

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Энергетический факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующая кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова
(подпись)

«___» _____ 2017 г.

Электроснабжение группы цехов завода железобетонных изделий

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной
защите к.т.н., доцент

_____ А.М. Ершов
«___» _____ 2017 г.

Руководитель проекта
к.т.н., доцент

_____ А.В. Хлопова
«___» _____ 2017 г.

Консультант по экономике
к.т.н., доцент

_____ Е.Ж. Васильев
«___» _____ 2017 г.

Автор проекта
Студент группы П-473

_____ В.Д. Гусев
«___» _____ 2017 г.

Консультант по БЖД
д.т.н., профессор

_____ В.Ф. Бухтояров
«___» _____ 2017 г.

Нормоконтролер
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина
«___» _____ 2017 г.

АННОТАЦИЯ

Гусев В.Д. Электроснабжение группы цехов завода железобетонных изделий. – Челябинск: ЮУрГУ, Э, 2017 – 138 с., 13 ил., 32 таблицы. Библиография литературы – 33 наименований, 6 листов чертежей ф. А1.

В данной выпускной квалификационной работе на основе технико-экономического сравнения двух вариантов выбран более экономичный и технически выгодный вариант системы электроснабжения, обеспечивающей надежное электроснабжение завода крупных металлоконструкций. В ходе проектирования были определены расчетные нагрузки отдельно для электроремонтного цеха и для предприятия в целом. Выбрано оборудование для схем внешнего и внутреннего электроснабжения. Произведен расчет компенсации реактивной мощности. Генплан завода, разрез ОРУ ГПП, полная принципиальная схема, плакаты по релейной защите, экономике и безопасности жизнедеятельности представлены в графической части.

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ											
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>												
<i>Разраб.</i>	Гусев				Электроснабжение группы цехов завода железобетонных изделий					<i>Лит.</i>		<i>Лист</i>	<i>Листов</i>			
<i>Провер.</i>	Хлопова									В	К	Р	3	138		
<i>Реценз.</i>										ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ						
<i>Н. Контр.</i>	Аверина															
<i>Утверд.</i>	Кирпичникова															

ОГЛАВЛЕНИЕ

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....	6
ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА.....	10
КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	11
ВВЕДЕНИЕ.....	13
1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ.....	14
2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	15
2.1 Расчет электрических нагрузок по цеху	15
2.2 Расчет низковольтных нагрузок по предприятию.....	26
2.3 Расчет высоковольтной нагрузки и нагрузки в целом по предприятию	26
2.4 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия	31
3 ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПРЕДПРИЯТИЯ	37
4 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВНОЙ ПОНИЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ.....	47
5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ	50
5.1 Схема внешнего электроснабжения с напряжением сети 110 кВ.....	50
5.2 Схема внешнего электроснабжения с напряжением сети 35 кВ.....	62
5.3 Выбор оптимального варианта схемы внешнего электроснабжения предприятия	67
6 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ.....	69
6.1 Выбор напряжения.....	69
6.2 Построение схемы электроснабжения.....	69
6.3 Конструктивное выполнение электрической сети	69
6.4 Расчет питающих линий.....	69
7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	76
7.1 Расчёт токов короткого замыкания в электрических сетях выше 1000 В	76
7.2 Расчёт токов короткого замыкания в электрических сетях до 1000 В	80
8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СЭС ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ.....	85
9 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС....	96
10 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.....	98
11 ГАЗОВАЯ И СТРУЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА 110/10	107
11.1 Организация работы релейной защиты	107

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

11.2 Газовая защита трансформатора	108
11.3 Газовое реле РГТ-80(50).....	111
11.4 Струйное реле РСТ25	113
12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	118
12.1 Территория, компоновка и конструктивная часть подстанции	118
12.1.1 Обоснование местоположения подстанции	118
12.1.2 Габариты и разрывы на подстанции	118
12.1.3 Основные требования при установке трансформаторов и возможность осмотра газовых реле	119
12.1.4 Проезд на открытом распределительном устройстве	120
12.1.5 Окраска токоведущих частей.....	120
12.1.6 Перечень защитных средств	120
12.1.7 Требования к устройству дверей.....	122
12.2 Электробезопасность	122
12.3 Расчет освещения открытого распределительного устройства	122
12.4 Пожарная безопасность	126
12.4.1 Пожарная безопасность трансформатора.....	127
12.4.2 Расчет молниезащиты подстанции	127
13 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	130
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	137
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	138

Таблица 2 – Для электроприемников напряжением выше 1000 В

Номер цеха на плане и наименование цеха, отделения, участка	Вид высоковольтных электроприемников	Установленная мощность одного электроприёмника, кВт	Количество электроприемников	Коэффициент использования, $K_{и}$	Коэффициент мощности $\cos \varphi$
10 Компрессорная	Синхронные двигатели	800	6	0,8	0,85

Таблица 3 – Дополнительные данные

Расстояние от предприятия до подстанции энергосистемы, км		15	
Существующие уровни напряжений U_1 и U_2 на подстанции энергосистемы, кВ		35 и 110	
Мощность короткого замыкания (МВ·А) на шинах подстанции энергосистемы напряжением		U_1	800
		U_2	3500
Стоимость электроэнергии по двухставочному тарифу	за 1 кВт максимальной нагрузки, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{мес}}$	Согласно действующим тарифам	
	за 1 потребленный кВт·ч, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$		
Наивысшая температура, °С	окружающего воздуха	22,6	
	почвы (на глубине 0,7 м)	15	
Коррозионная активность грунта предприятия		Средняя	
Блуждающие токи в грунте		Есть	
Наличие колебаний и растягивающих усилий в грунте		Есть значительные усилия	

