$I_{max} = \frac{0,58 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 1004,67 \text{ A}$$

Таблица № 19 - Проверка выключателей 10 кВ

Расчетные параметры	Условия выбора	Каталожные данные
		VF-12.25.31
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_n = 12 \text{ кВ}$
$I_{раб.утяж} = 1004,67 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_n = 2500 \text{ А}$
$I_{п.о} = 16,1 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{дин}$	$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{уд} = 44 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$
$I_{п.т} = 16,1 \text{ кА}$	$I_{п.т} \leq I_{откл.ном}$	$I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА}$
$B_k = 193,11 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

$$\tau = t_{з.мин} + t_{с.в} = 0,01 + 0,06 = 0,07 \text{ сек} \quad (8.5)$$

$$I_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{i,\hat{i}} \cdot e^{-\left(\frac{\tau}{T_a}\right)} = \sqrt{2} \cdot 6,6 \cdot e^{-\left(\frac{0,07}{0,05}\right)} = 2,3 \text{ кА} \quad (8.6)$$

$$I_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot \beta = \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot 0,2 = 8,9 \text{ кА} \quad (8.7)$$

В качестве секционных выключателей принимаем выключатели этого же типа.

Выбор трансформаторов тока на вводе в распределительное устройство 10 кВ главной понизительной подстанции приведен в таблице 20

Таблица № 20 - Выбор трансформаторов тока

Расчетные параметры	Условия выбора	Каталожные данные
		ТЛ-10-2500-0,5/10Р
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.утяж} = 1004,67 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$	$I_n = 2500 \text{ А}$
$i_{уд} = 44 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{дин} = 128 \text{ кА}$
$B_k = 193,11 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вторичная нагрузка ТТ: амперметр, ваттметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии.

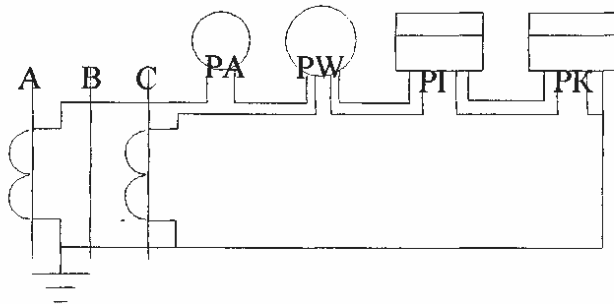


Рисунок 8.1. Схема вторичных токовых цепей трансформатора тока 10 кВ

Проверку ТА по вторичной нагрузке проводим, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов. Определим нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока. Данные внесем в таблицу 21.

Таблица № 21 - Нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Кол-во	Потребляемая мощность, ВА		
			фаза А	фаза В	фаза С
Амперметр	Э-335	1	0,5	–	–
Ваттметр	Д-335	1	0,5	–	0,5
Меркурий 230 ART-00		1	0,1	–	0,1
Итого:			1,1	–	0,6

Из таблицы 21 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока А, тогда общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (8.8)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{11}{25} = 0,44 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}}, \quad (8.9)$$

где  $z_{2\text{ном}} = 0,8$  – для класса точности 0,5;

$r_{\text{конт}} = 0,07$  Ом – для четырех приборов

$$r_{\text{пров}} = 0,8 - 0,44 - 0,07 = 0,29 \text{ Ом}$$

Принимаем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина которого 4 метра. Так как трансформаторы тока соединены в неполную звезду, значит  $I_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot I$ , тогда сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \times \sqrt{3} \times I_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}, \quad (8.10)$$

$$q = \frac{0,0283 \times \sqrt{3} \times 4}{0,29} = 0,68 \text{ мм}^2$$

ПУЭ регламентирует минимальное сечение алюминиевых проводов  $4 \text{ мм}^2$ , поэтому принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами  $S = 4 \text{ мм}^2$ .

Схема включения приборов на секционном выключателе представлена на рисунке 8.2.

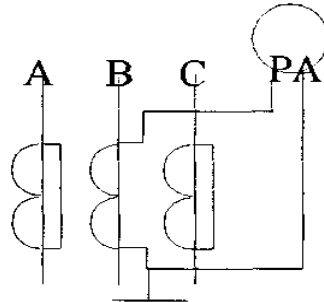


Рисунок 8.2. Схема цепей трансформатора тока секционного выключателя 10 кВ

Проверку ТТ по вторичной нагрузке проводим, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов. Определим нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока. Данные приведены в таблице 22.

Таблица №22 - Нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Кол-во	Потребляемая мощность, ВА		
			фаза А	фаза В	фаза С
Амперметр	Э-335	1	-	0,5	-

Из таблицы 22 видно, что наиболее загружены трансформатор тока фазы В, тогда общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,5}{25} = 0,02 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}}, \quad (8.11)$$

где  $z_{2\text{ном}} = 0,8$  – для класса точности 0,5;

$r_{\text{конт}} = 0,05 \text{ Ом}$  – для четырех приборов

$$r_{\text{пров}} = 0,8 - 0,02 - 0,05 = 0,73 \text{ Ом}$$

Принимаем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина которого 4 метра. Так как трансформаторы тока соединены в одну фазу, значит  $I_{\text{расч}} = 2 \cdot I$ , тогда сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{0,0283 \times 2 \times 4}{0,73} = 0,31 \text{ мм}^2$$

ПУЭ регламентирует минимальное сечение для алюминиевых проводов 4

мм<sup>2</sup>, поэтому принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами  $S = 4 \text{ мм}^2$ .

Трансформатор напряжения устанавливаем на каждую секцию сборных шин главной понизительной подстанции. Принимаем к установке 3×ЗНОЛ 09.10, с паспортными данными:  $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ ,  $S_{2\text{ном}} = 3 \times 150 = 450 \text{ ВА}$ , работающий в классе точности 1. К нему подключаются все измерительные приборы данной секции шин. Подсчет вторичной нагрузки приведен в таблице 23.

Таблица № 23 - Нагрузка трансформаторов напряжения

Приборы	Тип	S одной обмотки ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потреб мощность	
							P, Вт	Q, ВА
Сборные шины 10 кВ								
Вольтметр	Э-35	2	1	1	0	2	4	–
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	–
Отходящие линии 10 кВ / вводные ячейки 10 кВ								
Счетчик реактивной энергии	Меркурий 230 ART-00	2	2	0,38	0,58	26	67,6	79,1
ИТОГО							74,6	79,1

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения:

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} \text{ (8.)}$$

$$S_2 = \sqrt{79.96^2 + 177.6^2} = 194.76 \text{ ВА}$$

$S_2 < S_{2\text{ном}}$ , т.е. трансформатор напряжения будет работать в заданном классе точности.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением  $2,5 \text{ мм}^2$  по условию механической прочности. Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПKN-001-10У3 и втычной разъединитель.

### 8.3. Выбор выключателей напряжением 10 кВ схемы внутреннего электро-снабжения и соответствующих трансформаторов тока

Выбор выключателей напряжением 10 кВ схемы внутреннего электро-снабжения, а также соответствующие трансформаторы тока приведены в таблице 24.

