

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
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

Голощапов С.С.

2019 г.

Электроснабжение сталеплавильного производства металлургического завода

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ–13.03.02.2019.546.00.00 ПЗ ВКР**

Автор ВКР

студент группы МиЭт-545

/ Мельников Д.А.

подпись

ФИО

2019 г.

Руководитель работы

к.т.н., доцент

должность

/ Валеев Г.С.

подпись

ФИО

2019 г.

Нормоконтроль

д.т.н., профессор

должность

/ Четошникова Л.М.

подпись

ФИО

2019 г.

АННОТАЦИЯ

Электроснабжение сталеплавильного производства металлургического завода. – Миасс: ЮУрГУ, СЭС, 2019, 85 с., 11 илл., 30 таблиц.

Библиография литературы – 20 наименований, 4 листа чертежей ф.А1.

В данном ВКР представлен проект электроснабжения сталеплавильного производства металлургического завода и выбор электрооборудования.. Была составлена схема системы электроснабжения, и на основе результатов расчета электрической нагрузки объекта выбраны силовые трансформаторы, коммутационная аппаратура, кабельные линии и проведена их проверка на термическую стойкость.

В ВКР решены компенсации реактивной мощности, релейной защиты и БЖД спроектированная схема электроснабжения удовлетворяет ряду требований таких как: высокая надежность и экономичность, безопасность и удобство в эксплуатации, обеспечение требуемого качества электроэнергии.

					<i>ЮУрГУ 13.03.02.2019.546 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Мельников Д.А.</i>			<i>Электроснабжение сталеплавильного производства</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Валеев Г.С.</i>					2	85
<i>Реценз.</i>						<i>ЮУрГУ, СЭС</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Четошникова</i>						
<i>Утверд.</i>								

ОГЛАВЛЕНИЕ	
ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА	5
ВВЕДЕНИЕ	6
ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	8
1 КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ПРОЦЕССЕ ПРОИЗВОДСТВА	10
2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ	17
2.1 Расчет электрических нагрузок по ремонтно - механического цеха	17
2.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию.	23
2.3 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия	26
3 ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОСТАНЦИЙ ПРЕДПРИЯТИЯ	29
4 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ, СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП ПРЕДПРИЯТИЯ	34
5 ТЕХНИКО – ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ	38
5.1 Схема напряжения 110 Кв	38
5.1.1 Потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП	38
5.1.2 Расчет ЛЭП от подстанций энергосистемы до подстанций предприятия	39
5.1.3 Расчет токов короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП.	40
6 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ	48
6.1 Выбор величины напряжения	48
6.2 Построение внутреннего электроснабжения предприятия	48
6.3 Конструктивное выполнение электрической сети	48

					13.03.02.2019.546 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		3

6.4 Расчет питающей линии	49
7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	52
8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ	57
8.1 Выбор трансформаторов собственных нужд главной понижительной подстанции	57
8.2 Выбор типа распределительных устройств на низкой стороне главной понижительной подстанции, выключателей, трансформаторов тока и напряжения	58
8.3 Выбор выключателей напряжением 10 кВ схемы внутреннего электрооборудования и соответствующих трансформаторов тока	62
8.4 Выбор шинного моста	64
9 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	65
9.1 Описание схемы электрооборудования	65
9.2 Определение удельной стоимости потерь активной мощности от протекания реактивной мощности	66
9.3 Определение затрат на генерацию реактивной мощности отдельными источниками	67
9.4 Определение эквивалентных активных сопротивлений	68
9.5 Определение реактивной мощности источников	69
9.6 Определение мощности высоковольтной БК, подключаемой к СШ 10 кВ ГПП	70
10 РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЯЮЩЕГО УСТРОЙСТВА ТП	73
11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ДСП	76
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	90
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	91

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

1. Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1000 В: 7346 кВт., напряжением свыше 1000В: 32300 кВт.
2. По надежности электроснабжения потребители предприятия относятся: к 1 и 2 и категории.
3. Полная расчетная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 36555,64 кВт·А;
4. Коэффициент реактивной мощности заданный $\text{tg}\varphi = 0,31$; расчетный 0,30
5. Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ;
6. Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме питающих предприятие линий: 3500МВА, ВЛ-110, АС-120/19;
7. Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы: 3000 м;
8. На ГПП установлены два трансформатора: ТРДНМ-63000/100000-У1;
9. Напряжение внутреннего электроснабжения: 10 кВ;
10. Типы принятых ячеек распределительного устройства, в ГПП: КУ-1-10-20У3;
11. На территории устанавливаются комплектные трансформаторные подстанции с трансформаторами типа ТМЗ, мощностью 400, 630, 12500 кВА;
12. Тип кабельных линий: ААШв 3×150, ААШв 3×95, ААШв 3×120, ААШв 3×150, ААШв 3×240.

					13.03.02.2019.546 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

ВВЕДЕНИЕ

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

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

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

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

Таким образом, создание рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия является сложной задачей, включающей в себя

					13.03.02.2019.546 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

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

					13.03.02.2019.546 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

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 электроприемников напряжением до 1000 В, в таблице 2 для электроприемников напряжением выше 1000 В и в таблице 3 – дополнительные данные.

Таблица 1 Электроприемники напряжением до 1000 В

№ цеха на плане	Наименование цеха, отделения, участка	Установленная мощность $P_{ном}$ электроприемников, напряжением 0,4 кВ, кВт	Эффективное (приведенное) число электроприемников, пэ	Коэффициент использования, $K_{и}$	Коэффициент мощности $\cos\varphi$
1	Шихтовый	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

13.03.02.2019.546 ПЗ

Лист

8

9	Ремонтно-механический цех	—	—	—	—
---	---------------------------	---	---	---	---

Таблица 2 Электроприемники напряжением выше 1000 В

№ цеха на плане	Наименование цеха, отделения, участка	Вид высоко-вольтных электроприемников	Установленная мощность одного электроприемника,	Кол-во электроприемников	Коэффициент использования, $K_{\text{и}}$	Коэффициент мощности $\cos \varphi$
2	Печной пролет	Дуговая сталеплавильная печь (ДСП)	8000	2	0,8	0,8
		ДСП	3200	2	0,75	0,8
5	Участок вакуумной обработки металла	Вакууматор печь	1200	1	0,8	0,8
6	газоочистка	Синхронный двигатель	2000	4	0,8	0,9

Номинальное напряжение высоковольтных электроприемников – 10 кВ

Таблица 3 Дополнительные данные

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 шинах подстанции энергосистемы напряжением	U_1	3500
	U_2	5500
Стоимость электроэнергии по двухставочному тарифу	за 1 кВт максимальной нагрузки, руб кВт·мес	согласно действующим тарифам
	за 1 потребленный кВт·ч, руб кВт·ч	
Наивысшая температура,	Окружающего воздуха	27,3

°C	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 значительные усилия

1 КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ПРОЦЕССЕ ПРОИЗВОДСТВА

Развитие современной техники и промышленности базируется главным образом на применении металлов. Лишь имея металл с определенными механическими, физическими и физико-химическими свойствами, можно сооружать мощные гидроэлектростанции, атомные реакторы и строительные конструкции и производить аппараты химического производства, ракеты и электронные машины.

Интенсивное развитие техники и промышленности непрерывно расширяет количество применяемых металлов и изменяет соотношение в удельном объеме их производства. Однако в течение продолжительного времени и теперь первостепенное значение для развития промышленности имеет сталь. Сталеплавильное производство по объему и стоимости продукции превосходит производство всех других металлов вместе взятых. В 1990 г. мировое производство стали превысило 770 млн. т (в том числе 154 млн. т выплавлено в странах бывшего СССР). Для сравнения можно отметить, что мировое производство алюминия и меди, которые по объему производимой продукции занимают первое место среди цветных металлов, достигает примерно 20 и 15 млн. т соответственно.

Огромные масштабы сталеплавильного производства, являющегося основой современной цивилизации, обусловлены достаточно широким распространением железных руд [в земной коре содержится 4,2 % Fe — четвертое место после O₂ (49,13 %), Si 26 % и Al 7,45%], относительной легкостью и дешевизной восстановления железа из руд, прекрасными свойствами стали как

						13.03.02.2019.546 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			10

конструкционного материала. Сталь прочна и эластична, легко поддается механической обработке и сваривается. Она замечательна еще тем, что присадками легирующих элементов и определенной термической обработкой можно в широком диапазоне изменять ее механические свойства, а также придавать ей особые физические и химические свойства (стали электротехнические, нержавеющие, жаропрочные и др.).

Значение легированных сталей особенно возросло в последние годы в связи с увеличением потребности в стали с особыми свойствами, производство их составляет более 10 % от общего производства стали.

Хотя человечество использует железо в течение тысячелетий, интенсивное развитие сталеплавильного производства началось лишь со второй половины прошлого века, когда были разработаны современные процессы выплавки стали. Мировое производство стали в 1850 г. составило всего 50 тыс. т и ненамного превышало производство меди и цинка, но в 1900 г. оно достигало 29 млн. т, а в 1968 г. превысило 0,5 млрд. т.

Первым современным способом производства стали был процесс, предложенный в 1856 г. Бессемером и вызвавший революционный переворот в промышленности и железнодорожном строительстве. Бессемеровский процесс впервые позволил получать жидкую сталь из чугуна, причем в течение очень короткого времени.

В бессемеровском процессе примеси окислялись в конвертере при продувке жидкого чугуна воздухом. Вследствие очень интенсивного протекания процесса и быстрого завершения плавки (10...20 мин) тепловые потери были невелики и количества теплоты, выделяющейся в результате окисления примесей, было достаточно для нагрева стали до 1600°C.

					13.03.02.2019.546 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

В 1864 г. Мартен, применив регенерацию тепла, построил первую печь, которая позволяла не только получать жидкую сталь из чугуна, но и переплавлять стальной лом.

В своем первоначальном виде ни конвертерный, ни мартеновский кислые процессы не обеспечивали удаление фосфора и серы из металла, что ограничивало их применение. Этот недостаток был преодолен в 1879 г., когда Томас и Джилкрис — его брат предложили футеровать конвертер доломитом (томасовский процесс).

Основной процесс выплавки стали в томасовских конвертерах и мартеновских печах расширил возможности сталеплавильного производства, объем продукции которого нарастал огромными темпами.

Одновременно с возникновением основных сталеплавильных процессов появились первые электросталеплавильные печи. Способ выплавки стали в электрических печах был запатентован еще в 1853 г. Пилоном (Франция), который разработал конструкцию дуговой печи косвенного действия, т. е. с дугами, горящими между электродами над металлической ванной. Позднее (1879 г.) Сименс создал печь прямого действия, в которой одним из полюсов электрической дуги являлась металлическая ванна.

Однако прототипом современных сталеплавильных дуговых печей явилась лишь изобретенная в 1899 г. Геру печь прямого действия с двумя электродами, подводимыми к металлической ванне. Ток между электродами при этом замыкался через ванну, а дуга горела между каждым из электродов и металлом или, частично, покрывающим его шлаком.

Первые дуговые печи Геру с двумя электродами были маломощными. Они работали при напряжении 45 В и силе тока 2...3 кА на жидкой шихте, и использование их для ведения плавки на твердой завалке вызывало

					13.03.02.2019.546 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

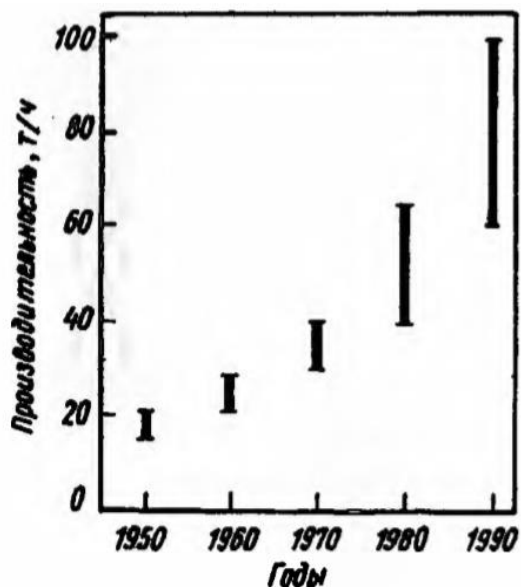
значительные трудности. Совершенствование таких печей осложнялось применением постоянного тока.

Толчком к дальнейшему развитию электрометаллургии стали послужило применение переменного тока. Первые трехфазные дуговые печи были установлены в 1907 г. в США и в 1910 г. в России. Вскоре такие печи были построены в Германии, Франции и других странах.

Широкие возможности в выборе шихты, неограниченный сортамент выплавляемой стали и высокое ее качество, легкость регулирования тепловых процессов, маневренность в последовательности плавов определили распространение трехфазных дуговых печей, которые заняли важное место в сталеплавильном производстве. В последующие годы трехфазные дуговые печи были в значительной мере усовершенствованы, и в настоящее время они представляют собой крупные легко управляемые агрегаты с высокой степенью автоматизации.

Коренные изменения дуговая печь претерпела в 60-х годах: вследствие повышения мощности трансформаторов» совершенствования электрического и технологического режиме плавки производительность дуговых печей возросла в два—три раза по сравнению с производительностью печей аналогичной вместимости в 1950—1960 гг. Появилась возможность довести производительность крупных дуговых печей до 100 т/ч (рис. 1).

					13.03.02.2019.546 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13



. Рис. 1 Изменение производительности дуговых сталеплавильных печей в 1950—1990 гг.

Увеличение вместимости печей и повышение мощности трансформаторов (до 0,6...1,0 мВ А/т) вызвали значительное улучшение технико-экономических показателей электросталеплавильного производства и определили основные направления его развития.

Применение мощных трансформаторов дает значительное повышение производительности лишь при эффективном использовании этой мощности. Поэтому при переходе на мощные трансформаторы разрабатывалась новая технология плавки, предусматривающая сокращение до минимума восстановительного периода, когда электрическая мощность используется не эффективно. Разрабатывались методы внепечного рафинирования. Повышение производительности дуговых печей и улучшение технико-экономических показателей их работы вызвали интенсивное развитие электросталеплавильного производства.

На рубеже XIX и XX веков появились и другие-электропечи для плавки стали — индукционные. Первая промышленная индукционная печь с железным сердечником была установлена в Гизинге (Швеция) в 1900 г. Затем

индукционные печи с железным сердечником и кольцевым плавильным каналом стали применять на некоторых других заводах. Однако для плавки стали они распространения не получили. С 1925 г. в промышленности начали применять индукционные печи без сердечника. Индукционная печь явилась первым сталеплавильным агрегатом, использованным для вакуумирования стали.