Исходные данные для расчета электрических нагрузок по цеху приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Данные для расчета электрических нагрузок по цеху

Наименование оборудования	Мощность одного электроприемника, кВт	Количество потребителей
		Номер варианта 0
1	2	3
Термическое отделение		
1 Печь сопротивления	55,0	4
2 Молот пневматический	20,0	3
3 Молот пневматический	10,0	2
4 Пресс гидравлический	10,0	6
5 Вентилятор	10,0	4
6 Вентилятор поддува	4,5	3

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Заготовительное отделение		
7	Сварочный аппарат	30,0
8	Ножницы гильотинные	7,0
9	Вальцы листогибочные	22,0
10	Пресс гидравлический	10,0
11	Пресс гидравлический	27,0
12	Станок радиально-сверлильный	12,0
13	Вентилятор-колорифер	14,0
14	Станок наждачный	5,0
15	Вентилятор наждака	2,8
16	Вентилятор	10,0
17	Кран-балка	12,0
Инструментальное отделение		
18	Станок токарно-винторезный	16,2
19	Станок токарно-винторезный	30,0
20	Станок токарно-винторезный	42,4
21	Станок радиально-сверлильный	12,0
22	Станок кругло-шлифовальный	7,2
23	Станок вертикально-сверлильный	1,0
24	Станок заточной	1,0
25	Станок наждачный	4,5
26	Вентилятор наждака	10,0
27	Станок продольно-строгальный	48,2
28	Станок плоскошлифовальный	15,8
29	Станок токарно-револьверный	13,0
30	Станок расточной	11,9
31	Станок зубофрезерный	15,8
32	Станок зубодолбежный	11,7
33	Станок горизонтально-фрезерный	13,1
34	Станок вертикально-фрезерный	13,0
35	Станок долбежный	10,9
36	Станок строгательный	8,0
37	Установка высокочастотная	60,0
38	Станок импульсный	40,0
39	Станок отрезной ножовочный	2,7
40	Станок отрубной	5,0
41	Кран-балка	12,0
Сварочное отделение		
42	Установка сварочная многопостовая, однофазная, $U_{НОМ} = 380$ В	76,0
43	Манипулятор сварочный	41,7
44	Преобразователь сварочный	30,0
45	Аппарат сварочный, $U_{НОМ} = 380$ В	40,0
46	Ножницы гильотинные	7,0
47	Вентилятор	20,0
48	Кран-балка	12,0

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

13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ

Лист

8

Окончание таблицы 4

1	2	3
Отделение металлоконструкций		
49	Аппарат сварочный	30,0
50	Вентилятор	7,5
51	Вентилятор-калорифер	14,0
52	Кран-балка	12,0

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

Основные характеристики потребителей и системы электроснабжения группы цехов завода железобетонных изделий.

1) Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1000 В: 16448,3 кВт.

2) По надежности электроснабжения потребители предприятия относятся к первой, второй и третьей категориям.

К цехам, в которых имеются потребители первой категории, относятся:

- Производственный корпус №1;
- Компрессорная;
- Производственный корпус №2;

К цехам, в которых имеются потребители второй категории, относятся:

- Градирня;
- Административно-бытовой корпус;
- Котельная;
- Насосная станция;
- Арматурный цех;
- Бетоносмесительный цех №1, №2;

К цехам, в которых имеются только потребители третьей категории, относятся:

- Гараж;
- Депо;
- Склад готовой продукции №1, №2 ;
- Мазутохранилище.

3) Полная расчетная мощность на шинах ГПП: 7644 кВА.

4) Коэффициенты реактивной мощности:

- заданный энергосистемой $\text{tg}\varphi_{\text{Э}} = 0,27$;
- расчетный $\text{tg}\varphi_{\text{Р}} = 0,28$.

5) Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

6) Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме питающих предприятие линий: 3500 МВА.

7) Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы 10 км; питающая воздушная линия выполнена проводом марки АС-70/11

8) На ГПП установлены два трансформатора типа ТДН-10000/110.

9) Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия: 10 кВ.

10) Тип принятых ячеек распределительного устройства ГПП: КСО-205.

11) Для питания потребителей напряжением ниже 1000 В устанавливается 13 цеховых трансформаторных подстанций с трансформаторами типа ТМГ мощностью: 160, 400, 630, 1000 и 1600 кВА, а также 9 низковольтных распределительных пунктов.

12) Марка кабельных линий: АСП, сечений: 50, 70, 95, 150, 185 мм² (с учетом проверки на термическую стойкость).

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Сегодня основной продукцией завода железобетонных конструкций являются железобетонные конструкции и изделия, элементы зданий и сооружений.

На заводе железобетонных конструкций основными приемниками электроэнергии являются формовочный, арматурный, компрессорный цеха. В формовочном цехе основными приемниками электроэнергии являются трубогибочные станки. Трубогибочные станки предназначены для гибки стальных горячекатаных труб. Изгибание труб станком допускается только при условии, что они являются полыми и не набиты песком либо другими материалами. Гидравлический трубогибочный станок удобен в эксплуатации, такое оборудование может использоваться непосредственно на месте монтажа труб.