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63



Таблица № 24

Кабельные линии	U <sub>н</sub> , кВ	I <sub>р</sub> , А	I <sub>утяж</sub> , А	I <sub>по</sub> , кА	i <sub>у</sub> , кА	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ГПП-ТП1*	10	54	17,48	16,1	44	VF-12	ТЛК-10-50-0,5/10Р
ГПП-ТП2**	10	213	14,09	16,1	44	VF-12	ТЛК-10-50-0,5/10Р
ГПП-ТП3*	10	127	51,07	16,1	44	VF-12	ТЛК-10-50-0,5/10Р
ГПП-ТП4*	10	42,2	24,25	16,1	44	VF-12	ТЛК-10-50-0,5/10Р
ГПП-ТП5*	10	56	24,25	16,1	44	VF-12	ТЛК-10-50-0,5/10Р
ГПП-ТП6*	10	27,6	12,09	16,1	44	VF-12	ТЛК-10-50-0,5/10Р
ГПП-СД1**	10	123,7	494,8	16,1	44	VF-12	ТЛК-10-50-0,5/10Р

\* - таких выключателей по два, т.е. на каждой сборной шине по одному.

\*\* - таких выключателя 4 (ГПП-СД1, ГПП-СД2, ГПП-СД3, ГПП-СД4)

Для кабелей напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения осуществляется проверка на термическую стойкость к токам КЗ.

$$F \geq F_{T.C}$$

Термический импульс за выключателями отходящих линий был посчитан ранее и составил 193,11 кА<sup>2</sup>·с.

Сечение термической стойкости найдём по формуле:

$$F_{T.C} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{193,11 \cdot 10^6}}{100} = 128,96 \text{ мм}^2 \quad (7.9)$$

где С - коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля, С=100 Ас/мм<sup>2</sup> (для кабелей с алюминиевыми многопроволочными жилами и бумажной изоляцией);

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

Для упрощения расчётов не учитываем температуру кабелей до КЗ и теплоотдачу во время протекания по ним тока КЗ.

Выбираем ближайшее  $128,96 \text{ мм}^2$  стандартное сечение, это  $120 \text{ мм}^2$ .

Выбранные ранее сечения кабелей по условиям нормального и утяжеленного режимов работы в некоторых случаях меньше, чем сечения необходимые по термической стойкости. Таким образом, необходимо сечения увеличить до ближайшего стандартного сечения по отношению к  $F_{т.с.}$

Все кабели для которых производится увеличение сечений по термической стойкости записываем в таблицу 25.

Таблица № 25

Начало и конец кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, $\text{мм}^2$	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, $\text{мм}^2$	Тип и площадь сечения нового кабеля, $\text{мм}^2$
ГПП-ТП1	ААШвУ 3×35	50	ААШвУ 3×50
ГПП-ТП2	ААШвУ 3×95	120	ААШвУ 3×120
ГПП-ТП3	ААШвУ 3×95	120	ААШвУ 3×120
ГПП-ТП4	ААШвУ 3×35	50	ААШвУ 3×50
ГПП-ТП5	ААШвУ 3×35	50	ААШвУ 3×50
ГПП-ТП6	ААШвУ 3×25	50	ААШвУ 3×50
ТП3-НРП1	ААШвУ 3×95	120	ААШвУ 3×120
ТП3-НРП3	ААШвУ 3×35	50	ААШвУ 3×50
ТП4-НРП2	ААШвУ 3×50	95	ААШвУ 3×50
ГПП-СД	ААШвУ 3×50	95	ААШвУ 3×95
ГПП-ДСП 1-2	ААШвУ 3×185	240	ААШвУ 3×240
ГПП-ДСП 3-4	ААШвУ 3×120	150	ААШвУ 3×150

#### 8.4 Выбор шинного моста

От силовых трансформаторов к сборным шинам ЗРУ прокладывается шинный мост, по которому и происходит питание.

Выбираем шинный мост заводского изготовления.

Таблица №26

Типы токопроводов	Наименование и значение параметров			
	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток главных цепей А	Ток эл. динамической стойкости кА	Ток термической стойкости (3с) кА
ТЭНЕ-10	10	1600	100	40

Производитель ООО Группа Компаний «ИНТЕРЭНЕРГО»

Параметры, приведенные заводом проходят по допустимым значениям.

#### 8.5 Выбор проходных изоляторов

Для прохода шин сквозь стены ЗРУ используем проходные изоляторы ИП-10/3150-3000УЗ с  $U_{ном}=10$  кВ,  $I_{ном}=3150$  А,  $F_{доп}=3000$  Н.

## 9. Компенсация реактивной мощности

Оптимальный выбор средств компенсации реактивной мощности является составной частью построения рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия. [9]

### 9.1 Описание схемы электроснабжения

Внутренне электроснабжение завода осуществляется на напряжении 10 кВ. На ГПП установлены два силовых трансформатора типа ТРДНМ-63000/100000-У1 мощностью по 63 МВ·А каждый. Распределительное устройство напряжением 10 кВ ГПП имеет две секции сборных шин.

Синхронные двигатели компрессорного цеха СД1, СД2, СД3, СД4 имеют небольшую мощность, следовательно удельные потери активной энергии при компенсации ими реактивной мощности будут велики. Использовать их для компенсации не будем.

К секции сборных шин РУ 10 кВ подключены синхронные двигатели и кабельные линии, питающие трансформаторы цеховых ТП. В таблице 27 приведены исходные данные для схемы электроснабжения. Здесь обозначено:  $S_{н.т. i}$  – номинальная мощность трансформатора  $i$ -й ТП;  $Q_{1i}$  и  $\Delta Q_{тi}$  – реактивная нагрузка на трансформатор  $i$ -й ТП и потери реактивной мощности в нем;  $R_{тp i}$  – активное сопротивление трансформатора  $i$ -й ТП, приведенное к напряжению 10 кВ;  $R_{л i}$  – активное сопротивление  $i$ -й кабельной линии.

Таблица № 27 – Исходные данные схемы электроснабжения

Трансформаторная подстанция	$S_{н.т. i}$ , кВА	$Q_{1i}$ , кВаp	$\Delta Q_{тi}$ , кВаp	$R_{тp i}$ , Ом	$R_{л i}$ , Ом
ТП1	2·400	149,6	19,63	0,17	0,012
ТП2	4·1250	207,31	72,9	0,017	0,022
ТП3	2·1250	217,64	43,52	0,034	0,018
ТП4	2·630	248,97	24,25	0,099	0,028
ТП5	2·630	140,62	29,58	0,099	0,031
ТП6	2·400	140	13,84	0,17	0,038

Активное сопротивление трансформатора определяется по формуле:

$$R_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{ном}^2}{S_{н.ми}^2 \cdot N} \quad (9.1)$$

где  $\Delta P_{кз}$  – потери короткого замыкания трансформатора,  $S_{ном.тр}$  – номинальная мощность трансформатора,  $U_{ном.тр}$  – номинальное напряжение трансформатора,  $N$  – число трансформаторов на ТП.

Сопротивление кабельной линии определим по формуле:

$$R_{л} = R_y \cdot l. \quad (9.2)$$

где  $R_{л}$  – активное сопротивление кабельной линии

$l$  – длина кабельной линии, км;

$R_y$  – удельное сопротивление кабеля, Ом/км.

Данные о синхронных двигателях представлены в таблице 28, где обозначено:

$U_{н}$  – номинальное напряжение двигателя;  $P_{сд,нi}$  и  $Q_{сд,нi}$  – номинальные активная и реактивная мощности СД;  $n_i$  – число оборотов СД;  $D_{1i}$  и  $D_{2i}$  – параметры, характеризующие потери активной мощности в СД.