Вакуумная печь впервые применена Роном в 1920 г. Однако тогда она не получила распространения вследствие высокого остаточного давления (300...800 Па) и плохих технико-экономических показателей при отсутствии особых потребностей. Такая печь нашла применение лишь в лабораторной практике.

Развитие атомной энергетики в конце второй мировой войны и в послевоенные годы вызвало существенное улучшение вакуумной техники и создание вакуумных насосов, позволяющих получать остаточное давление 0,05...0,1 Па при достаточно высокой для промышленных насосов скорости откачки. Поэтому в 1945 - 1946 гг. в Она было построено несколько промышленных вакуумных индукционных печей. Однако значительное и весьма быстрое развитие вакуумная индукционная плавка получила в ряде стран в 1950 - 1951 гг. и в последующие годы в связи с развитием ракетной техники и реактивной авиации, требующих металл особой чистоты. В 1958 г. были установлены вакуумные индукционные печи с тиглями вместимостью 2,5 т, в 1961 г. - 6 т, в 1968 г. - 15 т, в 1978 г. - 25 т.

Потребность новых областей техники в металле особой чистоты и с особыми свойствами вызывала интенсивное развитие в послевоенные годы и другого вакуумного процесса — вакуумного дугового переплава в водоохлаждаемом кристаллизаторе, позволяющего получать не только весьма чистый металл, но и плотный слиток без выраженной зональной химической неоднородности. Вакуумным дуговым переплавом наплавляют слитки массой в десятки тонн (практически можно наплавлять слитки любого размера).

					13.03.02.2019.546 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Вакуумный дуговой переплав (ВДП) ведется при остаточном давлении 0,2...1,2 Па; такое давление является оптимальным с учетом дегазации металла и условий горения дуги. Дальнейшее понижение давления оказалось возможным при замене дугового нагрева металла нагревом электронным лучом, не требующим для своего прохождения ионизации газов. Это, а также возможность переплавлять самые тугоплавкие металлы (вольфрам, молибден и др.) и поддерживать жидкую ванну в вакууме любое время вызвали развитие плавки металлов электронным лучом, промышленное применение которой началось в конце 50-х годов.

Наряду с процессами плавки в вакууме были разработаны новые способы электроплавки в обычной атмосфере. Важное значение для развития сталеплавильного производства имеет разработанный в Институте электросварки им. Е. О. Патона АН Украины в 1952 - 1953 гг. способ электрошлакового переплава расходуемых электродов (ЭШП), который к настоящему времени наряду с ВДВ получил широкое применение в качественной металлургии. Высокое качество получаемого металла при небольших затратах и простоте производства обеспечили способу ЭШП быстрое распространение не только на отечественных заводах, но и во многих других странах.

В последние годы находит применение и плазменный переплав стали и тугоплавких металлов с получением слитка в водо-охлаждаемом кристаллизаторе. Переплав в этом случае ведется в инертной атмосфере аргона.

											Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						13.03.02.2019.546 ПЗ	16

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ

2.1 Расчет электрических нагрузок по ремонтно - механического цеха

Для оценки ожидаемых электрических нагрузок будем использовать метод упорядоченных диаграмм

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

$$P_p = \kappa_{pa} \cdot \sum \kappa_{uai} \cdot P_{номi} \quad (2.1)$$

$$Q_p = \kappa_{pp} \cdot \sum \kappa_{uai} \cdot P_{номi} \cdot \operatorname{tg} \phi, \quad (2.2)$$

где $\kappa_{иа}$ – коэффициент использования по активной мощности, характеризует степень использования установленной мощности за наиболее загруженную смену. Его значение для отдельных ЭП приводится в электро-технических

					13.03.02.2019.546 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

справочниках.

$$\operatorname{tg}\varphi = \operatorname{tg}(\arccos \varphi)$$

K_{pa} – расчетный коэффициент активной мощности; определяется по справочным материалам $K_{pa} = f(n_{\varepsilon}; K_{иа})$;

K_{pp} – расчетный коэффициент реактивной мощности:

$$K_p = f(n_{\varepsilon}; K_{иа}); \quad (2.3)$$

n_{ε} - эффективное число ЭП.

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

$$P_{cp} = K_{иа} \cdot P_{ном}, \quad (2.4)$$

где $K_{иа}$ – коэффициент использования по активной мощности, характеризует степень использования установленной мощности за наиболее загруженную смену. Его значение для отдельных ЭП приводится в электрических справочниках [2].

Средняя реактивная нагрузка за наиболее загруженную смену:

$$Q_{cp} = P_{ном} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (2.5)$$

где $\operatorname{tg}\varphi$ определяется из справочных данных.

Определение приведенного числа ЭП n_{ε} зависит от $K_{иа}$.

Если $K_{иа} < 0,2$, то

$$n_{\varepsilon} = \frac{P_{ном\Sigma}^2}{\sum n \cdot P_{ном}^2} = \frac{P_{ном\Sigma}^2}{\sum_{i=1}^m P_{номi}^2} \quad (2.6)$$

где $P_{ном\max}$ – максимальная мощность одного из электрориемников;

Полная расчетная нагрузка:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (2.7)$$

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (2.8)$$

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

Значения $\cos\varphi$ и $K_{на}$ определяются из справочных данных.

Значения величин $P_{ном}$, $P_{ср\Sigma}$ и $Q_{ср\Sigma}$ в итоговой строке таблицы 1 определяются суммированием величин в столбцах:

$$P_{ср\Sigma} = \sum_1^n P_{срi} \quad (2.9)$$

$$Q_{ср\Sigma} = \sum_1^n Q_{срi}$$

(2.10)

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

$$K_{иа\Sigma} = \frac{P_{ср\Sigma}}{P_{ном\Sigma}} \quad (2.11)$$

$$\operatorname{tg}\varphi_{\Sigma} = \frac{Q_{ср\Sigma}}{P_{ср\Sigma}} \quad (2.12)$$

В результате расчетов, произведенных по формулам (2.1) – (2.12) полученные данные сводим в таблицы 1 и 2.

В конце таблицы 1 приведен расчет электрических нагрузок по цеху.

Таблица 1 Расчет электрических нагрузок ремонтно-механического цеха

					13.03.02.2019.546 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

Исходные данные										Расчетные величины			
Итого										Средняя нагрузка			
логот	Рном прив. к дл.реж. ПВ=100% одного уч-ка	Кла	cos(φ)	tg(φ)	Рном, кВт		Рном, кВт		п,ф ЭП				
					4	5	9	10					
3	4	6	7	8	9	10	11	12					
3	4	6	7	8	9	10	11	12					
21,1	162,8	0,61	0,61	1,31	100,02	130,89	3930,54	6,74					
16	1,1	17,6	0,8	0,75	13,73	10,30	19,36						
6	2,4	14,4	0,8	0,75	11,23	8,42	34,56						
1	3,3	3,3	0,8	0,75	2,57	1,93	10,89						
2	3	6	0,8	0,75	4,68	3,51	18,00						
14	0,6	8,4	0,8	0,75	6,55	4,91	5,04						
3	7,5	22,5	0,1	0,75	2,25	1,69	168,75						
2	2,8	5,6	0,3	1,73	1,68	2,91	15,68						
2	10	20	0,6	0,62	12,00	7,44	200,00						
1	2,2	2,2	0,45	1,02	0,99	1,01	4,84						
2	3	6	0,6	1	3,60	0,00	18,00						
2	14	28	0,65	0,8	18,20	13,65	392,00						
51	49,9	134	0,58	0,81	77,49	55,77	887,12	20,24					

95	56,10	94,35	3425,00
3	4,20	3,15	18,00
10	32,00	24,00	400,00
2,8	5,60	5,71	31,36
5,3	2,12	3,67	56,18
21,1	100,02	130,89	3930,54
			6,74

9	18	0,17	0,65	1,17	3,06	3,58	162,00
14	28	0,17	0,65	1,17	4,76	5,57	392,00
9	27	0,17	0,65	1,17	4,59	5,37	243,00
6,9	13,8	0,17	0,65	1,17	2,35	2,74	95,22
14	28	0,17	0,65	1,17	4,76	5,57	392,00
4,5	13,5	0,17	0,65	1,17	2,30	2,68	60,75
50	100	0,17	0,65	1,17	17,00	19,88	5000,00
8,5	25,5	0,12	0,4	2,29	3,06	7,01	216,75
6,9	6,9	0,14	0,5	1,73	0,97	1,67	47,61
9	18	0,2	0,4	2,29	3,60	8,25	162,00
9	9	0,2	0,65	1,17	1,80	2,10	81,00
2,8	8,4	0,2	0,65	1,17	1,68	1,96	23,52
20	20	0,1	0,9	0,48	2,00	0,97	400,00
6,7	13,4	0,25	0,5	1,73	3,35	5,80	89,78

Таблица 2 Однофазные нагрузки.

ШП - 4)

14	5,0	70	0,80	0,80	0,80	0,75	56,00	42,00	350,00
2	1,6	3,2	0,50	0,70	1,02	1,02	1,60	1,63	5,12
3	0,6	1,8	0,55	0,80	0,75	0,75	0,99	0,74	1,08
2	13,0	26	0,80	1,00	0,00	0,00	20,80	0,00	338,00
1	2,2	2,2	0,50	0,70	1,02	1,02	1,10	1,12	4,84
4	10,0	40	0,64	0,75	0,88	0,88	25,60	22,58	400,00
4	24,0	96	0,60	1,00	0,00	0,00	57,60	0,00	2304,00
2	17,0	34	0,80	0,80	0,75	0,75	27,20	20,40	578,00
1	17,0	17	0,35	0,55	1,52	1,52	5,95	9,03	289,00
24	7,5	180	0,80	0,80	0,75	0,75	144,00	108,00	1350,00
57	97,9	470,2	0,72	0,86	0,60	0,60	340,84	205,51	5620,04
									39,34
									1,00

5)

2	3	6	0,4	0,50	1,73	1,73	2,40	4,16	18,00
4	7,3	29,2	0,14	0,50	1,73	1,73	4,09	7,08	213,16
1	18	18	0,6	0,85	0,62	0,62	10,80	6,69	324,00
2	16	32	0,6	0,85	0,62	0,62	19,20	11,90	512,00
1	4	4	0,6	0,85	0,62	0,62	2,40	1,49	16,00
3	2,2	6,6	0,65	0,80	0,75	0,75	4,29	3,22	14,52
2	3	6	0,6	1,00	0,00	0,00	3,60	0,00	18,00
1	34,5	34,5	0,2	0,50	1,73	1,73	6,90	11,95	1190,25
2	7,5	15	0,7	0,80	0,75	0,75	10,50	7,88	112,50
2	18	36	0,8	0,80	0,75	0,75	28,80	21,60	648,00

Полная расчетная низковольтная нагрузка цеха S_p .

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

Следующим этапом расчетов следует вычислить коэффициенты $K_{иа}$, $tg\varphi$ и $cos\varphi$ по формулам (2.16), (2.17), (2.18). Приведенное число электроприемников находится по выражениям (2.6) или (2.7).

$$K_{иа} = \frac{P_{cp}}{P_{ном}} \quad (2.16)$$

$$tg\varphi = \frac{Q_{cp}}{P_{cp}} \quad (2.17)$$

$$cos\varphi = arctg \varphi \quad (2.18)$$

В конце таблицы строка «Предприятие», в ней указываются суммарные данные по низковольтным электроприемникам: номинальная активная мощность, расчетные и средние активные и реактивные нагрузки, и среднее для всего предприятия значения коэффициентов.

Полученные данные представлены в таблицу 3.

Полученные данные по отдельным цехам в последующем применяются при выборе мощности и числа цеховых понижающих трансформаторов. С учетом потерь мощности в указанных трансформаторах для расчета питающих линий. Полученные расчетные данные по предприятию в целом с учетом потерь мощности в цеховых трансформаторах применяются при выборе трансформаторов главной понизительной подстанции (ГПП) и расчете схемы внешнего электроснабжения.

Таблица 3 Расчет электрических нагрузок по предприятию.

№ п/п	cos(φ)	tg(φ)	P, кВт	Q, кВар	Kра	P, кВт	Q, кВар	Крв	Р, кВт	Qр, кВар	Fl, м²	Руд.осв., кВт/м²	cos(φ)осв	tg(φ)осв	Косв.	Р.осв., кВт	Qр.осв., кВт
Низковольтная нагрузка (0,4 кВ)																	
52	0,70	1,02	666,73	680,20	0,8	500,05	510,15	0,85	500,05	510,15	5535	0,015	0,7	1	0,85	70,57	72
54	0,6	1,33	748,00	997,33	0,75	561,00	748,00	0,85	561,00	748,00	2014	0,015	0,7	1	0,85	25,68	26
65	0,8	0,75	3685,50	2764,13	0,80	2948,40	2211,30	0,85	2948,40	2211,30	5472	0,015	0,7	1	0,85	69,77	71
65	0,8	0,88	2260,00	1993,13	0,80	1808,00	1594,51	0,85	1808,00	1594,51	12690	0,015	0,7	1	0,85	161,80	16
65	0,8	0,88	1040,00	917,19	1,00	1040,00	917,19	0,85	1040,00	917,19	1140	0,015	0,7	1	0,85	14,54	14
75	0,8	0,75	750,00	562,50	0,80	600,00	450,00	0,85	600,00	450,00	2774	0,015	0,7	1	0,85	35,37	36
75	0,8	0,75	150,00	112,50	1,00	150,00	112,50	0,85	150,00	112,50	2106	0,015	0,7	1	0,85	26,85	27
35	0,7	1,17	63,00	73,66	1,06	66,78	78,07	0,85	66,78	78,07	3510	0,015	0,7	1	0,85	44,75	46
63	0,8	0,75	45,00	33,75	1,00	45,00	33,75	0,85	45,00	33,75	1320	0,015	0,7	1	0,85	16,83	17
											148764	0,002	0,7	1	1,00	297,53	30
			9408,23	8134,39		7719,23	6655,48	0,87	7719,23	6655,48	185325,00					763,68	77

Таблица 3 Расчет высоковольтных электрических нагрузок по предприятию.

Высоковольтная нагрузка (10 кВ)			
9600	1	12800	9600
3600	1	4800	3600
720	1	960	720
3099,6615	1	6400	3099,66
17019,661		24960	17019,7
325154,05			

Производим расчет нагрузки по предприятию.