В состав инструментального цеха входят следующие отделения: механическое (станочное), слесарно-сборочное, лекальное, для ремонта пневматического и другого механизированного инструмента, шлифовально-заточное, заготовительное (часто объединяется со складом материалов), термическое, хромировочное, кузнечное, сварочное, для напайки пластин твердых сплавов, а также склад материалов и заготовок, склад вспомогательных материалов, склад готовых и исправляемых изделий, промежуточный склад, контрольное отделение, инструментальная раздаточная, измерительная лаборатория, служебные и бытовые помещения.

Станочное и слесарно-сборочное отделения делятся на специализированные участки, предназначенные для обработки инструмента определенного вида, а именно:

- режущего инструмента,
- измерительного инструмента,
- вспомогательного инструмента,
- приспособлений,
- штампов,
- металлических моделей и пресс-форм,
- пневматического и другого механизированного инструмента.

В зависимости от размеров производства некоторые участки могут быть объединены или же выделены в самостоятельные цехи (цех штампов и моделей).

Кузнечные отделения организуют при крупных инструментальных цехах; инструментальные и ремонтно-механические цехи часто имеют одну общую кузницу. Иногда кузнечные работы по инструменту производятся в основном кузнечном цехе завода, для чего в нем устанавливается необходимое оборудование. Расположение кузницы в здании инструментального цеха смежно со станочным отделением нежелательно, так как работа кузнечных молотов вредно отражается на точности обработки на металлорежущих станках.

Термическое отделение специально для обработки инструмента следует создавать при инструментальном цехе. Это объясняется особым характером термической обработки инструмента, тесной связью технологических процессов

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

механической и термической обработки, тем, что инструментальный цех должен выпускать полностью готовую продукцию.

					<i>13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>12</i>

ВВЕДЕНИЕ

Системой электроснабжения (СЭС) называют совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электрической энергией. 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 работы 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, учитывающий взаимовлияние факторов, и учет их динамичности.

Таким образом, создание рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия является сложной задачей, включающей в себя выбор рационального числа трансформаций, выбор рациональных напряжений, правильный выбор места размещения цеховых подстанций и ГПП, совершенствование методики определения электрических нагрузок, рациональный выбор числа и мощности трансформаторов, схемы внешнего электроснабжения и ее 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.

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

К сравнению приняты трехфазные двухобмоточные трансформаторы 110/10 кВ, мощностью 10000 кВА. Данные взяты из каталогов поставщиков: КрасТехЭнерго (Россия) и Zhejiang Laurence Power Equipment Co., Ltd (Китай) [1 и 2].

Имеющиеся данные позволяют сравнить основные параметры, потери, габариты, массу и цену трансформаторов. Сведение данных в таблицу 1.1 упрощает сравнительный анализ.

Таблица 1.1 – Сравнение трансформаторов

Наименование	ТДН-10000/110	SFZ11-10000/110
Номинальная мощность, кВА	10000	10000
Номинальная частота, Гц	50	50, 60
Диапазон и число ступеней регулирования РПН	$\pm 9 \times 1,78\%$	$\pm 8 \times 1,25\%$
Напряжение короткого замыкания, Ук, %	10,5	10,5
Ток холостого хода, не более, %	0,9	0,74
Потери холостого хода, кВт	10	11,4
Потери короткого замыкания, кВт	58	50,4
Полная масса, кг	28800	27800
Габаритные размеры: (LxVxH), мм	5800x3500x5300	5100x3735x4830
Ширина колеи продольного перемещения, мм	1524	1435
Ширина колеи поперечного перемещения, мм	2000	1435
Ориентировочная цена, тыс. руб	260	390
Срок эксплуатации, лет	25	20

Преимуществами китайского трансформера являются меньшие габариты и масса, недостатками – меньший, чем у ТДН, диапазон регулирования РПН и высокая цена. Вероятно, до роста курса валют такой трансформатор был конкурентоспособен на российском рынке, даже с учетом таможенных и налоговых сборов. Однако, на данный момент покупка такого трансформатора из-за рубежа невыгодна. Работа с российскими поставщиками и производителями позволяет в кратчайшие сроки осуществить гарантийный ремонт, а также сократить время доставки. Кроме того, у отечественного трансформатора выше заявленный срок эксплуатации.

Выводы по разделу один

На основе сравнительного анализа силовых трансформаторов была выявлена существенная разница в цене и удобстве обслуживания. Очевидно, что к установке принимаем трансформатор ТДН-10000/110.

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

Таблица 2.1 – Расчет электрической нагрузки, обусловленной однофазными электроприёмниками отделения пропитки

Наименование узлов СЭС и ЭП	P _{ном} , кВт	n, шт.	np ² _{ном1} , кВт ²	Установленная мощность ЭП, подключаемых на U _л , кВт			Коэффициенты приведения P и Q нагрузки к фазе			Установленная мощность ЭП, подключаемых на U _ф , кВт			k _{иа}	tgφ	Средняя мощность за наиболее загруженную смену						
				AB	BC	CA	k _φ	k	q	A	B	C			P _с , кВт			Q _с , квар			
															A	B	C	A	B	C	
5. Термический участок (ШР-7)																					
Электроприёмники, подключенные на линейное напряжение (U _л = 380 В)																					
1 Установка сварочная многопостовая, однофазная, U _{ном} = 380 В	152	2	11552	76			A	0,794	0,221	60,38	-	-	0,2	1,02	3,36	-	-	3,36	-	-	
							B	0,206	0,799	-	15,62	-			-	-	3,12	-	-	12,14	-
				76			B	0,794	0,221	-	60,38	-			-	-	12,08	-	-	3,36	-
							C	0,206	0,799	-	-	15,62			-	-	-	-	3,12	-	-
2 Аппарат сварочный, U _{ном} = 380 В	40	1	1600			40	C	0,835	0,291	-	-	33,39	0,2	1,16	-	-	6,68	-	-	2,33	
							A	0,165	0,869	6,61	-	-			-	1,32	-	-	6,95	-	-
Итого	192	3	13152											13,40	15,20	9,80	10,31	15,50	14,47		