Таблица № 28 – Параметры синхронных двигателей

Обозначение в схеме	Тип двигателя	$U_{ном}$ , кВ	$P_{сд,нi}$ , кВт	$Q_{сд,нi}$ , Вар	$N_i$ , шт	$n_i$ , об/мин	$D_{1i}$ , кВт	$D_{2i}$ , кВт
СД1...СД4	СДН	10	2000	768	4	3000	8,06	7,53

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

Располагаемая реактивная мощность синхронного двигателя:

$$Q_{сд,ми} = \alpha_{ми} \cdot N_i \cdot S_{сд,нi} = \alpha_{ми} \cdot N_i \cdot \sqrt{P_{сд,нi}^2 + Q_{сд,нi}^2}; \quad (9.3)$$

$$Q_{сд,ми} = 0,45 \cdot 4 \cdot \sqrt{2000^2 + 0,768^2} = 3604 \text{ кВар}$$

где  $\alpha_{ми} = 0,45$  – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности, зависящий от  $\beta_{сд}$  и номинального коэффициента мощности  $\cos \varphi_{нi} = 0,9$ .

## 9.2 Определение удельной стоимости потерь активной мощности от протекания реактивной мощности

$$C_0 = \delta \cdot (\alpha \cdot k_M + \beta \cdot \tau); \quad (9.4)$$

$$C_0 = 1,07 \cdot (11509,32 \cdot 1 + 1,3488 \cdot 7035) = 22468 \text{руб/кВт}$$

где  $\delta=1,07$  – коэффициент, учитывающий затраты, обусловленные передачей по электрическим сетям мощности для покрытия потерь активной мощности;

$\alpha = 959,11 \cdot 12 = 11509,32$  – основная ставка тарифа, руб/кВт·год;

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

$k_M = \frac{\Delta P_{\Sigma}}{\Delta P_M} \approx 1$  – отношение потерь активной мощности предприятия  $\Delta P_{\Sigma}$  в момент

наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям  $\Delta P_M$  активной мощности предприятия, определяется на основании графиков нагрузок предприятия и энергосистемы;  $\tau = 7035$  – годовое число часов максимальных потерь.

### 9.3 Определение затрат на генерацию реактивной мощности отдельными источниками

- для низковольтных БК (0,4 кВ):

$$Z_{1Г.КН} = E \cdot K_{НБК} + C_0 \cdot \Delta P_{НБК}; \quad (9.5)$$

$$Z_{1Г.КН} = 0,223 \cdot 440000 + 22468 \cdot 4 = 187992 \text{руб/МВар}$$

где  $E$  – коэффициент амортизационных отчислений, для БК он равен 0,223,  $K_{НБК}$  – капиталовложения на 1Мвар низковольтных БК,  $\Delta P_{НБК}$  удельные потери активной мощности в НБК на генерацию одного Мвар, кВт/Мвар.

- для высоковольтных БК (10 кВ):

$$Z_{1Г.КН} = Z_{10} = E \cdot K_{КВ} + C_0 \cdot \Delta P_{КВ} = 0,223 \cdot 340000 + 22468 \cdot 2 = 120756 \text{руб/МВар}$$

- для синхронных двигателей:

$$Z_{1Г.СД} = C_0 \cdot \frac{D_{1i}}{Q_{СД.Н}} \quad (9.6)$$

$$Z_{1Г.СД} = 22468 \cdot \frac{8,06}{0,768} = 235797 \text{руб/МВар}$$

$$Z_{2Г.СД} = C_0 \cdot \frac{D_{2i}}{N_i \cdot Q_{СД.Н}} \quad (9.7)$$

$$Z_{2Г.СД} = 22468 \cdot \frac{7,53}{0,768} = 22029,17 \text{руб/МВар}$$

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

## 9.4 Определение эквивалентных активных сопротивлений

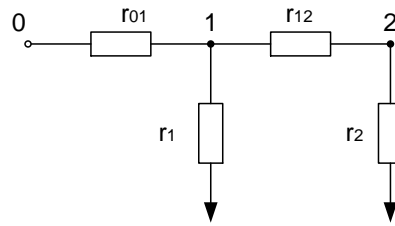


Рисунок 9.1 – Схема замещения магистральной линии с двумя ответвлениями.

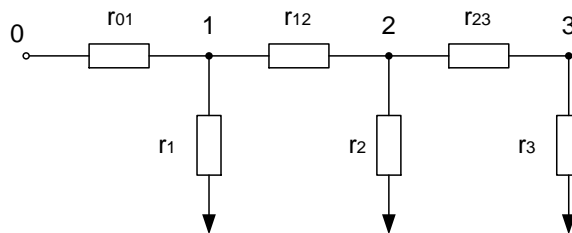


Рисунок 9.2 – Схема замещения магистральной линии с тремя ответвлениями.

Для ТП, питающихся по магистральной линии (рисунок 9.1), сначала введем обозначения:  $r_{01} = R_{л1}$ ;  $r_{12} = R_{л2}$ ;  $r_1 = R_{Т1}$ ;  $r_2 = R_{Т2}$

Эквивалентная проводимость точки 1 схемы (рисунок 9.2) определяется по формуле:

$$\frac{1}{R_{Т1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2}$$

С учетом полученного, эквивалентные сопротивления присоединений ТП определяются по формулам:

$$R_{Э1} = \left( 1 + \frac{r_{01}}{R_{Т1}} \right) \cdot r_1 \quad (8.8)$$

$$R_{Э2} = \left( 1 + \frac{r_{01}}{R_{Т1}} \right) \cdot (r_{12} + r_2) \quad (8.9)$$

Для ТП, питающихся по магистральной линии (рисунок 9.1) расчет эквивалентных сопротивлений проводится аналогично:

$$\begin{aligned} r_{01} &= R_{л1} & r_{12} &= R_{л2} & r_{23} &= R_{л3} \\ r_1 &= R_{Т1} & r_2 &= R_{Т2} & r_3 &= R_{Т3} \end{aligned}$$

Эквивалентная проводимость точек 1 и 2 схемы (рисунок 9.2)

определяется по формуле:

$$\frac{1}{R_{T1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + R_{T2}} \quad (9.10)$$

$$\frac{1}{R_{T2}} = \frac{1}{r_2} + \frac{1}{r_{23} + r_3} \quad (9.11)$$

С учетом полученного, эквивалентные сопротивления присоединений определяются по формулам:

$$R_{Э1} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot r_1 \quad (9.12)$$

$$R_{Э2} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{r_{12}}{R_{T2}}\right) \cdot r_2 \quad (9.13)$$

$$R_{Э2} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{r_{12}}{R_{T2}}\right) \cdot (r_{23} + r_3) \quad (9.14)$$

Значения эквивалентных сопротивлений записываем в таблицу 29

Таблица № 29 – Эквивалентные активные сопротивления

Трансформаторная подстанция	$R_{Tpi}$ , Ом	$R_{ли}$ , Ом	$R_{Эi}$ , Ом
ТП1	0,17	0,012	0,182
ТП2	0,017	0,022	0,039
ТП3	0,034	0,018	0,052
ТП4	0,099	0,028	0,127
ТП5	0,099	0,031	0,13
ТП6	0,17	0,038	0,208

### 9.5 Определение реактивной мощности источников

$$Q_{Ci} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{Z}{R_{Эi}}; \quad (9.15)$$

$$Z = \frac{3_{10} - 3_{1Г.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0}; \quad (9.16)$$

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

$$Z = \frac{3_{10} - 3_{1Г.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0} = \frac{120756 - 187992}{2 \cdot 10 \cdot 22468} = -0,149 \text{Мвар} \cdot \text{Ом};$$

Результаты расчёта мощностей  $Q_{Ci}$  низковольтных БК сводим в таблицу 30.