Ее найдем по формуле:

$$P_p = P_p^V = K_{OM} \cdot \left[\sum_{i=1}^m P_{Pi}^{III} + \sum_{i=1}^N k_{IIai} \cdot P_{НОМi} + \sum_{i=1}^M P_{Pi}^{IV} + \sum_{i=1}^L \Delta P_{Ti} \right] + \sum_{i=1}^n P_{p.OCBi}; \quad (2.19)$$

Где М-число промежуточных РУ, L-число трансформаторов силовых и технологических.

Найдем расчётную нагрузку освещения территория предприятия.

$$F_{тер.} = F_{тер.пол.} - \sum_1^y F_{Ци} = 148764.M^2; \quad (2.20)$$

$$P_{р.осв.тер} = P_{уд.осв.тер.} \cdot F_{тер.} \cdot K_{осв.тер.} = 0,002 \cdot 148764 \cdot 1 = 297,53кВт; \quad (2.21)$$

Коэффициент одновременности максимумов $K_{ом}$ характеризующий степень совпадения максимумов нагрузок отдельных групп электроприемников во времени зависит от m – числа групп электроприемников для них производится оценка расчётных нагрузок и активного коэффициента использования этих электроприемников $K_{иа}$.

$$m = m_1 + n = 9 + 4 = 13; \quad (2.22)$$

где m_1 – число подразделений предприятия на которых производится оценка расчётной нагрузки на стороне напряжения до 1000В – это число цехов предприятия. Их 8.

n – число высоковольтных электроприемников, которые непосредственно питаются от рассматриваемого узла СЭС.

$$K_{иа} = \frac{P_{ср.н/в} + P_{ср.в/в}}{\sum P_{ном.н/в} + \sum P_{ном.в/в}} = \frac{9408,23 + 8094,915}{16477 + 14400} = 0,567; \quad (2.23)$$

По таблице $K_{ом} = f(m, K_{иа})$ нахожу коэффициент одновременности максимумов: при $K_{иа} > 0,5$ $K_{ом} = 0,9$, тогда:

$$P_p^V = 0,9 \cdot [7719,23 + 24960] + 297,53 = 29220,08кВт. \quad (2.24)$$

2.3 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия

Картограмма нагрузок представлена размещением на генеральном плане предприятия окружностями, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади кругов пропорциональны расчетным активным нагрузкам. Каждый круг делится на сектора, площади которых пропорциональны расчетным активным нагрузкам электроприемников напряжением до 1000 В,

электроприемников напряжением выше 1000 В, и электрического освещения. При этом радиус окружности и углы секторов для каждого цеха соответственно определяются по формуле:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{p\Sigma}}{\pi \cdot m}} \quad (2.25)$$

где P_{pi} , P_{pni} , P_{poi} – расчетные активные нагрузки соответственно всего цеха, электроприемников напряжением до 1000 В, электроприемников напряжением выше 1000 В, и электрического освещения, кВт;

m – масштаб площадей картограммы нагрузок, кВт·м².

Масштаб находим из условия, что радиус окружности, соответствующей минимальной расчетной нагрузке, был 1 мм

$$m = \frac{P_{\min.p}}{\pi \cdot R_{\min}^2} \quad (2.26)$$

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

R_{\min} – минимальный радиус, $R_{\min} = 1,5$ мм.

Углы секторов для каждого цеха определяются по формулам:

$$\alpha_{ni} = 360 \cdot \frac{P_{p.ni}}{P_{pi}}; \quad \alpha_{оsvi} = 360 \cdot \frac{P_{p.осvi}}{P_{pi}} \quad (2.27)$$

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

$$x_o = \frac{\sum_1^n P_p \cdot x_i}{\sum_1^n P_{pi}} \quad (2.28)$$

$$y_o = \frac{\sum_1^n P_p \cdot y_i}{\sum_1^n P_{pi}} \quad (2.29)$$

где x_i , y_i – координаты центра i -го цеха на плане предприятия, но так как с учетом того, что центр получился внутри цеха, мы смещаем ГПП в сторону

источника питания – подстанции энергосистемы (влево).

При выборе местоположения ГПП, 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.

Таблица 4 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия.

нагрузки,	Рр, кВт	Рр.нв, кВт	Рр.вв, кВт	Рр.осв, кВт	Х, м	У, м	т
9)	571	500,05	0	70,57	449,67	39,45	0,79
	587	561,00	0	25,68	178,73	166,85	0,79
	20618	2948,40	17600	69,77	277,23	166,85	0,79
	1970	1808,00	0	161,80	287,23	124,35	0,79
	1055	1040,00	0	14,54	240,54	325,78	0,79
металла (5)	1595	600,00	960	35,37	385,73	166,85	0,79
	6577	150,00	6400	26,85	209,58	35,20	0,79
	112	66,78	0	44,75	280,15	263,87	0,79
мплекс (8)	62	45,00	0	16,83	97,97	35,07	0,79
	33145	7719,23	24960	466,15			
					268,43	141,15	

3 ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОСТАНЦИЙ ПРЕДПРИЯТИЯ

Цеховые трансформаторные подстанции (ТП) предназначены для снижения напряжения до 0,4кВ, на которое подключается большинство электроприемников на предприятии. Они состоят из трансформаторов и комплектных распределительных устройств (РУ).

Выбор цеховых ТП сводится к решению нескольких задач:

- поиск числа трансформатор на ТП;
- поиск единичной мощности трансформаторов;
- поиск типа трансформаторов;
- определение мощности конденсаторных батарей на ТП;
- выбор местоположения ТП.

Произведем расчет числа трансформаторов на каждой из цеховых ТП.

Из справочной литературы определим максимально допустимый период в перерыве электроснабжения оборудования т.е. найдем категории надёжности электроснабжения цехов. Минимальное число трансформаторов по условиям надёжности ($N_{\text{тmin}}^H$) равно 2 для первой группы, для второй группы - 2 и допускается один трансформатор при наличии резервной перемычки на напряжение 0,4кВ, для третьей группы допускается установка 1-го трансформатора.

После произведем расчет плотности цеховой нагрузки:

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

и по ней из справочных данных находим единичную мощность $S_{\text{эт.}}$, она учитывает экономическую целесообразность установки большего числа цеховых трансформаторов при маленькой плотности нагрузки, что сокращает длину питающих цеховой сети и потери в ней.

В таблице 5 представлены экономически целесообразная мощность трансформаторов в трансформаторной подстанции.

Таблица 5 Экономически целесообразная мощность трансформатора в ТП.

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

Минимальное экономически выгодное число трансформаторов определяется по формуле:

$$N_{\min}^{\text{эк}} = \frac{S_p}{K_{з.т.доп} \cdot S_{эм}} + \Delta N_T; \quad (3.2)$$

где P_p – расчётная активная нагрузка цеха;

$K_{з.т.доп}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформатора в период максимума цеховой нагрузки, зависит от категории надёжности электроснабжения цеха (0,95 для трансформаторов питающих потребители 3-ей категории, 0,85 для трансформаторов питающих потребители 2-ой категории и 0,7 для трансформаторов питающих потребители 1-ой категории);

ΔN_T – добавка до целого числа;

Минимальное число трансформаторов в цехе определяется, как максимум из числа трансформаторов по условиям надёжности и по экономической целесообразности:

$$N_{m \min} = \max(N_{m \min}^{\text{эк}}, N_{m \min}^{\text{н}}); \quad (3.3)$$

Оптимальное число трансформаторов в цехе определяем по формуле:

$$N_m^{\text{опт}} = N_{m \min} + m; \quad (3.4)$$

где m -добавка до оптимального числа, $m=f(N_{\text{тmin}}, K_{зтдоп}, \Delta N_T)$, берется из справочной литературы;

Единичная мощность трансформаторов находится по формуле:

$$S_{\text{номт}} \geq \frac{P_p}{K_{з.т.доп} \cdot N_m^{\text{опт}}}; \quad (3.5)$$

Тип трансформаторов устанавливаемых на ТП зависит от условий эксплуатации. Для установки выбираю трансформаторы ТМЗ, в них расширитель заменён азотной подушкой, более пожаро-безопасные, чем масляные. Дешевле, чем сухие и литые.

Чтобы уменьшить загрузку цеховых трансформаторов и уменьшить потери энергии в элементах СЭС устанавливают компенсационные устройства(конденсаторные батареи).

Найдём мощности компенсирующих устройств на каждой ТП. Q_{1p} – предельная реактивная мощности, которую сможет пропустить выбранный трансформатор не перегрузившись в нормальном режиме:

$$Q_{1p} = \sqrt{(N_m \cdot K_{з.т.доп.} \cdot S_{ном.т.})^2 - P_p^2}; \quad (3.6)$$

Q_1 – реальная реактивная мощность проходящая через трансформатор в период максимума нагрузки:

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{1p}, & \text{если } Q_{1p} < Q_p; \\ Q_p, & \text{если } Q_{1p} \geq Q_p; \end{cases} \quad (3.7)$$

Мощность компенсирующих устройств $Q_{ку}$ найдём по формуле:

$$Q_{ку} = Q_p - Q_1; \quad (3.8)$$

Затем находим реальные коэффициенты загрузки трансформаторов на ТП:

$$K_{з.тр.норм.} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{S_{номт.} \cdot N_m^{номт.}}; \quad (3.9)$$

Коэффициенты послеаварийной загрузки трансформаторов зависят от типа трансформаторов. Для ТМЗ $K_{з.т.п/ав}=1,4$ (в цехах второй и третьей группы часть потребителей в послеаварийном режиме отключают чтобы не перегрузить трансформатор). в таком режиме трансформатор может работать только по 6 часов 5 суток подряд.

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

Потери активной мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_m = N \cdot (\Delta P_{хх} + K_{з.норм.}^2 \cdot \Delta P_{кз}), \quad (3.10)$$

где N – число ТП в цехе;

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

$\Delta P_{хх}$ – потери холостого хода в трансформаторе;

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

Потери реактивной мощности в трансформаторах:

					13.03.02.2019.546 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

$$\Delta Q_m = N \cdot \left(\frac{I_{xx}}{100\%} \cdot S_{н.т} + K_{з.норм}^2 \cdot \frac{U_{кз}}{100\%} \cdot S_{н.т} \right) \quad (3.11)$$

где I_{xx} – ток холостого хода;

$U_{кз}$ – напряжение короткого замыкания;

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

Освещение территории предприятия производим с ближайших цеховых ТП.

Это возможно благодаря тому, что мощность освещения невелика и оно включается вечером, когда часть оборудования уже отключено.

Результаты расчета потерь мощности в цеховых трансформаторах сведем в таблицу 6.

Таблица 6 Расчет потерь в цеховых										
№ П/ст	Тип ТР-	Sном,кВА	Nт опт	Kзт норм.	P _{xx} , кВт	P _{кз} ,кВт	I _{xx} , %	U _{кз} , %	ΔP _{тр} , кВт	ΔQ _{тр} кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ТМ	400	2	0,79	1,15	4,3	2,1	4,5	7,67	39,27
2	ТМ	1250	2	0,61	2,22	13,3	1,1	4,8	28,75	145,8
3	ТМ	1250	2	0,61	2,22	13,3	1,1	4,8	28,75	145,8
4	ТМ	1250	2	0,70	2,22	13,3	1,1	4,8	17,52	87,05
5	ТМ	630	2	0,58	1,31	7,6	2	5,5	7,73	48,51
6	ТМ	630	2	0,70	24	7,6	2	5,5	55,45	59,16
7	ТМ	400	2	0,55	7,6	4,3	2,1	4,5	17,80	27,69
Итого		5810							163,6	553,2

Таблица № 7

№	Наименование цехов и подразделений	Кат-ия	Нгтmin над	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	F _ц , м ²	σ, кВА/м ²	S _{эт}	Тип тр-ра	K з.доп	N _{гmin} ε	ΔNг	Nгmin	ε	Nг опт	S _{ном тр-ра}	Nгп/ст	Q _{дp} , квар	Q _{д1} , квар	Q _{кy} , квар	K _{эт норм.}	K _{эт п.авар.}	L<15000/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	0,64	0,36	1	1	2	400	1	560,0	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	2,63	0,37	3	1	4	1250	2,3	1885,	829,24	0,0	0,61	0,82	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	1,94	0,06	2	1	2	1250	4	435,2	435,29	959,9	0,70	1,40	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	0,60	0,40	1	1	2	630	5	567,7	281,25	0,0	0,58	1,16	21	ТП	4	155,4	117,9
4	Бункерная эстакада	2	2	728,00	642,04	988,39	1198	0,83																			98,6	115,6
	итого	2	2	728,00	642,04	988,39		0,83	2500	ТМЗ	0,7	0,42	0,58	1	1	2	630	6	497,9	497,94	144,1	0,70	1,40	15	ТП	5	67,0	50,2
6	Газоочистка	1	2	105,00	78,75	161,57	2028	0,08																93	НРП	1	298,4	242,6
	итого	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	НРП		97,3	93,6
7	Мастерские	2	2	37,80	44,19	105,63	3249	0,03																142	НРП	2	36,8	374,6
	итого	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	НРП		173,3	199,6
8	Административно-бытовой комплекс	3	1	31,50	23,63	60,92	1440	0,04																			41,1	441
	итого	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	НРП	3	74,2	202,7
9	Ремонтно-механический цех	2	2	340,45	401,73	555,96	5472	0,10																			167	516
	итого	2	2	340,45	401,73	555,96		0,10	800	ТМЗ	0,7	0,61	0,39	1	1	2	400	7	280,00	280,00	121,7	0,55	1,10	27	ТП	6	144,3	485,7

13.03.02.2019.546 ПЗ

4 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ, СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП ПРЕДПРИЯТИЯ

Величина напряжения питания главной понизительной подстанции предприятия определяется наличием конкретных источников питания, уровнями напряжения на них, расстоянием от ГПП до этих источников, возможность сооружения воздушных линий для передачи электроэнергии и другими факторами. [4]

Величину рационального напряжения питания ГПП можно оценить по приближенной формуле Стилла [4]:

$$U_{\text{рац}} = 4,34\sqrt{l_{\text{л}} + 16 \cdot P_{\text{р.п.}}} = 4,34\sqrt{3 + 0.016 \cdot 29708,83} = 95,4\text{кВ} \quad (4.1)$$

где $l_{\text{л}}$ – длина питающей ГПП линии, км;

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

Сборные шины 6-10 кВ ГПП относятся к системе пятого уровня, тогда по методу упорядоченных диаграмм расчетная активная нагрузка предприятия определяется по формуле:

$$P_{\text{р.п.}} = (P_{\text{р.н}} + P_{\text{р.в}} + \Delta P_{\text{тс}}) \cdot k_{\text{ом}} + P_{\text{р.о}} \quad (4.2)$$

где $P_{\text{р.н}}$ – суммарная расчетная активная мощность узлов системы электроснабжения, непосредственно питающихся от сборных шин низшего напряжения ГПП, кВт;

$P_{\text{р.в}}$ – сумма расчетных активных высоковольтных электроприемников, создаваемая высоковольтными синхронными, асинхронными электродвигателями, преобразовательными подстанциями и т. д.;

$P_{\text{р.о}}$ – расчетная активная нагрузка освещения предприятия, включающая внутрицеховое и наружное освещение;

$\Delta P_{\text{тс}}$ – суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					33

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

κ_{OM} – коэффициент одновременности максимумов является функцией числа присоединений к сборным шинам ГПП n и средневзвешенного коэффициента использования по предприятию $\kappa_{ИА}$ и приводится в РТМ 36.18.32.4-92. $\kappa_{OM} = 0,9$.