13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ

Таблица 2.2 – Расчет электрических нагрузок по электроремонтному цеху

Исходные данные						Расчетные величины						Расчетная мощность			I _p , А
по заданию технологов				справочны е		k _{иа} P _{ном} , кВт	k _{иа} P _{ном} tg φ, квар	np ² _{номи} , кВт ²	n _э	K _{ра}	K _{рр}	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВ·А	
Наименование узлов СЭС и электроприёмников	n, шт.	Номиналь ная мощность, кВт		k _{иа}	cosφ tgφ										
		p _{номи}	P _{ном}												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1. Термическое отделение (ШР-1)															
1 Печь сопротивления	4	55,0	220,0	0,80	$\frac{0,95}{0,33}$	176,00	57,85	12100,00							
2 Молот пневматический	3	20,0	60,0	0,70	$\frac{0,75}{0,88}$	42,00	37,04	1200,00							
3 Молот пневматический	2	10,0	20,0	0,70	$\frac{0,75}{0,88}$	14,00	12,35	200,00							
4 Пресс гидравлический	6	10,0	60,0	0,17	$\frac{0,65}{1,17}$	10,20	11,93	600,00							
5 Вентилятор	4	10,0	40,0	0,65	$\frac{0,70}{1,02}$	26,00	26,53	400,00							
6 Вентилятор поддува	3	4,5	13,5	0,65	$\frac{0,70}{1,02}$	8,78	8,95	60,75							
Итого по ШР-1	22		413,5	0,67	$\frac{0,87}{0,56}$	276,98	154,64	14560,75	12	1,00	1,05	276,98	162,16	320,95	487,64
2. Заготовительное отделение (ШР-2)															
7 Сварочный аппарат	4	30,0	120,0	0,20	$\frac{0,65}{1,17}$	24,00	28,06	3600,00							

13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

Изм.
Лист
№ докум.
Подпись
Дата

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
8 Ножницы гильотинные	3	7,0	21,0	0,13	0,50 1,73	2,73	4,73	147,00							
9 Вальцы листогибочные	2	22,0	44,0	0,75	0,80 0,75	33,00	24,75	968,00							
10 Пресс гидравлический	4	10,0	40,0	0,12	0,40 2,29	4,80	11,00	400,00							
11 Пресс гидравлический	2	27,0	54,0	0,17	0,65 1,17	9,18	10,73	1458,00							
12 Станок радиально-сверлильный	4	12,0	48,0	0,17	0,65 1,17	8,16	9,54	576,00							
13 Вентилятор-калорифер	3	14,0	42,0	0,65	0,70 1,02	27,30	27,85	588,00							
14 Станок наждачный	2	5,0	10,0	0,12	0,40 2,29	1,20	2,75	50,00							
15 Вентилятор наждака	2	2,8	5,6	0,65	0,7 1,02	3,64	3,71	15,68							
16 Вентилятор наждака	4	10,0	40,0	0,65	0,70 1,02	26,00	26,53	400,00							
17 Кран-балка	2	12,0	24,0	0,30	0,50 1,73	7,20	12,47	288,00							
Итого по ШР-2	32		448,6	0,33	0,67 1,10	147,21	162,12	8490,68	24	1,00	1,03	147,21	167,67	223,12	339,00
3. Инструментальное отделение (ШР-3)															
18 Станок токарно-винторезные	4	16,2	64,8	0,12	0,40 2,29	7,78	17,82	1049,76							

13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
19 Станок токарно-винторезные	3	30,0	90,0	0,12	0,40 2,29	10,80	24,75	2700,00							
20 Станок токарно-винторезные	2	42,4	84,8	0,12	0,40 2,29	10,18	23,32	3595,52							
21 Станок радиально-сверлильный	4	12,0	48,0	0,12	0,40 2,29	5,76	13,20	576,00							
22 Станок круглошлифовальный	3	7,2	21,6	0,12	0,40 2,29	2,59	5,94	155,52							
23 Станок вертикально-сверлильный	5	1,0	5,0	0,12	0,40 2,29	0,60	1,37	5,00							
24 Станок заточной	4	1,0	4,0	0,12	0,40 2,29	0,48	1,10	4,00							
25 Станок наждачный	4	4,5	18,0	0,12	0,40 2,29	2,16	4,95	81,00							
26 Вентилятор наждака	4	10,0	40,0	0,65	0,65 0,70	26,00	26,53	400,00							
27 Станок продольно-строгальный	2	48,2	96,4	0,12	0,40 2,29	11,57	26,51	4646,48							
28 Станок плоскошлифовальный	3	15,8	47,4	0,12	0,40 2,29	5,69	13,03	748,92							
29 Станок токарно-револьверный	3	13,0	39,0	0,12	0,40 2,29	4,68	10,72	507,00							
30 Станок расточной	2	11,9	23,8	0,12	0,40 2,29	2,86	6,54	283,22							
31 Станок зубофрезерный	3	15,8	47,4	0,12	0,40 2,29	5,69	13,03	748,92							
32 Станок зубодолбежный	2	11,7	23,4	0,12	0,40 2,29	2,81	6,43	273,78							