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71



Таблица № 30 – Расчет мощностей НБК

ТП	R <sub>экв</sub> , Ом	Q <sub>1</sub> , кВар	ΔQ <sub>т</sub> , кВар	Q <sub>си</sub> , Q <sub>соj</sub> , кВар		Q <sub>ки</sub> , кВар	Q <sub>ки</sub> +Q <sub>си</sub> , кВар	Тип принятой стандартной БК	Q <sub>сти</sub> , кВар
				Расчетное	Принятое				
ТП 1	0,182	149,6	19,63	-0,64	0	449	449	УКРМ-0,38-450	450
ТП 2	0,039	207,31	72,9	-0,35	0	135	135	УКРМ-0,38-150	150
ТП 3	0,052	217,64	43,52	-0,26	0	83	83	УКРМ-0,38-100	100
ТП 4	0,127	248,97	24,25	-0,87	0	281	281	УКРМ-0,38-300	300
ТП 5	0,13	140,62	29,58	-0,97	0	300	300	УКРМ-0,38-300	300
ТП 6	0,208	140	13,84	-0,15	0	317	317	УКРМ-0,38-300	300

Определим реактивную мощность, генерируемую синхронным двигателями:

$$Q_{сд} = \frac{3_{10} - 3_{1г.сд}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{э.сд}}; \quad (9.17)$$

$$Q_{сд} = \frac{120756 - 187992}{2 \cdot 10 \cdot 22468 \cdot 0,99} = -0,151 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом}; \text{ МВар}$$

где R<sub>э.сд</sub>- эквивалентное сопротивление СД;

$$R_{э.сд} = \frac{R_{л.сд}}{N} + \frac{3_{2г.с}}{a \cdot C_0} \quad (9.18)$$

$$R_{э.сд} = \frac{0,04}{4} + \frac{22029,17}{10 \cdot 22468} = 0,1 \text{ Ом};$$

## 9.6 Определение мощности высоковольтной БК, подключаемой к СШ 10 кВ

### ГПП

Расчет производим из условия баланса реактивных мощностей на СШ 10 кВ ГПП:

$$Q_0 = \sum_1^{11} (Q_{li} + \Delta Q_{Ti}) + \Delta Q_{T.ГПП} - \sum_1^{11} Q_{Ci} - Q_{ЭС1}; \quad (9.19)$$

где  $Q_{ЭС1}$  - экономически целесообразная реактивная мощность передаваемая энергосистемой заводу, она определяется как минимальная величина из двух:

$$Q'_{ЭС} = \alpha_1 \cdot P_p \text{ и } Q''_{ЭС} = Q_p - \frac{0,7}{K_{НР}} \cdot Q_{сд.м}; \quad (9.20)$$

$$Q_p = \sum_1^{11} (Q_{li} + \Delta Q_{Ti}) + \Delta Q_{T.ГПП}; \quad (9.21)$$

$$Q_p = 1307,86 + 2663,32 = 3971,18 \text{кВар}$$

где  $\alpha_1$ -расчетный коэффициент равный 0,31;  $P_p$  и  $Q_p$ - расчетные активная и реактивная нагрузки всего завода;  $K_{НР}$ - коэффициент несовпадения реактивной мощности равный 0,85;  $Q_{сд.м}$ - располагаемая мощность всех синхронных двигателей завода.

$$Q'_{ЭС} = 0,31 \cdot 30005,45 = 9,301 \text{МВар}$$

$$Q''_{ЭС} = 39,81 - \frac{0,7}{0,85} \cdot 4,98 = 35,71 \text{МВар}$$

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

$$Q'_{ЭС} = 9,301 \text{МВар}$$

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

$$\text{tg}\phi_{\text{э}} = \frac{Q_{ЭС}}{P_p} = \frac{Q'_{ЭС}}{P_p} \quad (9.22)$$

$$\text{tg}\phi_{\text{э}} = \frac{9,301}{30005,45} = 0,31$$

Подставим все найденные значения в формулу (9.19):

$$Q_0 = 1307 + 2660 - 1560 - 9,301 = 2397,699 \text{кВар}$$

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

Определение расчетного коэффициента реактивной мощности  $tg\varphi$  на вводе ГПП (без учета мощности  $Q_{эс1}$ , поступающей из энергосистемы):

$$tg\varphi_P = \frac{Q_P + \sum_1^{11} Q_{Ki} - \left( \sum_1^{11} Q_{CT.Hi} + \sum_1^2 Q_{CT.Bi} \right)}{P_P} \quad (9.24)$$

$$tg\varphi_P = \frac{3971,18 + 1047,3 - (1600 - 151)}{30005,45 / 2} = 0,217$$

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

## 10 Выбор и описание устройств релейной защиты и автоматики

### 10.1 Защита кабельной линии ГПП-ТП1

Согласно ПУЭ, на линиях 10 кВ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю. От многофазных замыканий устанавливается двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки без выдержки времени, а вторая – в виде максимальной токовой защиты с независимой характеристикой выдержки времени. Предполагается, что кабель подключен к одному выключателю.

Релейная защита кабельной представлена на формате А1

### 10.1 Токовая отсечка без выдержки времени

Тип трансформатора тока и его номинальное значение выбирается по допустимому току кабеля с учетом поправочного коэффициента на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле. Кабель допускает перегрузку в течение часа на 30% по отношению к  $I_{дл.доп}$ . [10]

Согласно таблиц 17 длительно допустимый ток для кабельной линии 134А.

Таким образом, максимальный рабочий ток

$$I_{\max.раб} = k_{пер} \cdot k_{попр} \cdot I_{дл.доп}, \quad (10.1)$$

где  $k_{пер}$  – коэффициент перегрузки (равен 1.3);  $k_{попр}$  – поправочный коэффициент на число кабельных линий равен 0,92(таблица 17).

$$I_{\max.раб} = 1,3 \cdot 0,92 \cdot 134 = 160,26А.$$

К установке принимаем трансформатор тока ТПЛ-10-У3-0,5/10Р :  $I_{1Н}$  200 А,  $I_{2Н}$  = 5 А. Коэффициент трансформации трансформатора тока определяем по формуле:

$$n_T = \frac{I_{1.ном}}{I_{2.ном}}; \quad (10.2)$$

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

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Схема включения трансформаторов тока – неполная звезда, следовательно коэффициент схемы  $K_{cx} = 1$ .

Определяется ток срабатывания защиты и ток срабатывания реле  $I_{cp.p}$

$$I_{cз} = K_{отс} \cdot I_{max.раб}; \quad (10.3)$$

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

$$I_{cз} = 1,2 \cdot 160,26 = 192,31 A,$$

$$I_{CP} = \frac{k_{CX} \cdot I_{Cз}}{n_T} = \frac{1 \cdot 192,31}{40} = 4,8 \text{ А.} \quad (10.4)$$

Принимаем к установке реле РСТ 11-19, у которого ток срабатывания находится в пределах  $I_{CP.P} = (1,5-6) \text{ А}$ .