$\kappa_{OM} = f(m, \kappa_{ia})$, где m – число групп электроприемников, для каждой из которых найдены расчетные нагрузки.

$$P_{P.Л.} = (7346 + 24960 + 163,67) \cdot 0,9 + 808,63 = 30031,33 \text{ кВт}$$

Величина рационального напряжения:

$$U_{рац} = 4,34 \sqrt{l_{л.} + 16 \cdot P_{P.Л.}} = 4,34 \sqrt{3 + 0,016 \cdot 29708,83} = 95,4 \text{ кВ}$$

Для сравнения принимаем два варианта внешнего электроснабжения с напряжениями $U_1 = 110 \text{ кВ}$ и $U_2 = 220 \text{ кВ}$.

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

$$S_{PT.ГПП} = \sqrt{P_P^2 + (Q_{э.с.} - \Delta Q_{ГПП})^2} \quad (4.3)$$

где $tg\varphi_i$ – коэффициент реактивной мощности, $tg\varphi_{110} = 0,31$, $tg\varphi_{220} = 0,42$ (методические указания)

$$Q_{э.с.i} = P_{P.Л.} \cdot tg\varphi_i \quad (4.4)$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП:

$$\Delta Q_{ГПП} = 0,07 \cdot \sqrt{P_{P.Л.}^2 + Q_{э.с.}^2} \quad (4.5)$$

Мощность трансформаторов ГПП определяется из соотношений:

$$S_T = \frac{S_{P.Л.}}{n \cdot K_{зт.норм}} \quad (4.6)$$

где $n = 2$ – число трансформаторов ГПП;

$\kappa_{зт.норм} = 0,7$ – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме, находится из условия резервирования.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Сделаем расчет по выражениям (4.3) - (4.6) и полученные результаты занесем в таблицу.

Таблица 8

Напряжение, кВ	t_{gv}	Qэс, квар	$\Delta Q_{тгпп}$, квар	S _{рп} , кВА
110	0,31	9301,68	2751,49	36555,64
220	0,42	12602,2	2278,12	31731,93

Полученные результаты занесем в таблицу 9. 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 электроприемников. имеются мощные дугосталлеплавильные печи (ДСП), на ГПП принимаем тр-ры ТРДНМ-63000/100000-У1 из-за ударных толчков нагрузки.

Таблица 9 – Расчетные и справочные данные для трансформаторов ГПП.

Напряжение, кВ	110	220
Экономически целесообразная реактивная мощность QЭ.С, квар	9301,68	12602,29
Полная расчетная нагрузка S _{р.п.} , кВА	36555,64	31731,93
Мощность трансформаторов ГПП S _{т.} , кВА	26111,17	22665,67
Тип трансформаторов на ГПП	ТРДНМ-63000/100000- У1	ТРДН-63000/220-У1
Номинальная мощность трансформатора S _{н.т.} , кВА	63000	63000
Напряжение на высокой стороне U _{ВН} , кВ	115	230
Напряжение на низкой стороне U _{НН} , кВ	10,5	11
Потери холостого хода $\Delta P_{ХХ}$, кВт	57	54
Потери короткого замыкания $\Delta P_{КЗ}$, кВт	250	220
Напряжение короткого замыкания U _{КЗ} , %	10.5	12,5
Ток холостого хода, %	0,5	0,5

На ГПП устанавливаем 2 силовых трансформатора. В случае правильного выбора мощности трансформаторов обеспечивается надежное электроснабжение потребителей даже при аварийном отключении одного из них.

Мощность трансформаторов ГПП определяется по формуле:

$$S_{T,i} = \frac{S_{P,П.и}}{n \cdot k_{зм.дон}}$$

где $n = 2$ – число трансформаторов ГПП;

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

$$S_T = \frac{S_{ПП}}{n \cdot K_{ЗТ.НОРМ}} = \frac{36555,64}{2 \cdot 0,7} = 26111,17 \text{кВА};$$

Принимаем трансформатор ТРДНМ-63000/100000-У1.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

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 Потери электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП

Потери активной мощности в трансформаторах определяем по формуле:

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

где $n = 2$ - число трансформаторов ГПП;

ΔP_{xx} - потери х. х., 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:

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

где I_{xx} - ток х.х. трансформаторах, %;

U_k - напряжение короткого замыкания, %.

$$\Delta Q_{T110} = 2 \cdot \left(\frac{0,5}{100} \cdot 63000 + 0,29^2 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot 63000 \right) = 1742,643 \text{ квар}$$

Потери электроэнергии в трансформаторах:

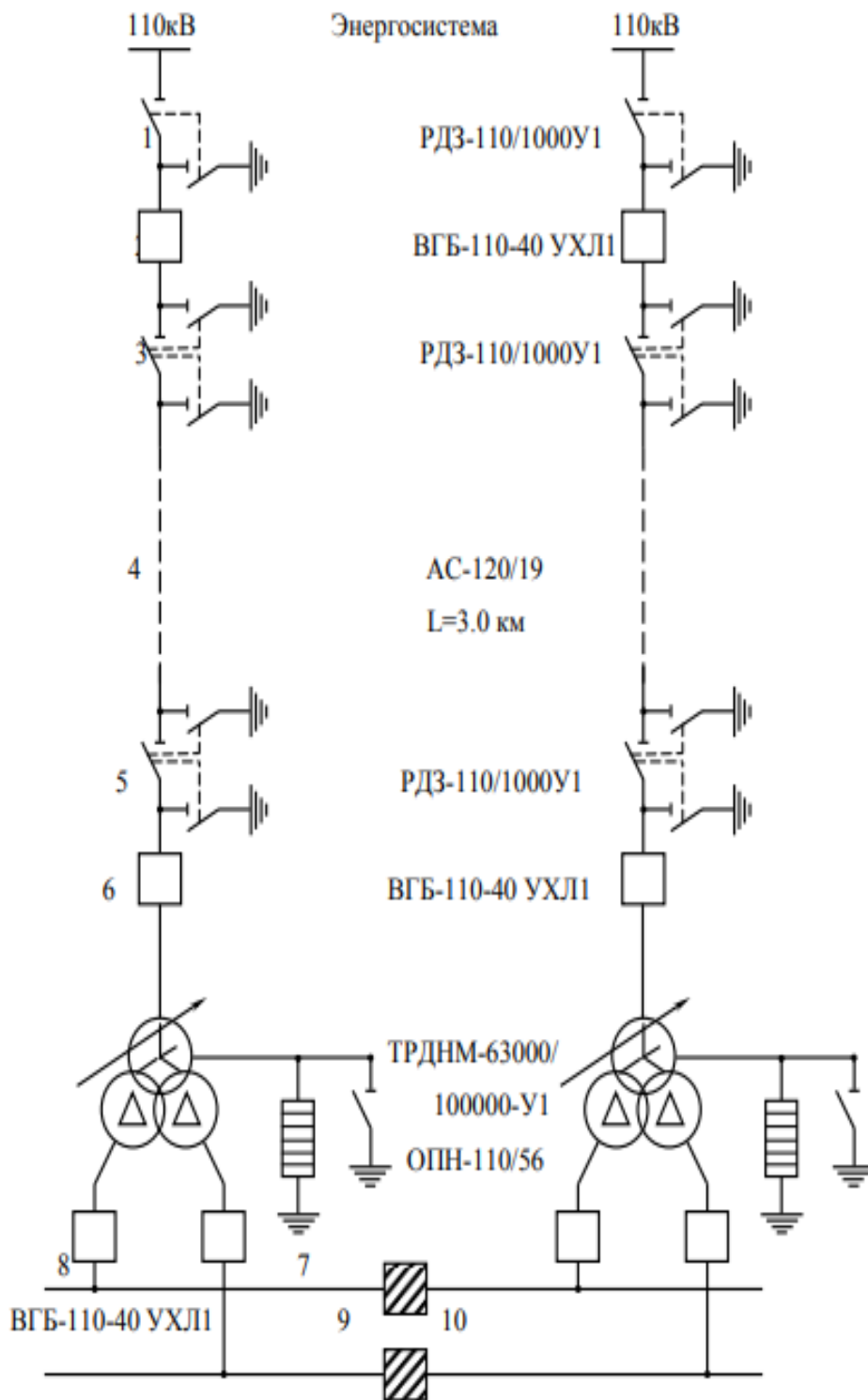
$$\Delta A_T = n \cdot (\Delta P_{xx} \cdot T_T + k_{3.н.}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau), \quad (5.3)$$

где τ - годовое число часов максимальных потерь;

$T_T = 8760$ ч – число часов в году;

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

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



5.1 Вариант схемы внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 110 кВ.

5.1.2 Расчет ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия

$$S_{\text{р.п.}} = \sqrt{(P_{\text{р.п.}} + \Delta P_{\text{т}})^2 + Q_{\text{эс}}^2} \quad (5.5)$$

					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	38

$$S_{PII} = \sqrt{(30005,45 + 156,5)^2 + 9301,68^2} = 39463,18 \text{ кВА}$$

Расчетный ток одной цепи линии:

$$I_{\text{р.л.}} = \frac{S_{\text{р.л.}}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{\text{ном}}} \quad (5.6)$$

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

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

$$I_{\text{п}} = 2 \cdot I_{\text{р.л.}} \quad (5.7)$$

$$I_{\text{п.110}} = 2 \cdot 103,56 = 207,12 \text{ А}$$

Сечение проводов находим по экономической плотности тока $j_3 = 1,1$

$$F_3 = \frac{I_{\text{р.л.}}}{j_3} \quad (5.8)$$

$$F_{3.110} = \frac{103,56}{1,1} = 94,14 \text{ мм}^2$$

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

Потери активной энергии за год в проводах линии:

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

$$\Delta A_{\text{т.110}} = 2 \cdot (57 \cdot 8760 + 0,29^2 \cdot 250 \cdot 7035) = 1294461 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

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

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

Найдем токи трехфазных 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.

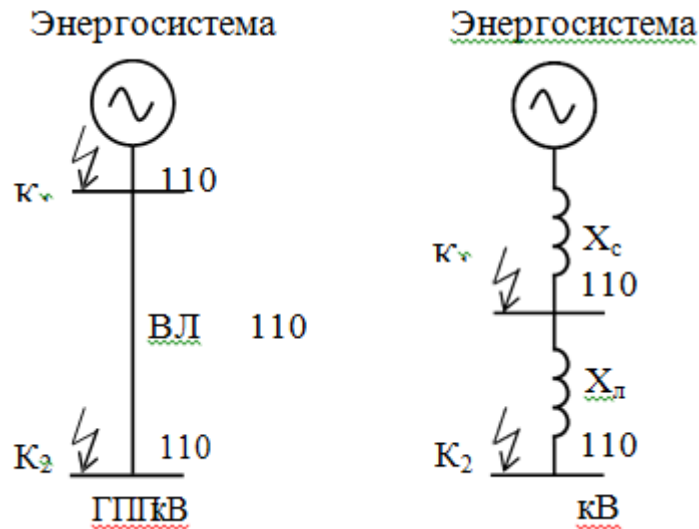


Рис 5.2 Схема Расчета токов КЗ

Сопротивление системы:

$$x_c = x_1 = \frac{S_6}{S_k} \quad (5.10)$$

$$X_c = X_1 = \frac{1000}{3500} = 0,28 \text{ o.e.}$$

Сопротивление воздушной линии 110 кВ:

$$x_{вл} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_6}{U_6^2}, \quad (5.11)$$

$$X_{вл} = \frac{0,427 \cdot 3 \cdot 1000}{115^2} = 0,09 \text{ o.e.}$$

Ток короткого замыкания в точке K_1 :

$$I_{к1} = I_{пт1} = I_{п01} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot x_1} \quad (5.12)$$

$$I_{к1} = I_{пт1} = I_{п01} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,28} = 17,93 \text{ кА}$$

где $K_y=1,8$ – ударный коэффициент.

$$I_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 17,93 = 45,64 \text{ кА}$$

Ток короткого замыкания в точке K_2 :

$$I_{к2} = I_{пт2} = I_{п02} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot (x_1 + x_{вл})}, \quad (5.13)$$

$$I_{к2} = I_{п2} = I_{п02} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (0,28 + 0,09)} = 13,57 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$K_u = 1,8$ – ударный коэффициент.

$$I_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 13,57 = 34,54 \text{ кА}$$

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

Проверка и выбор выключателей находится 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 тяжелом рабочем режиме

- в) току электродинамической стойкости:

$$i_{уд.сети} < i_{дин.доп};$$

- г) току отключения:

периодическая составляющая $I_{пк1} < I_{отк}$;

апериодическая составляющая

$$i_{а,τ} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot e^{-\frac{τ}{T_a}}, \quad (5.14)$$

где B_n – процентное содержание апериодической составляющей в токе короткого замыкания;

- д) импульс квадратичного тока (термической стойкости):

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (5.15)$$

где $t_{р.з.}$ – Основное время сработки релейной защиты; $t_{о.в.}$ – собственное время отключения выключателя;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Допустим к установке на системной подстанции и на ГПП одностипные элегазовые выключатели ВГБ-110-40 УХЛ1 с встроенными трансформаторами тока.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Таблица 10 – Выключатель ВГБ-110-40 УХЛ1 со 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 измерений	Для защиты
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 утяжеленного режима найдем по условиям работы на ГПП одного трансформатора с перегрузкой 40%:

$$I_{\text{раб. утяж}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 462,94 \text{ А} \quad (5.16)$$

Ток трехфазного КЗ в точке K_1 равен 17,93кА, ударный ток КЗ 45,64 кА.