13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ

Изм.
Лист
№ докум.
Подпись
Дата

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
33 Станок горизонтально фрезерный	4	13,1	52,4	0,12	0,40 2,29	6,29	14,41	686,44							
34 Станок вертикально-фрезерный	2	13,0	26,0	0,12	0,40 2,29	3,12	7,15	338,00							
35 Станок долбежный	3	10,9	32,7	0,12	0,40 2,29	3,92	8,99	356,43							
36 Станок строгательный	2	8,0	16,0	0,12	0,40 2,29	1,92	4,40	128,00							
37 Установка высокочастотная	2	60,0	120,0	0,73	0,68 1,08	87,60	94,45	7200,00							
38 Станок импульсный	2	40,0	80,0	0,12	0,40 2,29	9,60	22,00	3200,00							
39 Станок отрезной ножовочный	4	2,7	10,8	0,12	0,40 2,29	1,30	2,97	29,16							
40 Станок отрубной	3	5,0	15,0	0,12	0,40 2,29	1,80	4,12	75,00							
41 Кран-балка	2	12,0	24,0	0,30	0,50 1,73	7,20	12,47	288,00							
Итого по ШР-3	72		1030,5	0,22	0,52 1,65	222,38	366,20	28076,15	38	1,00	1,03	222,38	376,12	436,95	663,87
4. Сварочное отделение (ШР-4)															
42 Однофазные ЭП	3		228,0	0,20	0,83 0,68	45,60	30,94	13152,00							
43 Манипулятор сварочный	1	41,7	41,7	0,20	0,70 1,02	8,38	8,51	1738,89							
44 Преобразователь сварочный	3	30,0	90,0	0,30	0,70 1,02	27,00	27,55	2700,00							
45 Ножницы гильотинные	3	7,0	21,0	0,13	0,500 1,73	2,73	4,73	147,00							

13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ

Окончание таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
46 Вентилятор	4	20,0	80,0	0,65	0,70 1,02	52,00	53,05	1600,00							
47 Кран-балка	2	12,0	24,0	0,30	0,50 1,73	7,20	12,47	288,00							
Итого по ШР-6	16		484,7	0,29	0,72 0,96	142,87	137,24	19625,89	12	1,08	1,05	154,30	143,86	210,96	320,52
5. Отделение металлоконструкций (ШР-5)															
48 Аппарат сварочный	2	30,0	60,0	0,20	0,65 1,17	12,00	14,03	1800,00							
49 Вентилятор	4	7,5	30,0	0,65	0,70 1,02	19,50	19,89	225,00							
50 Вентилятор-калорифер	2	14,0	28,0	0,65	0,70 1,02	18,57	18,57	392,00							
51 Кран-балка	2	12,0	24,4	0,30	0,50 1,73	12,47	12,47	288,00							
Итого по ШР-5	10		142,00	0,40	0,66 1,14	64,96	64,96	2705,00	7	1,12	1,06	63,73	68,93	93,87	142,63

Изм.
Лист
№ докум.
Подпись
Дата

13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ

Таблица 2.3 – Расчет суммарных электрических нагрузок по электроремонтному цеху

Исходные данные						Расчетные величины						Расчетная мощность			I _p , А
по заданию технологов				справочные		k _{иа} P _{ном} , кВт	k _{иа} P _{ном} tgφ, квар	np ² _{ном1} , кВт ²	n _э	K _{ра}	K _{pp}	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВ·А	
Наименование узлов СЭС и электроприёмников	n, шт.	Номинальная мощность, кВт		k _{иа}	cosφ tgφ										
		p _{ном1}	P _{ном}												
1 Термическое отделение	22	-	413,5	0,67	0,87 0,56	276,98	154,64	14560,75	12	1,00	1,05	276,98	162,16	320,95	487,64
2 Заготовительное отделение	32	-	448,6	0,33	0,67 1,10	147,21	162,12	8490,68	24	1,00	1,03	147,21	167,67	223,12	339,00
3 Инструментальн ое отделение	72	-	1030,5	0,22	0,52 1,65	222,38	366,20	28076,15	38	1,00	1,03	222,38	376,12	436,95	663,87
4 Сварочное отделение	16	-	484,7	0,29	0,72 0,96	142,87	137,24	19625,89	12	1,08	1,05	154,30	143,86	210,96	320,52
5 Отделение металлоконструк ций	10	-	142,2	0,40	0,66 1,14	56,90	64,96	2705,00	7	1,12	1,06	63,73	68,93	93,87	142,63
Итого по цеху	152	-	2519,3	0,34	0,69 1,05	846,34	885,16	73458,47	86	0,70	0,70	592,43	619,61	857,26	1302,48

13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ

$$P_{p.o} = K_{c.o} \cdot P_{y.o} \cdot F_{ц}, \quad (2.20)$$

$$Q_{p.o} = K_{c.o} \cdot P_{y.o} \cdot F_{ц} \cdot \operatorname{tg}\varphi_o, \quad (2.21)$$

где $K_{c.o}$ – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки. Определяется по [5, с.36]. К примеру, для склада металла $K_{c.o} = 0,85$.