Определить сумму уставок:

$$\Sigma\theta = \frac{I_{CP.P}}{I_{MIN}} - 1 = \frac{4,8}{1,5} - 1 = 2,2. \quad (10.5)$$

здесь  $I_{MIN} = 1,5 \text{ А}$  – минимальный ток срабатывания выбранного реле. Принимаем уставки  $\Sigma\theta = 3,0$

Найдем ток уставки реле:

$$I_{уст} = (1 + \Sigma\theta) \cdot I_{MIN} = (1 + 3,0) \cdot 1,5 = 6 \text{ А.} \quad (10.6)$$

$$I_{cз} = n_T \cdot I_{уст} = 40 \cdot 6 = 240 \text{ А}$$

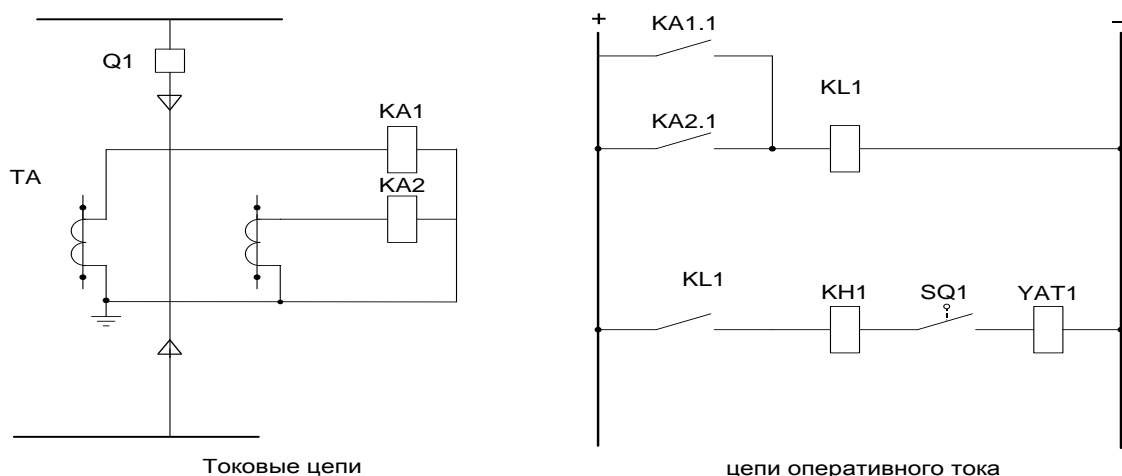


Рисунок 10.1– Токовая отсечка без выдержки времени

## 10.2 МТЗ с выдержкой времени

Тип трансформатора тока и коэффициент трансформации выбирается аналогично п.12.1, т.е. по допустимому току кабеля.

К установке принимаем трансформатор тока ТПЛ-10-У3-0,5/10Р :  $I_{1Н} = 200$  А,  $I_{2Н} = 5$  А. Коэффициент трансформации трансформатора тока:

$$n_T = \frac{I_{1Н}}{I_{2Н}} = \frac{200}{5} = 40.$$

Ток срабатывания защиты отстраивается от максимального рабочего тока:

$$I_{CЗ} = \frac{K_{омс}}{K_B} \cdot I_{\max. \text{раб}} = \frac{1,2}{0,9} \cdot 160,26 = 213,68 \text{ А}, \quad (10.7)$$

где  $K_{омс}$  – коэффициент отстройки,  $K_{омс} = 1,2$ ;

$K_B$  – коэффициент возврата реле,  $K_B = 0,9$ .

Тогда ток срабатывания реле:

$$I_{CР} = \frac{k_{CХ} \cdot I_{CЗ}}{n_T} = \frac{1 \cdot 213,68}{40} = 5,34 \text{ А}$$

Схема включения трансформаторов тока – неполная звезда, следовательно коэффициент схемы  $K_{сх} = 1$ .

Принимаем к установке реле РСТ 11/24, у которого ток срабатывания находится в пределах  $I_{CР,Р} = (5-20)$  А.

Определить сумму уставок:

$$\Sigma \theta = \frac{I_{CР,Р}}{I_{MIN}} - 1 = \frac{5,34}{5} - 1 = 0,06$$

здесь  $I_{MIN} = 5$  А – минимальный ток срабатывания выбранного реле.

Принимаем уставки  $\Sigma \theta = 0,1$

Найдем ток уставки реле:

$$I_{УСТ} = (1 + \Sigma \theta) \cdot I_{MIN} = (1 + 0,1) \cdot 5 = 5,5 \text{ А},$$

$$I_{CЗ} = n_T \cdot I_{УСТ} = 40 \cdot 5,5 = 220 \text{ А} . \quad (10.8)$$

Коэффициент чувствительности при КЗ:

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

$$K_{\text{ч.}} = \frac{I_{\text{к4}}}{I_{\text{сз}} \cdot 25} = \frac{11590}{220 \cdot 25} = 2,1 > 1,5. \quad (10.9)$$

Чувствительность удовлетворяет условию.

Определяется время срабатывания защиты :

где,  $\Delta t$  – ступень селективности статического реле (принимаем 0,2 с), с.

$$t_{\text{сз23}} = (t_{\text{сз}} + \Delta t) + \Delta t = 0,5 + 0,2 + 0,2 = 0,9 \text{ с} \quad (10.10)$$

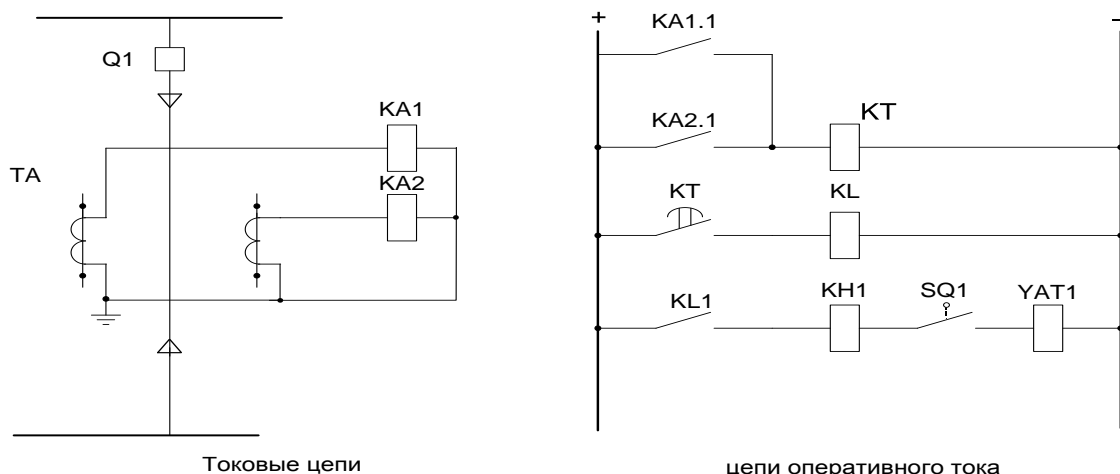


Рисунок 10.2 – МТЗ с выдержкой времени

### 10.3 Защита от однофазных замыканий на землю

Определяется тип трансформатора тока нулевой последовательности.

Для кабеля заданной марки ток нулевой последовательности равен:

$$I_{0л} = I_{\text{с0}} \cdot L \cdot n_{\text{л}}, \quad (10.11)$$

$$I_{0л} = 1,1 \cdot 0,14 \cdot 1 = 0,196 \text{ А.}$$

где  $I_{\text{с0}}$  – удельный емкостный ток однофазного замыкания на землю, А/км.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{сз}} = k_{\text{отс}} \cdot 3 \cdot I_{0л6} = 1,2 \cdot 3 \cdot 0,196 = 0,7 \text{ А} \quad (10.12)$$

Ток срабатывания реле не определяется, т.к. коэффициент трансформации трансформатора тока нулевой последовательности можно сделать любым.