Тепловой импульс при КЗ в точке K_2 равен:

$$B_k = 13,57^2 \cdot (0,035 + 0,7 + 0,01) = 137,18 \text{ кА}^2 \quad (5.17)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в точке K_2 :

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 17,93 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,05}} = 10,14 \text{ кА} \quad (5.18)$$

Апериодическая составляющая на которую рассчитан выключатель:

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{отк,ном}, \quad (5.19)$$

$$\text{Термическая стойкость выключателя: } 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \text{с} \quad (5.20)$$

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

Таблица 11 Параметры выбранного выключателя, разъединителя и сети

Расчетные данные	Каталожные данные	
Сеть	Выключатель элегазовой баковый ВГБ-110-40 УХЛ1	Разъединитель РДЗ-110/1000У1
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$ $I_{раб.утяж.} = 462,94 \text{ А}$ $I_n = 13,57 \text{ кА}$ $i_a = 10,14 \text{ кА}$ $i_{yl} = 45,64 \text{ кА}$ $V_k = 137,18 \text{ кА}^2$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 2000 \text{ А}$ $I_{откл} = 40 \text{ кА}$ $i_{a,ном} = 22,6 \text{ кА}$ $i_{дин} = 100 \text{ кА}$ $I_{терМ}^2 t_{терМ} = 4800 \text{ кА}^2 \text{с}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ $I_{откл} -$ $i_{a,ном} - i_{дин} = 100 \text{ кА}$ $I_{терМ}^2 t_{терМ} = 1890 \text{ кА}^2 \text{с}$

На вводе ГПП выключатель и разъединитель выбираем такие же, что приведены в таблице 13.

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

В нейтраль трансформаторов ставим 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:

$$Z = \sum_i^n E_i \cdot k_i + C_3 \quad (5.21)$$

где E_i - ежегодные отчисления на капитальных вложений;

K_i - сумма капитальных затрат;

C_3 - стоимость годовых потерь электроэнергии;

У - ущерб от перерывов электроснабжения, определяется для вариантов, неравноценных по надежности. Для учебного проектирования рассматриваются равно

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

надёжные варианты и показатель У, таким образом, из расчетов исключается.

Стоимость потерь электроэнергии по двух ставочному тарифу:

$$C_3 = (\Delta A_T + \Delta A_{II}) \cdot C'_0, \quad (5.22)$$

$$C'_0 = \delta \left(\frac{\alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right) \quad (5.23)$$

C^1 - удельная стоимость потерь электроэнергии;

α - основная ставка тарифа, руб./кВт год;

β - стоимость одного кВт час электроэнергии, руб./кВт час;

δ - поправочный коэффициент. (1,03...1,05 - для сетей напряжением 110 кВ)

$$C'_0 = 1,04 \cdot \left(\frac{1226,5 \cdot 12}{7035} + 1,295 \right) = 3,38 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

$$C_3 = (1294461,75 + 338158) \cdot 3,38 = 5518254,74 \text{ руб.год}$$

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 ₀ тыс.руб.
1	ТРДНМ 63000/100 000-У1	шт.	2	28500	57000	0,193	11001	1294461,75	4012
2	Двух цепная линия АС-120/19, 110 кВ	км	3	4505	13515	0,152	2054,2	338158	1048
3	Выключатель ВГБ-110- 40	шт.	4	4815	19260	0,193	3717,1		
4	Разъединитель РНДЗ-	пол юс	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
--------------------	--	--	--	---------	--	----------	--	------

Стоимость единицы оборудования принята согласно «Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК» /20 стр.26/

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

Рассмотрим вариант схемы внешнего электроснабжения на напряжении 220 кВ и сравним его технико-экономические показатели с вариантом электроснабжения на напряжении 110 кВ.

Схема внешнего электроснабжения предприятия аналогична схеме, рассмотренной в варианте с внешним питанием на напряжении 110 кВ.

Потери мощности в трансформаторах определяются по формулам:

$$\Delta P_T = n \cdot (\Delta P_{XX} + K_{ЗТ.НОРМ}^2 \cdot \Delta P_{КЗ}) = 2 \cdot (54 + 0,25^2 \cdot 220) = 136,78 \text{ кВт}; \quad (5.24)$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_T &= n \cdot \left(\frac{I_{XX}}{100} \cdot S_{НОМ.Т} + K_{ЗТ.НОРМ}^2 \cdot \frac{U_{КЗ}}{100} \cdot S_{НОМ.Т} \right) = \\ &= 2 \cdot \left(\frac{0,5}{100} \cdot 63000 + 0,25^2 \cdot \frac{12,5}{100} \cdot 63000 \right) = 1660,07 \text{ кВАР}. \end{aligned} \quad (5.25)$$

Потери электроэнергии в трансформаторах определяются по формуле:

$$\Delta A_T = n \cdot (\Delta P_{XX} \cdot T_T + K_{ЗТ.НОМ}^2 \cdot \Delta P_{КЗ} \cdot \tau), \quad (5.26)$$

где T_T – годовое число часов работы предприятия;

τ – годовое число часов максимальных потерь, вычисляется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot T_T = \left(0,124 + \frac{7000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 5947,83 \text{ ч / год}, \quad (5.27)$$

где T_M – годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки.

$$\Delta A_T = 2 \cdot (54 \cdot 8760 + 0,25^2 \cdot 220 \cdot 5947,83) = 1117237,65 \text{ кВт} \cdot \text{ч / год}.$$

2) Выберем сечение ЛЭП и определим потери:

Нагрузка в начале линии определяется по формуле:

$$S_{P,Л} = \sqrt{(P_P^{IV} + \Delta P_T)^2 + Q_{ЭС}^2} = \sqrt{(30005,45 + 136,78)^2 + 12602,2^2} = 32670,62 \text{ кВА}. \quad (5.28)$$

								Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				45

Расчётный ток линии одной цепи напряжением 220 кВ рассчитывается:

$$I_{P.L} = \frac{S_{P.L}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{НОМ}} = \frac{32670,62}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 42,92 A. \quad (5.29)$$

Ток в послеаварийном режиме находим по выражению:

$$I_{П/А} = 2 \cdot I_{P.L} = 2 \cdot 42,92 = 85,84 A. \quad (5.30)$$

Сечение проводов линии рассчитываем по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{P.L}}{j_{\text{э}}} = \frac{42,92}{1,1} = 39,02 \text{ мм}^2, \quad (5.31)$$

где $j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока.

Берем ближайшее меньшее стандартное сечение. Провод АС-50/8.

Данное выбранное сечение не отвечает требованиям ПУЭ по условию короны и радиопомех. (таблица 2.5.6) Согласно этому требованию минимально допустимый провод ВЛ при напряжении 220 кВ - АС 240/32, что превышает расчетное сечение в 6 раз. Принимая во внимание это условие, а также результаты оценки величины рационального напряжения по формуле Стилла, дальнейший расчет варианта внешнего питания на напряжении 220 кВ считаем нецелесообразным. Рассмотрим вариант электроснабжения предприятия на напряжении 110 кВ.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

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 категорий по надежности. Для потребителей 1 и

2 категории ТП двух трансформаторные 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

									Лист
									47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

электрических нагрузок и их размещения, плотности застройки предприятия, конфигурации технологических, транспортных и других коммуникаций, загрязненности

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.

$$\text{Расчетный ток кабельной линии: } I_{PK} = \frac{S_{PK}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_K} \quad (6,1)$$

где S_{PK} – мощность, которая должна передаваться по кабельной линии в нормальном режиме, кВА.

Сечение КЛ, определяемое по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{P.K.}}{j_{\text{э}}} \quad (6,2)$$

где $j_{\text{э}}, 1,4$ экономическая плотность тока для кабелей, Для выбранного кабеля записываем допустимый ток.

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

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

$$I_{\text{доп}}' = K_{\text{п}} \cdot K_t \cdot I_{\text{доп}} \quad (6,3)$$

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 оставшийся в работе линию удваивается, т.е. $I_{\text{ав}} = 2 \cdot I_{\text{р.к}}$. Допустимая нагрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{ав}}' = K_{\text{ав}} \cdot I_{\text{доп}}'$$

где $K_{\text{ав}}$ - коэффициент перегрузки /ПУЭ/;

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

Потеря напряжения в кабельной линии:

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

где P_p , Q_p - расчетные активная и реактивная нагрузка;

r_0 , x_0 - 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.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					49

Таблица №17 - Выбор кабелей.

№ п/п	Конечные пункты кабельной линии	P _p , кВт	Q _p , кВт	S _{рк} , кВт	I _{рк} , А	F, мм	F _{норм} , мм	Тип кабеля	Количество створо	Способ прокладки	Нагрузка на		I _A	K _n	K _t	I _A	K _{AB}	I _A	l, км	r ₀ , Ом/к	x ₀ , Ом/к	ΔU%
											норм. ал.	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
Для потребителей 0,4 кВ																						
1	ТП-3- НРП-	105,	78,7	131,	189,	135,	12	ААШв	2	в траншее	189,	378,	21	0,8	1	183,	1,	228,	0,1	0,2	0,07	0,002
2	ТП-4 -НРП-	37,8	44,1	58,1	83,9	59,9	50	ААШв	2	в траншее	83,9	167,	13	0,9	1	123,	1,	154,	0,0	0,6	0,0	0,001
3	ТП-3 -НРП-	31,5	23,6	39,3	56,8	40,6	50	ААШв	2	в траншее	56,8	113,	13	0,9	1	123,	1,	154,	0,2	0,6	0,0	0,003
Для потребителей 10 кВ																						
4	ГПП - ТП-1	561,	744,	932,	53,8	38,4	50	ААШв	2	в траншее	53,8	107,	13	0,9	1	123,	1,	154,	0,1	0,6	0,0	0,029
5	ГПП - ТП-2	2948,	1272,	3211,	185,	132,	12	ААШв	4	в траншее	185,	741,	21	0,8	1	183,	1,	228,	0,2	0,2	0,08	0,060
6	ГПП - ТП-3	1695,	1707,	2405,	138,	99,2	12	ААШв	2	в траншее	138,	277,	21	0,8	1	183,	1,	228,	0,2	0,2	0,08	0,066
7	ГПП - ТП-4	675,	675,	955,	55,1	39,3	50	ААШв	2	в траншее	55,1	110,	13	0,9	1	123,	1,	154,	0,3	0,6	0,0	0,077
8	ГПП - ТП-5	728,	854,	1122,	64,8	46,3	50	ААШв	2	в траншее	64,8	129,	13	0,9	1	123,	1,	154,	0,3	0,6	0,0	0,092
9	ГПП - ТП-6	291,	978,	1021,	58,9	42,1	50	ААШв	2	в траншее	58,9	117,	13	0,9	1	123,	1,	154,	0,4	0,6	0,0	0,058
Для ДСП																						
10	ГПП -	800	480	9329,	538,	384,	24	ААШв	2	в траншееи в	538,	1077,	31	1	0,	221,	1,	276,	0,2	0,1	0,07	0,190
11	ГПП - ДСП-	800	480	9329,	538,	384,	24	ААШв	2	в траншееи в	538,	1077,	31	1	0,	221,	1,	276,	0,2	0,1	0,07	0,190
12	ГПП - ДСП-	320	180	3671,	211,	151,	15	ААШв	2	в траншееи в	211,	423,	24	1	0,	173,	1,	216,	0,3	0,2	0,07	0,121
13	ГПП - ДСП-	320	180	3671,	211,	151,	15	ААШв	2	в траншееи в	211,	423,	24	1	0,	173,	1,	216,	0,3	0,2	0,07	0,121
Печь вакууматор 10																						
14	ГПП - Печь	120	720	1399,	80,8	57,7	50	ААШв	2	в траншееи в	80,8	161,	13	0,7	0,	94,4	1,	118,	0,3	0,6	0,0	0,146
Синхронные двигатели 10 Кв																						
15	ГПП - СД-1	2000,	-	2142,	123,	88,3	95	ААШв	1	в траншееи в	123,		19	1	0,	180,	1,	225,	0,1	0,3	0,08	0,106
16	ГПП - СД-2	2000,	-	2142,	123,	88,3	95	ААШв	1	в траншееи в	123,		19	1	0,	180,	1,	225,	0,1	0,3	0,08	0,112
17	ГПП - СД-3	2000,	-	2142,	123,	88,3	95	ААШв	1	в траншееи в	123,		19	1	0,	180,	1,	225,	0,2	0,3	0,08	0,118
18	ГПП - СД-4	2000,	-	2142,	123,	88,3	95	ААШв	1	в траншееи в	123,		19	1	0,	180,	1,	225,	0,2	0,3	0,08	0,124

7 РАСЧЕТ 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: $I_k = I_{n.o} = I_{n.t}$. Для расчетов токов короткого замыкания составляется исходная электрическая схема, на которой показываются источники питания точек короткого замыкания, расчетные точки КЗ и токи между ними.