$P_{y.o}$ – удельная осветительная нагрузка на 1 м² производственной поверхности пола цеха. Определяется согласно [4, таблица 4.16].

Для склада цемента $P_{y.o} = 0,010 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}$;

$F_{ц}$ – поверхность пола цеха, м². Определяется графическим путем по исходным данным. Для склада цемента $F_{ц} = 7500 \text{ м}^2$;

$\operatorname{tg}\varphi_o$ – коэффициент реактивной мощности с учетом индивидуальной и групповой компенсации реактивной мощности источников света.

По формулам (2.20) и (2.21):

$$P_{p.o} = 0,85 \cdot 0,010 \cdot 7500 = 63,75 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.o} = 0,85 \cdot 0,010 \cdot 7500 \cdot 1 = 63,75 \text{ квар.}$$

Для остальных цехов результаты расчета силовой низковольтной нагрузки и осветительной нагрузки представлены в таблице 2.4.

Расчетная полная мощность для каждого цеха:

$$S_p = \sqrt{(P_{p.сил} + P_{p.o})^2 + (Q_{p.сил} + Q_{p.o})^2}.$$

Для склада металла:

$$S_p = \sqrt{(46,5 \text{ кВт} + 63,75 \text{ кВт})^2 + (54,3 \text{ квар} + 63,75 \text{ квар})^2} = 161,52 \text{ кВА};$$

По формуле (2.7):

$$I_p = \frac{161,52 \text{ кВА}}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \text{ кВ}} = 245,398 \text{ А.}$$

Результаты расчетов полной расчетной мощности и расчетного тока для других цехов, а также расчета осветительной нагрузки для освещения территории предприятия, представлены в таблице 2.4.

2.3 Расчет высоковольтной нагрузки и нагрузки в целом по предприятию

В качестве высоковольтной нагрузки представлены синхронные двигатели. Расчетная активная и реактивная мощности высоковольтной нагрузки согласно [5, 3.3.6] находятся по формулам:

$$P_{pBB} = K_{o.m} \cdot \sum_{i=1}^m K_{иi} \cdot P_{ниi}, \quad (2.22)$$

										Лист
										28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ					

Таблица 2.4 – Расчет мощностей для других цехов предприятия

Наименование подразделения	Р _Σ , кВт	nЭ	K _{ИЛ}	cosφ	tgφ	Р _С , кВт	Q _С , квар	K _{РА}	Р _Р , кВт	Q _Р , квар	F _Ц , м ²	Р _{уд} , кВт/м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1 Гараж	300,0	30	0,35	0,65	1,17	105,0	122,8	0,75	78,8	92,1	1688	0,012
2 Склад готовой продукции №1	193,0	15	0,30	0,65	1,17	57,9	67,7	0,85	49,2	57,5	488	0,010
3 Градирня	85,0	5	0,80	0,85	0,62	68,0	42,1	1,00	68,0	42,1	744	0,015
4 Депо	250,0	16	0,40	0,65	1,17	100,0	116,9	0,85	85,0	99,4	6750	0,012
5 Производственный корпус №1	3155,0	210	0,55	0,75	0,88	1735,3	1530,3	0,80	1388,2	1224,3	13000	0,018
6 Котельная	1218,0	70	0,80	0,85	0,62	974,4	603,9	0,80	779,5	483,1	1994	0,015
7 Административно-бытовой корпус	534,0	50	0,40	0,70	1,02	213,6	217,9	0,75	160,2	163,4	1000	0,018
8 Насосная станция	540,0	6	0,80	0,85	0,62	432,0	267,7	1,00	432,0	267,7	938	0,012
9 Арматурный цех	1987,0	95	0,50	0,75	0,88	993,5	876,2	0,75	745,1	657,1	1250	0,018
10 Компрессорная	240,0	15	0,75	0,85	0,62	180,0	111,6	0,90	162,0	100,4	4250	0,012
11 Бетоносмесительный цех №1	404,0	62	0,60	0,80	0,75	242,4	181,8	0,80	193,9	145,4	488	0,018
12 Мазутохранилище	84,0	10	0,35	0,60	1,33	29,4	39,2	0,90	26,5	35,3	781	0,010
13 Производственный корпус №2	3538,0	100	0,60	0,85	0,62	2122,8	1315,6	0,80	1698,2	1052,5	11250	0,018
14 Бетоносмесительный цех №2	530,0	207	0,60	0,80	0,75	318,0	238,5	0,80	254,4	190,8	506	0,018
15 Склад заполнителей	501,0	33	0,30	0,60	1,33	150,3	200,4	0,75	112,7	150,3	919	0,010
16 Склад готовой продукции №2	193,0	6	0,40	0,70	1,02	77,2	78,8	1,11	85,7	87,4	2094	0,010
17 Склад цемента	177,0	27	0,35	0,65	1,17	62,0	72,4	0,75	46,5	54,3	7500	0,010
18 Ремонтно-механический цех	2519,3	86	0,34	0,69	1,05	846,3	885,2	0,70	592,4	619,6	875	0,015
Освещение территории											120988	0,002
Итого по низковольтной нагрузке по предприятию	16448,3	1043	0,53	0,78	0,80	8708,0	6969,0	0,80	6958,3	5522,9	177500	