Если неизвестен ток утечки для всей сети предприятия, определяемый экспериментально, то проверку чувствительности произвести невозможно.

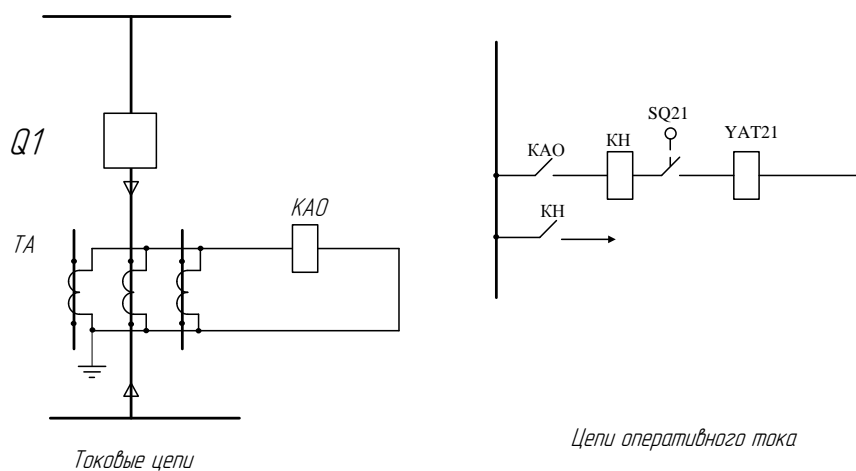


Рисунок 10.3 – Токовая отсечка от однофазных замыканий на землю

#### 10.4 Выбор предохранителя.

Рекомендуемые значения номинальных токов плавких вставок  $I_{ном}$  вс предохранителей для трехфазных силовых трансформаторов 10/0,4 кВ

Таблица № 31

Мощность трансформатора, кВ* А	Номинальный ток, А	
	трансформатора на стороне	плавкой вставки на стороне
	10 кВ	10 кВ
400	23,10	50

Для ТП-1 с установленным трансформатором ТМЗ-400кВ, принимаем предохранитель ПКТ-103-10-50-31,5 с  $I_{ном}=50$  А.



## 11 Расчет заземляющего устройства ТП

Заземляющее устройство обеспечивает безопасные условия работы обслуживающего персонала от поражения напряжения прикосновения и шаговых напряжений. Для этого необходимо все части электрооборудования, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под таковым при повреждении изоляции, надежно заземлять. [7]

Заземляющее устройство ТП принято общим для напряжения 10 и 0,4 кВ. Сопротивление заземляющего устройства должно быть  $R_3 \leq 4$  Ом в любое время года. Заземляющее устройство выполнено углубленными заземлителями из полосовой стали, укладываемой в траншею глубиной 0,7 м по периметру распределительного пункта, и вертикальными электродами. Заземляющий контур связан с магистральным заземлением в двух местах. Магистраль заземления выполнена из полосовой стали. В качестве ответвлений от магистралей используются нулевые жилы кабелей и специально прокладываемые стальные полосы.

Расчет искусственного заземления ТП 1 с двумя трансформаторами 10/0,4 кВ. Устанавливаем необходимое сопротивление  $R_3 \leq 4$  Ом. Определяем расчетные удельные сопротивления грунта с учетом повышающих коэффициентов, которые учитывают высыхание почвы летом и промерзание ее зимой. Удельное сопротивление грунта  $\rho$  составляет 70 Ом/м.

$$\rho_{\text{расч}} = \rho \cdot k, \quad (11.1)$$

где  $\rho$  – удельное электрическое сопротивление грунта Ом/м;

$k$  – повышающий коэффициент для вертикальных и горизонтальных заземлителей:  
 $K_v = 1,5$ ;  $K_r = 3,0$ .

$$\rho_{\text{расч.в}} = 70 \cdot 1,5 = 105 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$\rho_{\text{расч.г}} = 70 \cdot 3,0 = 210 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Определяем сопротивление растекания одного вертикального электрода. Возьмем стержень диаметром 12 мм, длина стержня 3 м.

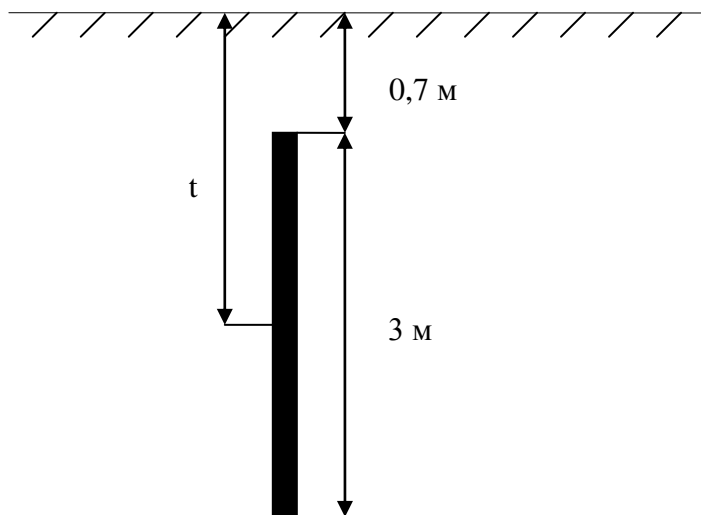
$$R_v = \frac{\rho_{\text{расч}}}{2\pi \cdot l} \cdot \left( \lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right), \quad (11.2)$$

где  $l$  – длина прутка, м;

$d$  – диаметр прутка, м;

$t$  – расстояние от поверхности земли до середины электрода, м.

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80



$$t = 0,7 + 3/2 = 2,2 \text{ м}$$

Рисунок 11.1 – Расположение заземляющего электрода в земле

$$R_B = \frac{105}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot 3}{0,012} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 15,9 \text{ Ом.}$$

Определяем примерное число вертикальных заземлителей при принятом коэффициенте использования  $K_{и.в.} = 0,7$

$$n_B = \frac{R_B}{K_{и.в.} \cdot R_3}; \quad (11.3)$$

$$n_B = \frac{15,9}{0,7 \cdot 4} = 5,68 \approx 6 \text{ шт.}$$

Вертикальные электроды располагаем по контуру РП. Определяем сопротивление растекания горизонтальных электродов из стали 40x4 мм, приваренных к верхним концам вертикальных электродов. Периметр контура – 50м:

$$R_r = \frac{\left( \frac{\rho}{2\pi \cdot l} \cdot \ln \frac{l^2 \cdot 2}{b \cdot t} \right)}{K_{и.г.}}, \quad (11.4)$$

где  $K_{и.г.}$  – коэффициент использования соединительной полосы в контуре,  $K_{и.г.} = 0,64$ ;

$l$  – длина полосы, м;

$b$  – ширина полосы, м;

$t$  – глубина заложения, м.

$$R_r = \frac{\left( \frac{210}{2 \cdot 3,14 \cdot 50} \cdot \ln \frac{50^2 \cdot 2}{0,04 \cdot 0,7} \right)}{0,64} = 5,48 \text{ Ом.}$$

Уточненное сопротивление вертикальных электродов:

$$R_B = \frac{R_r \cdot R_{и.}}{R_r - R_{и.}}; \quad (11.5)$$

$$R_B = \frac{5,48 \cdot 4}{5,48 - 4} = 14,8.$$

Уточненное число вертикальных электродов:

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

$$n_{\text{в}} = \frac{14,8}{0,7 \cdot 4} = 5,8 \approx 6 \text{ электродов}$$

Проверка сопротивления заземления:

$$R_{\text{з}} = \frac{R_{\text{г}} \cdot R_{\text{в}}}{R_{\text{г}} + R_{\text{в}}}; \quad (11.6)$$
$$R_{\text{з}} = \frac{5,48 \cdot 14,8}{5,48 + 14,8} = 3,9 \text{ Ом};$$

3,9 Ом < 4 Ом.