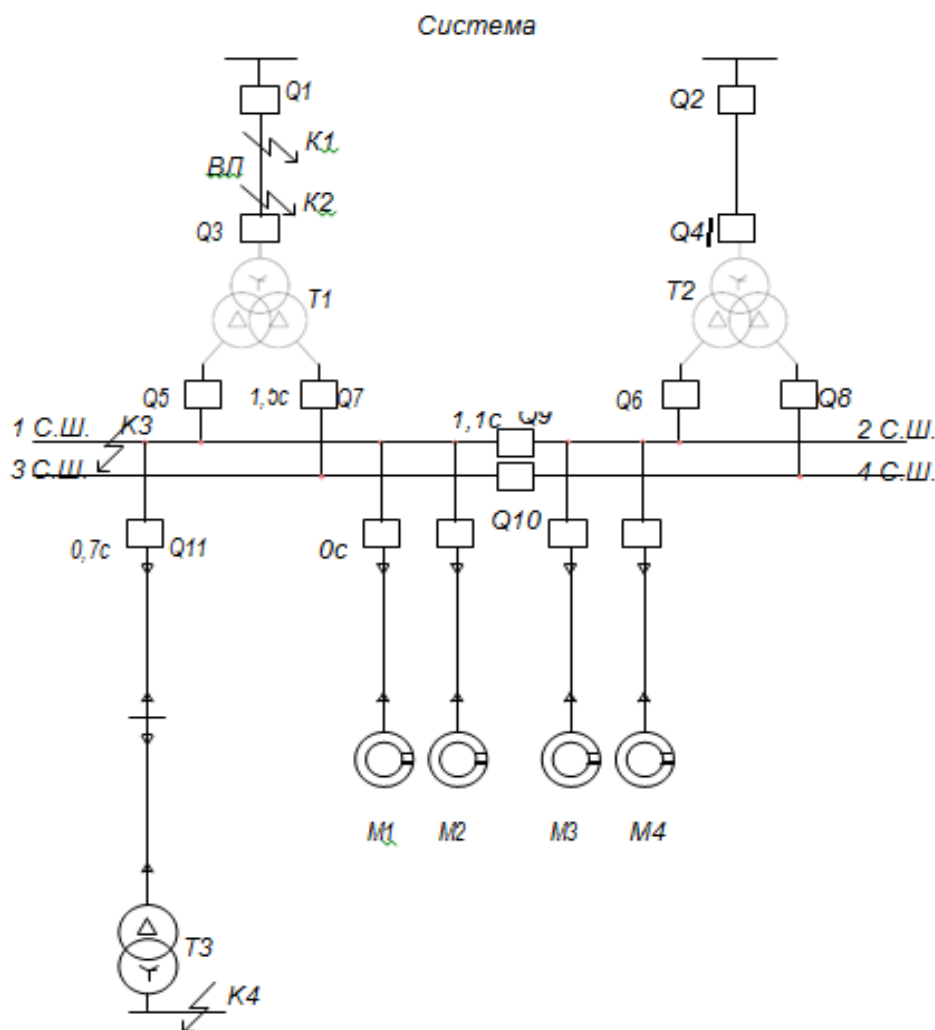


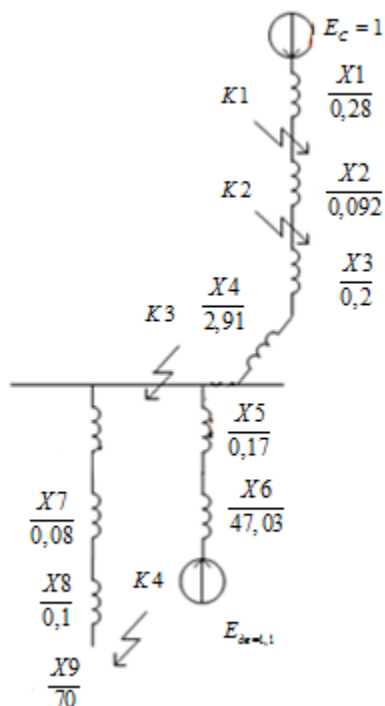
Рисунок 7.1 – Принципиальная электрическая схема СЭС ПП

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 электроприемники питаются от одного трансформатора.

Принципиальная электрическая схема СЭС металлургического завода изображена на рисунке 5. Ее схема замещения для расчета токов КЗ на рисунке 7.2. Токи КЗ в точках К1 и К2 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 $S_b = 1000$ МВА, $U_{н1} = 115$ кВ, $U_{н2} = 10,5$ кВ, $U_{н3} = 0,4$ кВ.



Определим токи КЗ в точках К₃ и К₄:

					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	52

Сопротивление системы:

$$x_1 = x_c = \frac{S_B}{S_{кзс}} = \frac{1000}{3500} = 0,28 \quad (7.1)$$

Сопротивление линии:

$$x_2 = x_l = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{сп1}^2} = 0,408 \cdot 3 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,092$$

Сопротивление обмотки высокого напряжения трансформатора на ГПП:

$$X_3 = X_{BT} = \left(0,125 \cdot \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_0}{S_{ном.т}} \right) \quad (7.2)$$

$$X_3 = X_{BT} = \left(0,125 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{63} \right) = 0,2$$

Сопротивление каждой из обмоток низкого напряжения трансформатора на ГПП:

$$X_4 = X_{BT} = \left(1,75 \cdot \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_0}{S_{ном.т}} \right) \quad (7.3)$$

$$X_4 = X_{BT} = \left(1,75 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{63} \right) = 2,91 \quad (7.4)$$

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

$$X_4 = \frac{\left(\frac{x_0 \cdot l \cdot S_0}{4} \right)}{U_0^2} \quad (7.5)$$

$$X_4 = \frac{\left(\frac{0,09}{4} \cdot 0,78 \cdot 1000 \right)}{10^2} = 0,17$$

Найдем сверхпереходные сопротивления двигателей.

Принимаю что синхронные двигатели это двигатели СДН 0,95. Т. к. двигатели это одинаковые источники одинаковой мощности, равномерно удаленные от точки КЗ, то их можно объединить в один эквивалентный, при этом их сопротивления складываются параллельно.

$$X_6 = \frac{1}{4} X_d^n \cdot \frac{S_0}{P_{мех}} \cdot \cos \varphi_{ном} \cdot \eta \quad (7.6)$$

$$X_6 = \frac{1}{4} 0,22 \cdot \frac{1000}{1} \cdot 0,9 \cdot 0,95 = 47,03$$

$$X_7 = \frac{(x_0 \cdot l \cdot S_0)}{U_0^2} \quad (7.7)$$

					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	53

$$X_7 = \frac{(0,09 \cdot 0,1 \cdot 1000)}{10^2} = 0,08$$

Сопротивление кабельной линии ТПЗ-НРП-1 (ААШВУ 3×120, длина 0,13 км)

$$X_8 = \frac{(x_0 \cdot l \cdot S_\delta)}{U_\delta^2} \quad (7.8)$$

$$X_8 = \frac{(0,079 \cdot 0,13 \cdot 1000)}{10^2} = 0,1$$

Сопротивление цехового трансформатора на ТП4:

$$X_9 = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_\delta}{S_{ном.м}} \quad (7.9)$$

$$X_9 = \frac{4,4}{100} \cdot \frac{1000}{0,63} = 70$$

Согласно методике расчета ЭДС системы принимаю равным 1, ЭДС синхронные двигатели 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:

$$x_8 = \frac{(x_0 \cdot l \cdot S_\delta)}{U_\delta^2}$$

(7.10)

$$x_8 = \frac{(x_0 \cdot l \cdot S_\delta)}{U_\delta^2} = \frac{(0,079 \cdot 0,13 \cdot 1000)}{10^2} = 0,1$$

Сопротивление цехового трансформатора на ТП4:

$$x_9 = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_\delta}{S_{ном.м}}$$

(7.11)

$$x_9 = \frac{4,4}{100} \cdot \frac{1000}{0,63} = 70$$

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

После ряда преобразований схемы замещения получаем эквивалентные

сопротивления и ЭДС в точке 3: $X_{\text{эдс}} = 47,071$; $E_{\text{дв}} = 1,1$; $X_{\text{э.к.сист}} = 3,707$; $E_c = 1$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ в момент 0:

$$I_{k\Delta 0\delta}^{(3)} = \frac{E_{\text{дв}}}{X_{\text{эдс}}} + \frac{E_c}{X_{\text{э.к.сист}}} = \frac{1,1}{47,071} + \frac{1}{3,707} = 0,293$$

(7.12)

Умножая на базисный ток определим значение в амперах:

$$I_{k30}^{(3)} = I_{k30\delta^*}^{(3)} \cdot I_\delta = I_{k30\delta^*}^{(3)} \cdot \frac{S_\delta}{\sqrt{3} \cdot U_\delta} \quad (7.13)$$

$$I_{k30}^{(3)} = I_{k30\delta^*}^{(3)} \cdot I_\delta = 0,293 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 16,1 \text{ кА}$$

					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	54

Апериодическая составляющая тока КЗ в точке КЗ:

$$I_{y.3} = \sqrt{2} \cdot I_{k3}^{(3)} \cdot e^{\frac{0,01}{0,14}} = 21,2 \text{ кА} \quad (7.14)$$

$T_a=0,14$ для данной ступени СЭС, $t=0,01$ с – в данный момент наибольший показатель апериодической составляющей тока КЗ.

Ударный ток КЗ в точке 3:

$$I_{y.3} = \sqrt{2} \cdot I_{k3}^{(3)} \cdot i_{aK3} \quad (7.15)$$

$$I_{y.3} = \sqrt{2} \cdot I_{k3}^{(3)} \cdot i_{aK3} = \sqrt{2} \cdot 16,1 + 21,2 = 44 \text{ кА}$$

Периодическая составляющая тока КЗ в точке 4:

$$I_{k4a63}^{(3)} = \frac{E_c}{(X_1 + X_2 + X_3 + X_4 + X_5 + X_6 + X_7 + X_8 + X_9)} \quad (7.16)$$

$$I_{k4a63}^{(3)} = \frac{E_c}{(X_1 + X_2 + X_3 + X_4 + X_5 + X_6 + X_7 + X_8 + X_9)} = \frac{1}{120,81} = 0,008$$

Выразим ее в амперах:

$$I_{k4n0}^{(3)} = I_{k4n0(b)^*}^{(3)} \cdot I_\sigma \quad (7.17)$$

$$I_{k4n0}^{(3)} = 0,008 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 11,59 \text{ кА}$$

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

Рассчитанные токи КЗ сводим в таблицу 18.

Расчетная точка	Напряжение U_H расчетной точки	$I_{п.о.}, \text{ кА}$	$I_{пт}, \text{ кА}$	$i_y, \text{ кА}$	Мощность КЗ ступени $S_{к.}$
К ₁	115	17,93	-	45,64	3500
К ₂	115	13,57	-	34,54	1750
К ₃	10,5	16,1	-	44	293
К ₄	0,4	11,59	-		8

8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

8.1 Выбор трансформаторов собственных нужд главной понизительной 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:

$$S_{сн} = S_{н.т} \cdot 0,5\% \quad (8.1)$$
$$S_{сн} = 63000 \cdot 0,002 = 126 \text{ кВА}$$

Принимаем к установке ТМ-100/10, который присоединяется к шинам 10 кВ через предохранители, так как $S_{тсн} = 126 \text{ А}$.

Ток предохранителя:

$$I_{ном} = \frac{S_{м.н.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (8.2)$$

Ток предохранителя:

$$I_{ном} = \frac{120}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 6,72$$

Устанавливаем предохранитель типа: ПКТ104-3-160-40У3.

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

Распределительное устройство на 10 кВ принимаем комплектным, из шкафов

						Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

серии КУ-1-10-20У3 (Iном = 1600 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:

$$I_n = \frac{K_{зн} \cdot S_{н.м}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (8.3)$$

$$I_n = \frac{0,29 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2} = 502,33 \text{ А}$$

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

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

Таблица 19 Проверка выключателей 10кВ

Максимальный (послеаварийный) ток силового трансформатора:

Расчетные параметры	Условия выбора	Каталожные данные
		VF-12.25.31
Uуст = 10 кВ	Uуст ≤ Uном	Uн = 12 кВ
Iраб.утяж = 1004,67 А	Iмах ≤ Iном	Iн = 2500 А
Iп,о = 16,1 кА	Iпо ≤ Iдин	Iдин = 31,5 кА
iуд = 44 кА	Iуд ≤ iдин	iдин = 80 кА
Iп,τ = 16,1 кА	Iп,τ ≤ Iоткл.ном	Iоткл.ном = 31,5 кА
Вк = 193,11 кА2 с	Вк ≤ I2 тер·тер	I2 тер·тер = 2976,8 кА2

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

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

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

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
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.утяж} = 1004,67 \text{ А}$	$I_{мах} \leq I_{ном}$	$I_n = 2500 \text{ А}$
$i_{уд} = 44 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{дин} = 128 \text{ кА}$
$B_k = 193,11 \text{ к А}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I^2_{тер} \cdot t_{тер}$	$I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 4800 \text{ к А}^2 \cdot \text{с}$

Вторичная нагрузка ТТ: амперметр, ваттметр, расчетные счетчики актив- ной и реактивной энергии.

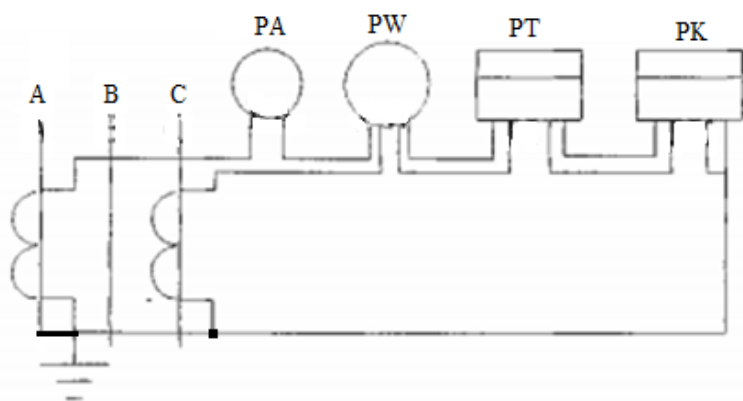


Рисунок 8.1. Схема вторичных токовых цепей трансформатора тока 10 кВ

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 короткого 4 метра. Так как трансформаторы тока соединены в неполную звезду, значит $I_{\text{расч}} = 1,7$; тогда сечение соединительных проводов:

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

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

ПУЭ регламентирует минимальное сечение алюминиевых проводов 4 мм², поэтому принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами S=4мм²

Схема включения приборов на секционном выключателе представлена на рисунке 8.2.

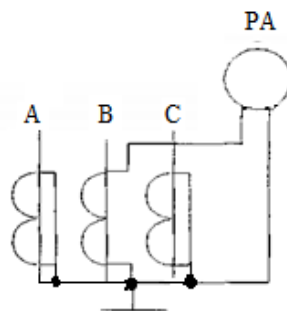


Рисунок 8.2 Схема цепей трансформатора тока секционного выключателя 10 кВ
Проверку ТТ по вторичной нагрузке проводим, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов. Определим нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока. Данные приведены в таблице 22

Таблица 22 - Нагрузка трансформаторов тока

					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	59

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;

$r_{\text{конт}} = 0,05$ Ом – для 4х приборов

$$r_{\text{пров}} = 0,8 - 0,2 - 0,05 = 0,73 \text{ Ом}$$

Выбираем кабель с алюминиевыми жилами, примерная длина которого 4 метра.