13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ

Продолжение таблицы 2.4

Наименование подразделения	K _{CO}	cosφ ₀	tgφ ₀	P _{PO} , кВт	Q _{PO} , квар	P _P +P _{PO} , кВт	Q _P +Q _{PO} , квар	S _p , кВ·А	I _p , А
1	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1 Гараж	0,85	0,7	1	17,21	17,21	95,96	109,28	145,43	220,97
2 Склад готовой продукции №1	0,85	0,7	1	4,14	4,14	53,36	61,68	81,56	123,92
3 Градирня	0,85	0,7	1	9,48	9,48	77,48	51,63	93,11	141,46
4 Депо	0,85	0,7	1	68,85	68,85	153,85	168,23	227,97	346,36
5 Производственный корпус №1	0,85	0,7	1	198,90	198,90	1587,10	1423,18	2131,74	3238,85
6 Котельная	0,85	0,7	1	25,42	25,42	804,94	508,52	952,12	1446,59
7 Административно-бытовой корпус	0,85	0,7	1	15,30	15,30	175,50	178,74	250,49	380,59
8 Насосная станция	0,85	0,7	1	9,56	9,56	441,56	277,29	521,41	792,20
9 Арматурный цех	0,85	0,7	1	19,13	19,13	764,25	676,26	1020,50	1550,48
10 Компрессорная	0,85	0,7	1	43,35	43,35	205,35	143,75	250,66	380,84
11 Бетоносмесительный цех №1	0,85	0,7	1	7,46	7,46	201,38	152,90	252,85	384,16
12 Мазутохранилище	0,85	0,7	1	6,64	6,64	33,10	41,92	53,41	81,15
13 Производственный корпус №2	0,85	0,7	1	172,13	172,13	1870,37	1224,60	2235,60	3396,64
14 Бетоносмесительный цех №2	0,85	0,7	1	7,75	7,75	262,15	198,55	328,85	499,63
15 Склад заполнителей	0,85	0,7	1	7,81	7,81	120,53	158,11	198,81	302,07
16 Склад готовой продукции №2	0,85	0,7	1	17,80	17,80	103,49	105,22	147,58	224,23
17 Склад цемента	0,85	0,7	1	63,75	63,75	110,21	118,07	161,52	245,40
18 Ремонтно-механический цех	0,85	0,7	1	11,16	11,16	603,59	630,77	873,04	1326,44
Освещение территории	1,00	0,7	1	241,98	241,98	241,98	241,98	342,20	519,93
Итого по низковольтной нагрузке по предприятию				947,80	947,80	7664,17	6228,69	10268,85	15601,91

13.03.02.2017.132.00.00 ЛЗ

нагрузок по цеху, не совпадает с планом электроремонтного, приведенным в первой части исходных данных, то также примем центр электрических нагрузок электроремонтного цеха совпадающим с физическим центром электроремонтного цеха. Координаторы центров нагрузок соответствующих цехов приведены ниже.

Радиусы окружностей и углы секторов для каждого цеха находятся по формулам:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (2.24)$$

$$\alpha_{ni} = 360 \cdot \frac{P_{p.ni}}{P_{pi}}; \quad \alpha_{vi} = 360 \cdot \frac{P_{p.vi}}{P_{pi}}; \quad \alpha_{oi} = 360 \cdot \frac{P_{p.oi}}{P_{pi}}, \quad (2.25)$$

где P_{pi} , $P_{p.ni}$, $P_{p.vi}$, $P_{p.oi}$ – расчетные активные нагрузки соответственно всего цеха, электроприемников напряжением до 1000 В, электроприемников напряжением свыше 1000 В и электрического освещения, которые берутся для соответствующих цехов из таблиц 2.4 и 2.5;

m – масштаб площадей картограммы нагрузок, $\frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}$.

Масштаб m найдем из следующего условия: радиус круга для цеха с наименьшей расчетной нагрузкой $P_{p.min}$ должен быть равен $r_{min} = 2$ мм. Тогда масштаб m находится по формуле:

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

Определим расчетную мощность по цеху на примере мазутохранилища по формуле:

$$P_{pi} = P_{p.ni} + P_{p.oi}.$$

Получим:

$$P_{pi} = 26,5 + 6,6 = 33,1 \text{ кВт.}$$

Для остальных цехов результаты расчетов приведены в таблице 2.6.

По результатам расчетов, наименьшую расчетную активную нагрузку потребляет склад песка.

Таблица 2.5 – Расчет высоковольтной нагрузки

Исходные данные							Расчетные величины		Расчетная мощность			I _p , А
по заданию технологов				по справочным данным			K _и ·P _н	K _и ·P _н ·tgφ	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	
Наименование подразделения и ВВ ЭП	n, шт.	Номинальная (установленная) мощность, кВт		K _и	коэффициент реактивной мощности							
		p _н	P _н		cosφ	tgφ						
4 Компрессорная												
4.1 Синхронные двигатели	6	800	4800	0,8	0,85	0,85	3840	-2380	3840	-2380	4517,65	260,83