Контур заземления удовлетворяет требованиям.

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

## 12 Специальная часть, элегазовые выключатели.

Одним из быстро развивающихся направлений создания новых конструкций выключателей переменного тока высокого и сверхвысокого напряжения, отличающихся меньшими габаритами и отвечающих требованиям современной энергетики по коммутационной способности и надежности, является применение дугогасящих сред, более эффективных по сравнению с воздухом и маслом. Интенсивное внедрение вакуумной и элегазовой аппаратуры обусловлено тем, что пока не найдено способов эффективного дугогашения, способных конкурировать с дугогашением в элегазе или вакууме. Не получено и новых видов диэлектриков, по электроизоляционным, дугогасительным и эксплуатационным свойствам превосходящих элегаз или вакуум.

Основные достоинства элегазового оборудования определяются уникальными физико-химическими свойствами элегаза. При правильной эксплуатации элегаз не стареет и не требует такого тщательного ухода за собой, как масло.

Элегазовому оборудованию также присущи: компактность; большие межреvisionsные сроки, вплоть до отсутствия эксплуатационного обслуживания в течение всего срока службы; широкий диапазон номинальных напряжений (6-1150 кВ); пожаробезопасность и повышенная безопасность обслуживания.

Элегазовые выключатели начали усиленно разрабатываться с 1980 г. и имеют большие перспективы при напряжениях 110...1150 кВ и токах отключения до 80 кА. В технически развитых странах элегазовые выключатели высокого и сверхвысокого напряжения (110-1150 кВ) практически вытеснили все другие типы аппаратов. Также ведущие зарубежные фирмы практически полностью перешли на выпуск комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией (КРУЭ) и элегазовых выключателей для открытых распределительных устройств на классы напряжения 110 кВ и выше.

### 12.1 Общая информация

Выключатели предназначены для оперативной и аварийной коммутации в энергосистемах, т.е. выполнения операций включения и отключения отдельных цепей при ручном или автоматическом управлении. Во включенном состоянии

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

выключатели должны беспрепятственно пропускать токи нагрузки. Характер режима работы этих аппаратов несколько необычен: нормальным для них считается как включенное состояние, когда они обтекаются током нагрузки, так и отключенное, при котором они обеспечивают необходимую электрическую изоляцию между разомкнутыми участками цепи. Коммутация цепи, осуществляемая при переключении выключателя из одного положения в другое, производится нерегулярно, время от времени, а выполнение им специфических требований по отключению возникающего в цепи короткого замыкания чрезвычайно редко. Выключатели должны надежно выполнять свои функции в течение срока службы (25 лет), находясь в любом из указанных состояний, и одновременно быть всегда готовыми к мгновенному эффективному выполнению любых коммутационных операций, часто после длительного пребывания в неподвижном состоянии. Отсюда следует, что они должны иметь очень высокий коэффициент готовности: при малой продолжительности процессов коммутации (несколько минут в год) должна быть обеспечена постоянная готовность к осуществлению коммутаций.

Секционные выключатели применяются в сборных шинах. В распределительных устройствах высшего напряжения (РУВН) электростанций секционные выключатели при нормальной работе обычно замкнуты. Они должны автоматически отключаться только при повреждении в зоне сборных шин. Вместе с ними должны отключаться и другие выключатели поврежденной секции. Таким образом, поврежденная секция РУ будет отключена, а остальная часть останется в работе.

Выключатели могут устанавливаться как внутри помещения, так и на открытых распределительных устройствах (ОРУ). Условия работы при этом значительно различаются, и это находит отражение в их конструктивных особенностях. Во время эксплуатации аппараты ОРУ подвергаются воздействию окружающей среды. Эти воздействия особенно вредно сказываются на состоянии изоляции аппаратов. Поэтому все аппараты ОРУ рассчитываются на воздействие гололеда, ветра и загрязнений.

Требования, предъявляемые к выключателям:

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- надежность в работе и безопасность для окружающих
- возможно малое время отключения
- по возможности малые габариты и масса
- простота монтажа
- бесшумность работы
- сравнительно невысокая стоимость

Конструкторы выключателей стремятся к более полному соответствию характеристик выключателей выдвинутым выше требованиям.

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

Требование быстродействия следует понимать как возможно малое время отключения цепи при КЗ. Время отключения исчисляется от момента подачи команды на отключение до погасания дуги во всех полюсах. Уменьшение времени отключения КЗ весьма желательно по следующим соображениям:

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

## 12.2 Основные параметры выключателей высокого напряжения

Среди основных параметров выключателей высокого напряжения следует выделить группу номинальных параметров, присущих всем типам выключателей и определяющих условия их работы.

К основным номинальным параметрам выключателей в соответствии с рекомендациями Международной электротехнической комиссии (МЭК) относятся: номинальное напряжение  $U_{ном}$ ; наибольшее рабочее напряжение  $U_{н.р}$ ; номиналь-

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ный уровень изоляции в киловольтах; номинальная частота  $\square_{\text{НОМ}}$ ; номинальный ток  $I_{\text{НОМ}}$ ; номинальный ток отключения  $I_{\text{О.НОМ}}$ ; номинальный ток включения  $I_{\text{В.НОМ}}$ ; номинальное переходное восстанавливающееся напряжение (ПВН) при КЗ на выводах выключателя; номинальные параметры при неудаленных КЗ; номинальная длительность КЗ; номинальная последовательность операций (номинальные циклы); нормированные показатели надежности и др.

### 12.3 Конструкция элегазовых выключателей

По конструкции различают колонковые и баковые выключатели они представлены на плакате А1. Колонковые ни внешне, ни по размерам принципиально не отличаются от маломасляных, кроме того, что в современных элегазовых выключателях 220 кВ только один разрыв на фазу. Баковые элегазовые выключатели имеют гораздо меньшие габариты по сравнению с масляными, имеют один общий привод на три полюса, встроенные трансформаторы тока.

Колонковые выключатели:

- требуют относительно небольшого количества элегаза для заполнения, при этом обеспечивается утечка элегаза на уровне не более 0,5% в год, что достигается специально подобранными материалами для уплотнения и подтверждается многолетним опытом эксплуатации;

- имеют самосмазывающиеся приводные механизмы, надежную, простую дугогасительную камеру и испытанные на практике контактные системы, которые обеспечивают бесперебойную работу силовых выключателей и продлевают срок службы - даже при высокой частоте коммутаций;

- удобны при транспортировке - они перевозятся в полностью собранном и испытанном состоянии или в виде собранных, испытанных на заводе и готовых к перевозке блоков, что снижает транспортные расходы, затраты на монтаж;

- предназначены для работы в диапазоне температур (-45 ÷ +40) °С.

Баковый элегазовый выключатель представлен на плакате .

Баковые элегазовые выключатели имеют ряд преимуществ перед колонковыми выключателями, а именно:

- отличная сейсмостойкость;

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

- высокий уровень безопасности;
- низкое влияние загрязнений на работу выключателя;
- меньшая площадь для установки, т.к. трансформаторы тока уже встроены в баковый выключатель.

Элегазовые выключатели принадлежат к группе газовых выключателей.