Так как трансформаторы тока соединены в одну фазу, значит расчетный ток будет равен 2, тогда сечение соединительных проводов рассчитаем по формуле:

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

ПУЭ регламентирует минимальное сечение для алюминиевых проводов 4 мм², 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

									Лист
									60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

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	Ртуть 230 ART-00	2	2	0,38	0,58	26	67,6	79,1
ИТОГО							74,6	79,1

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения:

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (8.12)$$

$$S_2 = \sqrt{79,96^2 + 177,6^2} = 194,76 \text{ ВА}$$

$S_2 < S_{2\text{ном}}$, 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 мм² по условию механической прочности. Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПКН-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 электроснабжения, а также соответствующие трансформаторы тока приведены в таблице 24.

Кабельные линии	U _н , кВ	I _р , А	I _{утяж} , А	I _{по} , кА	i _у , 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	367,2	16,1	44	VF-12	ТЛК-10-400-0,5/10Р

* - 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 кА²·с.

Сечение термической стойкости найдем по формуле:

$$F_{T.C.} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (8.13)$$

где С - коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля, С=100 Ас/мм² (для кабелей с алюминиевыми многопроволочными жилами и бумажной изоляцией);

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

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

Выбираем ближайшее 128,96 мм² стандартное сечение, это 150 мм².

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_{T.C.}

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

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

Таблица 25

Начало и конец кабельной линии	Прежняя площадь сечения, мм ²	Площадь термически устойчивого сечения кабеля,	Тип и площадь сечения нового кабеля, мм ²
ГПП-ТП1	ААШвУ 3×35	150	ААШвУ 3×150
ГПП-ТП2	ААШвУ 3×95	120	ААШвУ 3×120
ГПП-ТП3	ААШвУ 3×95	120	ААШвУ 3×120
ГПП-ТП4	ААШвУ 3×35	150	ААШвУ 3×150
ГПП-ТП5	ААШвУ 3×35	150	ААШвУ 3×150
ГПП-ТП6	ААШвУ 3×25	150	ААШвУ 3×150
ТП3-НРП1	ААШвУ 3×95	120	ААШвУ 3×120
ТП3-НРП3	ААШвУ 3×35	150	ААШвУ 3×150
ТП4-НРП2	ААШвУ 3×50	95	ААШвУ 3×150
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	Ток эл. динамической стойкости кА	Ток термической стойкости (3с)

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.

Оптимальный выбор средств компенсации реактивной мощности является составной частью построения рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия. Расчет проводим для одной секции сборных шин 10 кВ ГПП.

S_{HTi} – номинальная мощность трансформатора i -й ТП;

Q_{li} и ΔQ_{Ti} – реактивная нагрузка на трансформаторы i -й ТП и потери реактивной мощности в них;

R_{Tpi} – активное сопротивление трансформаторов i -й ТП;

R_{Li} – активное сопротивление i -й кабельной линии.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

Активные сопротивления трансформаторов, приведенные к напряжению 10 кВ,

Таблица 27

Трансформаторная подстанция	$S_{н.ти},$ кВА	$Q_{1i},$ кВа р	$\Delta Q_{ти},$ кВар	$R_{ти},$ Ом	$R_{ли},$ Ом
ТП1	2·400	149,6	19,63	2,68	0,08
ТП2	2·1250	207,31	36,45	0,85	0,07
ТП3	2·1250	207,31	36,45	0,85	0,06
ТП4	2·1250	217,64	43,52	0,85	0,05
ТП5	2·630	248,97	24,25	1,94	0,19
ТП6	2·630	140,62	29,58	1,94	0,21
ТП7	2·400	140	13,84	2,68	0,26

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

$$R_{ти} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{н}^2}{S_{н.ти}^2}, \quad (9.1)$$

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:

$$R_{ли} = r_{0ли} \cdot l_i, \quad (9.2)$$

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; $P_{сд.н i}$ и $Q_{сд.н i}$ – 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	$P_{сд.н i},$ кВт	$Q_{сд.н i}$ 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 СД 0,95

Располагаемая реактивная мощность синхронного двигателя:

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					65

$$Q_{СД.ми} = \alpha_{ми} \cdot N_i \cdot S_{СД.ни} = \alpha_{ми} \cdot N_i \cdot \sqrt{P_{СД.ни}^2 + Q_{СД.ни}^2}, \quad (9.3)$$

$$Q_{СД.ми} = 0.45 \cdot 2 \cdot \sqrt{2000^2 + 0.768^2} = 1800 \text{кВар}$$

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

9.2 Определение удельной стоимости потерь активной мощности от протекания реактивной мощности

$$C_0 = \delta \cdot (a \cdot K_m + \beta \cdot \tau) \quad (9.4)$$

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

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;

$$K_m = \frac{\Delta P_p}{\Delta P_m} \approx 1$$

- отношение потерь активной мощности предприятия P_p в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям P_m активной мощности предприятия, определяется на основании графиков нагрузок предприятия и энергосистемы; 7035- годовое число часов максимальных потерь.

9.3 Определение затрат на генерацию реактивной мощности отдельными источниками

Для низковольтных БК (0,4кВ):

$$Z_{АГ.КН} = E \cdot K_{НБК} + C_0 \cdot \Delta P_{НБК}$$

(9.5)

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

Где E – коэффициент амортизационных отчислений, для БК он равен 0,223, K - капиталовложения на 1Мвар низковольтных БК, P удельные потери активной мощности в НБК на генерацию 1-го Мвар, кВт/Мвар

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

- для синхронных двигателей:

$$z_{\text{аг.сд}} = C_0 \cdot \frac{D_{\text{и}}}{Q_{\text{сд.н.}}} \quad (9.6)$$

$z = 71718,54 \text{ руб/МВар}$

9.4 Определение эквивалентных активных сопротивлений

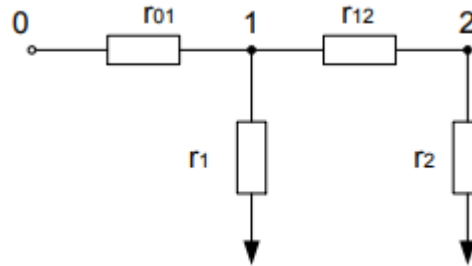


Рисунок 9.1 – Схема замещения магистральной линии с двумя ответвлениями.

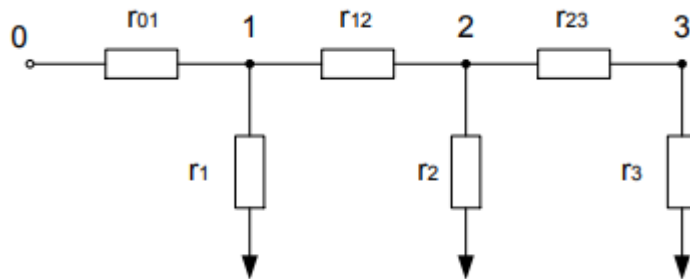


Рисунок 9.2 – Схема замещения магистральной линии с тремя ответвлениями.

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

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

$$\frac{1}{R_{Т1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2} \quad (9.7)$$

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

$$R_{э1} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{Т1}} \right) \cdot r_1 \quad (9.8)$$

$$R_{Э2} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{Т.1}}\right) \cdot (r_{12} + r_2)$$

(9.9)

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:

$$\frac{1}{R_{Т1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + R_{Т2}} \quad (9.10)$$

$$\frac{1}{R_{Т2}} = \frac{1}{r_2} + \frac{1}{r_{23} + r_3} \quad (9.11)$$

С учетом полученного, эквивалентные сопротивления присоединений определяются по формулам:

$$R_{Э1} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{Т1}}\right) \cdot r_1 \quad (9.12)$$

$$R_{Э2} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{Т1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{r_{12}}{R_{Т2}}\right) \cdot r_2 \quad (9.13)$$

$$R_{Э2} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{Т1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{r_{12}}{R_{Т2}}\right) \cdot (r_{23} + r_3) \quad (9.14)$$

Значения эквивалентных сопротивлений записываем в таблицу 29

Таблица 29 – Эквивалентные активные сопротивления

Трансформаторная подстанция	R _{трi} , Ом	R _{ли} , Ом	R _{эi} , Ом
ТП1	2,68	0,08	2,76
ТП2	0,85	0,07	0,92
ТП3	0,85	0,06	0,91
ТП4	0,85	0,05	0,9
ТП5	1,94	0,19	2,13
ТП6	1,94	0,21	2,15

ТП7	2,68	0,26	2,94
-----	------	------	------

9.5 Определение реактивной мощности источников

$$Q_{ci} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{Z}{R_{\Sigma i}}; \quad (9.15)$$

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

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 расчетов мощностей Q низковольтных БК сводим в таблицу 30.

Таблица 30 – Расчет мощностей НБК

ТП	R _{ЭКВ} , Ом	Q ₁ , кВаР	ΔQ _T , кВар	Q _{сi} , Q _{с0j} , кВар		Q _{кi} , кВар	Q _{кi} +Q _{сi} , кВар	Тип принятой стандартной БК	Q _{сti} , кВар
				Расчетное	Принятое				
ТП 1	0,182	149,6	19,63	-0,64	0	0	0	-	-
ТП 2	0,039	207,31	72,9	-0,35	0	0	0	-	-
ТП 3	0,052	217,64	43,52	-0,26	0	0	0	-	-
ТП 4	0,127	248,97	24,25	-0,87	0	480	480	УКРМ-0,38-500	500
ТП 5	0,13	140,62	29,58	-0,97	0	0	0	-	-
ТП 6	0,208	140	13,84	-0,15	0	72	72	УКРМ-0,38-75	75
ТП 7	0,0452	192,46	67,4	-0,28	0	61	61	УКРМ-0,38-65	65

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

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

где $R_{э,сд}$ - эквивалентное сопротивление СД;

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

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

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

$$\sum_1^{11} (Q_{li} + \Delta Q_{Ti}) + \Delta Q_{T.ГПП} + Q_{рв/в} - \sum_1^{11} Q_{Ci} - \frac{Q_{эс1}}{2}, \quad (9.19)$$

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

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

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

$$Q_p = 1307,86 + \frac{2750}{2} + 6950 = 9632 \text{ кВар}$$

где α_1 - расчетный коэффициент равный 0,31; P_p и Q_p - расчетные активная и реактивная нагрузки всего завода; $K_{н,р}$ - коэффициент несовпадения реактивной мощности равный 0,85; $Q_{сд,м}$ - располагаемая мощность всех синхронных двигателей завода.

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

$$Q''_{эс} = 9632 - \frac{0,7}{0,85} \cdot 3600 = 16299 \text{ МВар}$$

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

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						70

= 9,301Мвар

Подставим все найденные значения в формулу (9.19):

$$Q = 9146 \text{кВар} \quad (9.22)$$

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

$$\text{tg}\varphi_P = \frac{Q_P + \sum_1^{11} Q_{\text{Ки}} - \left(\sum_1^{11} Q_{\text{СТ.ИИ}} + \sum_1^2 Q_{\text{СТ.ВВ}} \right)}{P_P} \quad (9.23)$$

$$\text{tg}\varphi_P = \frac{9632 + 1047,3 - (1600 - 151)}{30005,45} = 0,30$$

10 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 полосо- совой 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 выполнены 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.

									Лист
									71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

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 ρ составляет 70 Ом/м.

$$\rho_{расч} = \rho \cdot k, \quad (10.1)$$

где ρ – удельное электрическое сопротивление грунта Ом/м;

k –повышающий коэффициент для вертикальных и горизонтальных заземлителей:

$$K_{в}=1,5; K_{г}=3,0.$$

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

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

Определяем сопротивление растекания одного вертикального электрода.

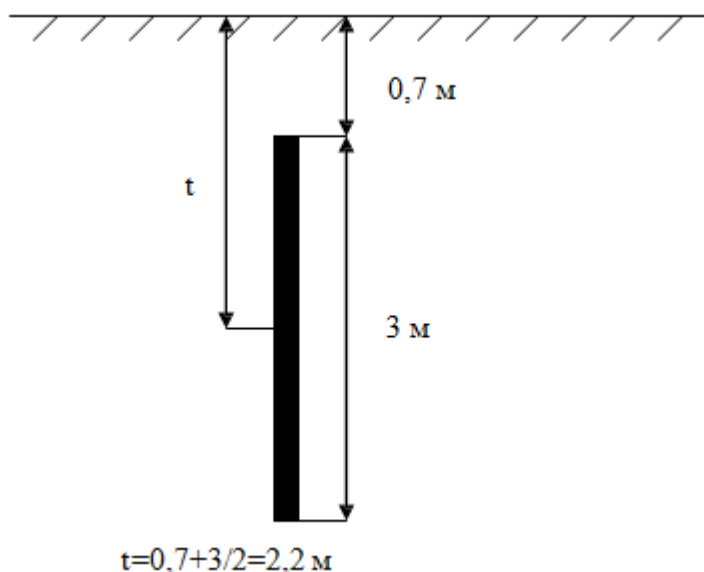
Возьмем стержень диаметром 12 мм, длина стержня 3 м.

$$R_B = \frac{\rho_{расч}}{2\pi \cdot l} \cdot \left(\lg \frac{2t}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right) \quad (10.2)$$

где l – длина прутка, м;

d – диаметр прутка, м;

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



					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	72

Рисунок 11.1 – Расположение заземляющего электрода в земле

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

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

$$n_B = \frac{R_B}{K_{и.в.} \cdot R_s} \quad (10.3)$$

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

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

$$R_r = \frac{\left(\frac{\rho}{2\pi \cdot l} \cdot \ln \frac{l^2 \cdot 2}{b \cdot t} \right)}{K_{и.г.}} \quad (10.4)$$

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:

$$R_B = \frac{R_r \cdot R_n}{R_r - R_n}; \quad (10.5)$$

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

Уточненное число вертикальных электродов:

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

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

Проверка сопротивления заземления:

$$R_3 = \frac{R_\Gamma \cdot R_B}{R_\Gamma + R_B} \quad (10.6)$$

$$R_3 = \frac{5,48 \cdot 14,8}{5,48 + 14,8} = 3,9 \text{ Ом}$$

$$3,9 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом.}$$

Контур заземления удовлетворяет требованиям.

11. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ДСП.