Разработаны конструкции выключателей нагрузки с элегазом на 35, 110, 220 кВ. Выключатели 35 и 110 кВ имеют по одной камере на полюс, в выключателе 220 кВ - две камеры на полюс. Кроме того, разработаны конструкции выключателей на два и три направления. Такой аппарат заменяет два или три выключателя, что дает значительную экономию при установке их на подстанциях.

Выключатели нагрузки элегазовые во многом напоминают конструкцию отделителей. Однако для успешного отключения тока в них предусматриваются устройства для вращения дуги в элегазе. В подвижный и неподвижный контакты встроены постоянные магниты из феррита, которые создают магнитные поля, направленные встречно. При размыкании контактов образуется дуга, ток которой взаимодействует с радиальным магнитным полем, в результате чего создается сила  $F$ , перемещающая дугу по кольцевым электродам. Вращение дуги в элегазе способствует быстрому гашению. Чем больше отключаемый ток, тем больше скорость перемещения дуги, это защищает контакты от обгорания. Контактная система описанной конструкции помещается внутри фарфорового корпуса, заполненного элегазом и герметически закрытого. Давление внутри камеры 0,3 МПа. Так как потеря элегаза недопустима, гасительная камера выключателя должна работать по замкнутому циклу. Подпитка при возможных утечках происходит из баллона со сжатым элегазом.

Элегазовые выключатели могут отключать не только ток нагрузки, но и ток КЗ. Такие выключатели имеют дугогасительные устройства с автопневматическим дутьем.

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



## 12.4 Основные составные части элегазового выключателя

### 12.4.1 Полюс выключателя

Для колонкового исполнения, полюс представляет собой вертикальную колонну, состоящую из двух (и более) изоляторов, в верхнем из которых размещено дугогасительное устройство (ДУ), а нижний - служит опорой ДУ и обеспечивает ему требуемое изоляционное расстояние от заземленной рамы. Внутри опорного изолятора размещена изоляционная штанга, соединяющая подвижный контакт ДУ с приводной системой аппарата.

Для бакового исполнения, полюс представляет собой металлический цилиндрический бак, на котором установлены два изолятора, образующие высоковольтные вводы выключателя. ДУ в таком выключателе размещено в заземленном металлическом корпусе.

Для комбинированного исполнения, полюс представляет собой металлический корпус в виде сферы, на котором установлены фарфоровые изоляторы, образующие высоковольтные вводы выключателя, в одном из которых размещено дугогасительное устройство, а в другом встроенные трансформаторы тока.

В верхней части изолятора обычно устанавливается фильтр - поглотитель влаги и продуктов разложения элегаза под действием электрической дуги.

Также на всех современных выключателях установлен предохранительный клапан - устройство с тонкостенной мембраной, разрывающейся при давлении, возникающем при внутреннем коротком замыкании, но не достигающем значения, при котором испытываются собственно изоляторы.

### 12.4.2 Дугогасительное устройство

Дугогасительное устройство предназначено обеспечивать быстрое гашение электрической дуги, образующейся между контактами выключателя при их размыкании. В элегазовых выключателях гашение дуги происходит так же, как и в воздушных выключателях при интенсивном охлаждении дуги потоком газа. Дугогасительная способность элегаза в 4-4,5 раза выше, чем воздуха при сопоставимых условиях (при атмосферном давлении в элегазе может быть погашена дуга с током, который в 100 раз превышает ток, отключаемый в воздухе при тех же ус-

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

ловиях). Это преимущество объясняется различиями теллофизических свойств элегаза и воздуха. Разработка рациональной и надежной конструкции дугогасительного устройства представляет значительные трудности, так как процессы, происходящие при гашении электрической дуги, чрезвычайно сложны, недостаточно изучены и обуславливаются многими факторами, предусмотреть которые заранее не всегда представляется возможным. Поэтому окончательная разработка дугогасительного устройства может считаться завершенной лишь после его экспериментальной проверки.

### 12.4.3 Газовая система

Газовая система аппаратов включает в себя:

- клапаны автономной герметизации (КАГ) и заправки колонн;
- коллектор, обеспечивающий во время работы аппарата связь газовых полостей колонн между собой и с сигнализатором изменения плотности элегаза;
- сам сигнализатор, представляющий собой стрелочный электроконтактный манометр с устройством температурной компенсации, приводящим показания к величине давления при температуре 20°C;
- соединительные трубки с ниппелями и уплотнениями.

Сигнализатор изменения плотности элегаза (датчик плотности) имеет три пары контактов: одна - замыкающаяся при значительном снижении плотности элегаза из-за его утечки - предназначена для подачи сигнала (например, светового) о необходимости дозаправки колонн; а две других - размыкающихся при недопустимом падении плотности элегаза - предназначены для блокирования управления выключателем или для автоматического отключения аппарата с одновременной блокировкой включения (что определяется проектом подстанции).

### 12.4.4 Привод

Приводы выключателей обеспечивают управление выключателем - включение, удержание во включенном положении и отключение. Вал привода соединяют с валом выключателя системой рычагов и тяг. Привод выключателя должен обеспечивать необходимую надежность и быстроту работы, а при электрическом управлении - наименьшее потребление электроэнергии.

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

В элегазовых выключателях применяют два типа приводов:

- пружинный привод, управляющим органом которого является кинематическая система рычагов, кулачков и валов;
- пружинно-гидравлический привод, управляющим органом которого является гидросистема.

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

## Заключение

В данном ВКР была спроектирована система электроснабжения сталеплавильного производства металлургического завода.

Были определены расчетные мощности предприятия. Выбрана система внешнего электроснабжения на основе технико-экономического расчета двух вариантов. Спроектирована система внутреннего электроснабжения предприятия. Выбрано электрооборудование системы электроснабжения, в том числе комплектные конденсаторные установки для компенсации реактивной мощности. Произведен выбор устройств релейной защиты и автоматики. Рассчитано заземление ТП. В специальной части рассмотрены элегазовые выключатели.

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Библиографический список:

1. Указания по расчету электрических нагрузок. РТМ 36.18.32.4-92 / Разработчик ВНИПИ Тяжпромэлектропроект: заведующий лабораторией, канд. техн. наук Б. Д. Жохов; главный инженер проекта Л. Б. Годгельф.

2. Барыбина, Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения: Электроустановки промышленных предприятий /Под ред. Ю. Г. Барыбина, Л. Е. Федорова, М. Г. Зименкова. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

3. Ершов, А.М Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие к курсовому проекту/А.М. Ершов, О.А. Петров, Ю.В. Ситчихин. Ч.1. – Челябинск: ЧПИ, 1985. – 57 с.

4. Ершов, А.М Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие к курсовому проекту/А.М. Ершов, О.А. Петров. Ч.1. – Челябинск: ЧПИ, 1987. – 44 с.

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

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

7. Правила устройства электроустановок. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2001. -928 с.

8. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов./ Б.Н. Неклепаев, И. П. Крючков– 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

9. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов./ Л.Д. Рожкова, В. С. Козулин – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. -648 с.

10. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. Высшая школа, 4-е издание, 2006

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

11.Аметистов, Е.И. Основы современной энергетики под общей редакцией чл.-корр. РАН Е.В. Аметистова - М.: Издательство МЭИ, 2004.- 822с.

12.Усов, С.В. Электрическая часть станций / С.В.Усов [и др.]; - М.:Энергия,1977.-420 с.

					ЮУрГУ13.03.02.2017.092.00 ПЗ ВКР	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		