Крупные дуговые электропечи являются мощным потребителем электроэнергии, и поэтому электросталеплавильные цехи включают в мощные энергетические системы, объединяющие по несколько электростанций. К цеховым понижающим подстанциям для уменьшения потерь в линиях передач подводят энергию высокого напряжения (35-110 кВ). Это напряжение от высоковольтного распределительного устройства по индивидуальной для каждой печи линии подается к печной подстанции (рисунок 1), в которой размещается понижающий печной трансформатор и вспомогательное электрооборудование. Пониженный до 110-600 В ток подается непосредственно к электропечи. Сила тока на этом участке электрической цепи достигает десятков тысяч ампер, вследствие чего на участке от печного трансформатора до электродов имеют место значительные потери мощности. Для уменьшения этих потерь печную подстанцию максимально приближают к печи, а участок цепи от трансформатора до электродов делают, возможно, более коротким. Поэтому его часто называют короткой сетью печи.

						Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

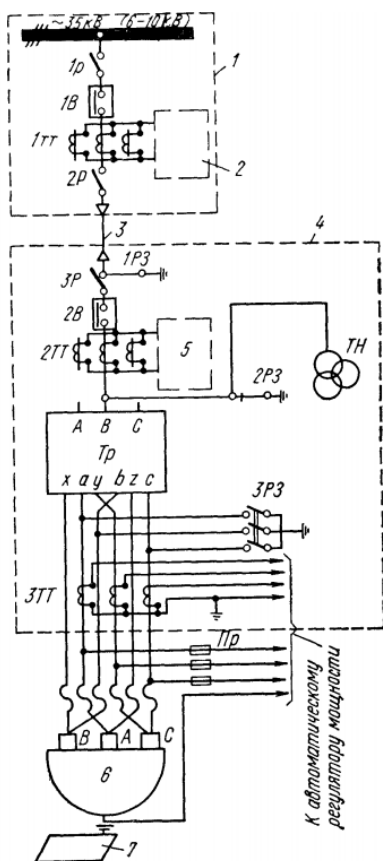


Рисунок 1

Схема электропитания дуговой электросталеплавильной печи 1-высоковольтное распределительное устройство; 2-приборы защиты; 3-высоковольтный кабель; 4-печная подстанция; 5-приборы учета и измерения; 6-ванна печи; 7-перемешивающий статор; 1Р-3Р-высоковольтные разъединители (безопасности); 1В-высоковольтный выключатель защиты печи; 2В-оперативный выключатель; 1ТТ-2ТТ-измерительные высоковольтные трансформаторы тока; 3ТТ-измерительные высоковольтные трансформаторы тока; 1РЗ-3РЗ-заземляющие разъединители; ТН-трансформатор напряжения; ПТ-трансформатор печной; ПР-низковольтные предохранители

Таким образом, электрическая схема дуговых электропечных установок включает следующее оборудование:

- печь с электродами, исполнительными механизмами регуляторов мощности печи и ванны, в которой горят дуги и находится расплавленный металл;
- понизительные трансформаторы, вместе с которыми размещены дроссели.

В настоящее время освоены и выпускаются понизительные

трансформаторы со встроенными дросселями, служащими для увеличения индуктивного сопротивления сети и улучшения условий горения дуг;

- короткую сеть, соединяющую вторичные выводы трансформатора с электродами печи;
- коммутационную, измерительную и защитную аппаратуру, провода высокого и низкого напряжения.

Печной трансформатор

Печной трансформатор служит для преобразования электроэнергии высокого напряжения в энергию низкого напряжения.

Понижительные печные трансформаторы вследствие особых условий работы характеризуются рядом особенностей, отличающих их от прочих силовых трансформаторов. К ним относятся:

1. большая величина номинальной силы тока на стороне низкого напряжения, составляющая десятки тысяч ампер;
2. повышенное индуктивное сопротивление обмоток, необходимое для ограничения силы токов короткого замыкания до 2,5-3,5-кратной величины по отношению к номинальной силе тока, так как сталеплавильные печи работают с частыми замыканиями электродов на шихту при зажигании дуги и обвале шихты в период расплавления;
3. повышенная механическая прочность крепления обмоток и отводов, рассчитанных на частые толчки токов и короткие замыкания;
4. возможность регулирования напряжения под нагрузкой в широких пределах.

Трансформатор состоит из трех обмоток высокого напряжения, выполненных из медного провода относительно небольшого сечения, и трех обмоток низкого напряжения, выполненных из шин большого сечения.

На первичной обмотке имеется ряд отпаек от разного числа витков, что позволяет изменять соотношение числа витков первичной и вторичной обмоток и величину вторичного напряжения, так как

									Лист
									76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$U_2 = U_1 n_1 / n_2,$$

где U_2 — вторичное (выходное) напряжение трансформатора;

U_1 — подводимое к трансформатору напряжение;

n_1 и n_2 — число витков соответственно первичной и вторичной обмоток.

Все шесть обмоток посажены на связанные между собой три сердечника (магнитопровода). Сердечник трансформатора с обмотками опускают в плотно закрываемый кожух, заполняемый трансформаторным маслом. Масло является хорошим электрическим изолятором и обладает большой теплопроводностью, что обеспечивает отвод тепла от катушек и сердечника трансформатора. Нагревается трансформатор за счет потерь мощности на активное сопротивление медных обмоток и на перемагничивание сердечника.

Над трансформатором устанавливают соединенный с ним бачок расширитель, в котором содержится резерв масла. Этим обеспечивается постоянное заполнение маслом всего объема трансформатора и уменьшается поверхность соприкосновения масла с воздухом. В случае повреждения или оголения обмоток происходит разложение масла с выделением газов. О появлении газов в трансформаторе сигнализирует газовое реле, установленное в верхней части бака трансформатора. Газовое реле при появлении небольшого количества газов продуктов разложения масла подает предупредительный сигнал.

Для ограничения силы токов короткого замыкания в трансформатор встраивают дроссель, включение и выключение которого осуществляется специальным шунтирующим контактором. Современные печные трансформаторы снабжают устройствами переключения ступеней напряжения под нагрузкой, которые позволяют изменять напряжение на дуге без отключения печи.

Для питания цепей защиты, контроля и измерения, а также цепи регулятора мощности дуги устанавливают трансформаторы тока. Печные трансформаторы оборудованы также приборами контроля уровня и температуры масла. Для защиты рабочих обмоток и переключающего устройства от перенапряжений, наводимых со стороны обмотки высокого напряжения, на трансформаторе устанавливают вентильные разрядники.

						Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Печные трансформаторы рассчитаны на режим работы с периодической перегрузкой на 20% в течение 2 ч и последующей работой на номинальной силе тока в течение 2,5ч.

В связи с тем, что в современном сталеплавильном цехе печной пролет размещен в середине цеха между шихтовым и разливочным пролетами, а трансформатор устанавливают не далее 1-1,5м от печи, естественное охлаждение его осуществить затруднительно. В то же время мощность тепловыделения в трансформаторе достигает десятков и сотен киловатт, поэтому его необходимо охлаждать принудительно. Для охлаждения применяют принудительную циркуляцию масла, пропускаемого через водяной маслоохладитель. Система охлаждения состоит из двух комплектов маслоохладителей и насосов, работающих независимо один от другого.

Расчет защиты печи ДСП

Для защиты печи ДСП-8000 устанавливаются:

- 1) Токовая защита без выдержки времени;
- 2) Защита от перегруза;
- 3) Газовая и температурная защита;

1 Токовая защита без выдержки времени

Рабочий ток электропечного трансформатора:

$$I_{НОМ.Т} = \frac{S_{НОМ.ПТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН.ПТ}}, \quad (11.1)$$

где $S_{НОМ.ПТ}$ – мощность печного трансформатора, кВ·А.

$$I_{НОМ.Т} = \frac{8000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 440,04 А$$

Ток срабатывания защиты:

						Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{C3} = K_{отс} \cdot I_{НОМ.Т}, \quad (11.2)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки (принимается $K=2,5$).

$$I_{C3} = 2,5 \cdot 440,04 = 1100,11 \text{ А}$$

На данном присоединении установлен трансформатор тока типа ТЛК-10 с коэффициентом трансформации $K=120\text{А}$. Схема включения трансформаторов тока – полная звезда, поэтому коэффициент схемы $K=1$.

Коэффициент чувствительности определяется при двухфазном коротком замыкании в минимальном режиме на шинах 10 кВ трансформатора:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{КЗ.НН.}^{(2)}}{I_{C3}} \quad (11.3)$$

где $I_{КЗ.НН.}^{(2)}$ – ток двухфазного КЗ на шинах 10 кВ трансформатора, А.

Соотношение между токами трёхфазного и двухфазного КЗ:

$$I_{КЗ.НН.}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ.НН.}^{(3)}, \quad (11.4)$$

где $I_{КЗ.АТ.НН.}^{(3)}$ – ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ трансформатора, А.

$$I_{КЗ.АТ.НН.}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 31,4 = 27,2 \text{ кА}$$

Защита по чувствительности проходит, так как $K=24,72 > 1,5$

Ток срабатывания реле:

$$I_{\text{ср}} = \frac{K_{\text{сх}}}{K_{\text{I}}} \cdot I_{C3}. \quad (11.5)$$

$$I_{\text{ср}} = \frac{1}{120} \cdot 1100,01 = 9,16 \text{ А}$$

Выбираем реле РСТ 11-24 с диапазоном токов срабатывания от

$I=5\text{А}$ до $I=20\text{А}$

Сумма уставок реле:

					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	79

$$\Sigma\theta = \frac{I_{CP}}{I_{min}} - 1. \quad (11.6)$$

$$\Sigma\theta = \frac{9,16}{5} - 1 = 0,83A$$

Принимаем уставки. $\Sigma=0,4+0,4=0,8A$

Ток уставки реле:

$$I_{уст} = (1 + \Sigma\theta) \cdot I_{min}. \quad (11.7)$$

$$I_{уст} = (1 + 0,83) \cdot 5 = 9,15 В$$

$$I_{сз} = I_{уст} \cdot K_I \quad (11.8)$$

$$I_{сз} = 9,15 \cdot 120 = 1098A$$

$$K_{ч} = \frac{27,2 \cdot 10^3}{1098} = 24,77.$$

2 Защита от перегрузки

Защита выполняется на реле РСТ-13 с коэффициентом возврата $K=0,9$.

Определим ток срабатывания защиты, который отстраивается от рабочего тока на стороне 10 кВ печного трансформатора:

$$I_{сз} = \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{НОМ.Т} \quad (11.9)$$

$$I_{сз} = \frac{1,5}{0,9} \cdot 440,04 = 733,3A$$

Коэффициент отстройки принимаем $K=1,5$.

Коэффициент чувствительности не проверяется.

Ток срабатывания реле определяется по выражению

$$I_{CP} = \frac{1}{120} \cdot 733,3 = 6,11A$$

Выбираем реле РСТ 11-24 с диапазоном токов срабатывания от $I=5A$ до $I=20A$

Сумма уставок реле:

$$\Sigma\theta = \frac{6,11}{5} - 1 = 0,22$$

Принимаем уставки. $\Sigma=0,2$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

Ток уставки реле:

$$I_{уст} = (1 + 0,2) \cdot 5 = 6A$$

$$I_{сз} = I_{уст} \cdot K_T = 6 \cdot 120 = 720A$$

Защита от перегруза выполняется на отключение с выдержкой времени по согласованию с технологами равной $t=10с$. Используем реле времени РВ-01.

3 Газовая защита

Газовая защита реагирует на витковые замыкания и другие повреждения, сопровождающиеся разложением масла и выделением газа, на понижение уровня масла. Устанавливаем газовое реле типа РГТ-80, которое имеет два реагирующих элемента. Уставка скоростного элемента 0,8 м/с. При слабом газообразовании и пониженном уровне масла срабатывает верхний элемент, действующий на сигнал. При бурном газообразовании срабатывает нижний элемент, действующий на отключение.

Устанавливаем температурные указатели с действием на сигнал по достижении температуры $75^{\circ}C$ и на отключение по достижении температуры $95^{\circ}C$.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

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. Рассчитано заземление ТП.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК:

1. Справочник по проектированию электроснабжения: Электроустановки промышленных предприятий /Под ред. Ю. Г. Барыбина, Л. Е. Федорова, М. Г. Зименкова. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
2. Электротехнический справочник: В 3 т. Т. 3. В 2 кн. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии/ Под общ. ред. профессоров МЭИ. – 7-е изд., испр. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 880 с.
3. Правила устройства электроустановок. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2001. - 928 с.
4. Неклепаев Б.Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
5. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В2 т. Т. 1. Электроснабжение / Под общ. ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. - 568 с.
6. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. Т. 2. Электрооборудование / Под общ. ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат,

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

1987. -592 с.

7. "Правила устройства электроустановок" - Челябинск:, 2003
8. "Правила эксплуатации электроустановок потребителей" - М: Энергоатомиздат, 1992
9. "Справочник по проектированию электроснабжения." / Под ред. Барыбина Л. Е. Федорова, М. Г. Зименкова, А Г. Смирнова / - М.: Энергоатомиздат, 1990
10. "Справочник по электроснабжению и электрооборудованию." / Под ред. А. А. Федорова / - М.; Энергия, 1986
11. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования." - М.: Энергоатомиздат, 1989
12. Ершов А.М., Петров О.А. Внешнее и внутреннее электроснабжение промышленных предприятий. – Челябинск: ЧПИ, 1986. – 46 с.
13. Ершов А.М., Петров О.А. Внешнее и внутреннее электроснабжение промышленных предприятий. – Челябинск: ЧПИ, 1987. - Ч.2 – 43 с.
14. Ершов А.М. Качество электрической энергии в системах электроснабжения промышленных предприятий. – Челябинск: ЧГТУ, 1991. – 88с.
15. Ершов А.М., Петров О.А. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий. – Челябинск: ЧПИ, 1989. – Ч.2. – 48 с.
16. Петров О.А. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий. – Челябинск: ЧПИ, 1986. – 49с.
17. Ершов А.М. Внешнее и внутреннее электроснабжение промышленных предприятий. – Челябинск: ЧПИ, 1989. Ч.3 –48 с.
18. Ершов А.М., Петров О.А. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие к курсовому проекту. – Челябинск: ЧПИ, 1987. – Ч.2. – 44 с.
19. Ершов А.М., Петров О.А., Ситчихин Ю.В. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие к курсовому проекту. – Челябинск: ЧПИ, 1985 –Ч.1. – 57 с.
20. Сборник укрупненных показателей стоимости строительства

										Лист
										84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

(реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК» Москва, 2012 - 71 стр.

										Лист
										85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						