13.03.02.2017.13.2.00.00 ПЗ

Таблица 2.6 – Расчет картограммы нагрузок

Наименование подразделения	$P_{p,\Sigma}$, кВт	$P_{p,n}$, кВт	$P_{p,v}$, кВт	$P_{p,o}$, кВт	X_i , м	Y_i , м	R, мм	α_n , град	α_{vv} , град	α_o , град
1 Гараж	96,0	78,8		17,2	165,0	485,0	3,4	295		65
2 Склад готовой продукции №1	53,4	49,2		4,1	220,0	505,0	2,5	332		28
3 Градирня	77,5	68,0		9,5	115,0	450,0	3,1	316		44
4 Депо	153,9	85,0		68,9	270,0	450,0	4,3	199		161
5 Производственный корпус №1	1587,1	1388,2		198,9	275,0	350,0	13,8	315		45
6 Котельная	804,9	779,5		25,4	87,5	355,0	9,9	349		11
7 Административно-бытовой корпус	175,5	160,2		15,3	220,0	340,0	4,6	329		31
8 Насосная станция	441,6	432,0		9,6	30,0	345,0	7,3	352		8
9 Арматурный цех	764,3	745,1		19,1	350,0	257,5	9,6	351		9
10 Компрессорная	4045,4	162,0	3840,0	43,4	262,5	260,0	22,1	14	342	4
11 Бетономесительный цех №1	201,4	193,9		7,5	225,0	245,0	4,9	347		13
12 Мазутохранилище	33,1	26,5		6,6	42,5	205,0	2,0	288		72
13 Производственный корпус №2	1870,4	1698,2		172,1	282,5	175,0	15,0	327		33
14 Бетономесительный цех №2	262,1	254,4		7,7	215,0	202,5	5,6	349		11
15 Склад заполнителей	120,5	112,7		7,8	150,0	125,0	3,8	337		23
16 Склад готовой продукции №2	103,5	85,7		17,8	65,0	127,5	3,5	298		62
17 Склад цемента	110,2	46,5		63,8	257,5	80,0	3,6	152		208
18 Ремонтно-механический цех	603,6	592,4		11,2	150,0	60,0	8,5	353		7
Итого	11504,2	6958,3	3840,0	705,8	238,3	259,8				

13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подпись	
Дата	
Лист	34

По формуле (2.26):

$$m = \frac{33,1 \text{ кВт}}{\pi \cdot (5 \text{ мм})^2} = 0,42 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}.$$

Тогда для склада металла по формулам (2.24) и (2.25):

$$r_i = \sqrt{\frac{33,1 \text{ кВт}}{\pi \cdot 0,42 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}}} = 5 \text{ мм}$$

$$\alpha_{ni} = 360 \cdot \frac{26,5 \text{ кВт}}{33,1 \text{ кВт}} = 288^\circ,$$

$$\alpha_{oi} = 360 \cdot \frac{6,6 \text{ кВт}}{33,1 \text{ кВт}} = 72^\circ.$$

Для остальных цехов результаты расчетов приведены в таблице 2.6.

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

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{pi} \cdot X_i)}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{pi} \cdot Y_i)}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}; \quad (2.27)$$

где X_i, Y_i - координаты центра электрических нагрузок i -го цеха.

Используя формулы (2.27), получим:

$$X_0 = \frac{96 \cdot 165,0 + \dots + 603,6 \cdot 150}{96 + \dots + 603,6} = \text{м};$$

$$Y_0 = \frac{96 \cdot 485,0 + \dots + 603,6 \cdot 60}{96 + \dots + 603,6} = \text{м}.$$

Поскольку на предприятии присутствуют цеха с грязной средой, разместим ГПП предприятия недалеко от центра электрических нагрузок с учетом розы ветров и наличия свободного места.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					35

Выводы по разделу два

Был произведен подробный расчёт электрической нагрузки электроремонтного цеха, а также укрупнённый расчёт электрических нагрузок остальных цехов. Также были рассчитаны символические центры электрических нагрузок цехов. Координаты центра электрических нагрузок предприятия равны: $X_0 = 238,3$ м; $Y_0 = 259,8$ м.

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

Выбор трансформаторов является важным этапом проектирования. Он существенно влияет на основные технические и экономические показатели разрабатываемой схемы электроснабжения промышленного предприятия.

Мощность трансформаторов цеховой ТП зависит от величины нагрузки электроприемников, их категории по надежности электроснабжения, от размеров площади, на которой они размещены и т.п.

Выбор трансформаторов цеховой ТП рассмотрим на примере электроснабжения цехов 1 и 3 (гараж и градирня). Согласно [7, 2.7] выбор типа мощности и других параметров подстанций, а также их расположение должны обуславливаться значением и характером электрических нагрузок, размещением их на генеральном плане предприятия. При этом должны учитываться также архитектурно-строительные и эксплуатационные требования, расположение технологического оборудования, условия окружающей среды, требования взрывопожарной и экологической безопасности. Из предыдущего расчета нагрузок следует, что градирня потребляет относительно низкую расчетную активную мощность (93,1 кВт). Кроме того, согласно исходным данным, перечисленные цеха территориально расположены близко друг к другу. Поэтому имеет смысл рассмотреть вариант электроснабжения данных цехов от одной ТП (ТП-1) гаража, с использованием НРП для электроснабжения второго цеха.

Для начала необходимо определить центр электрических нагрузок 0,4 кВ перечисленных цехов. Для этого, используя выражения (2.27) получим:

$$X_{ц(1-2)} = \frac{96 \text{ кВт} \cdot 165 \text{ м} + 77,5 \cdot 115}{173,5 \text{ кВт}} = 142,66 \text{ м},$$
$$Y_{ц(1-2)} = \frac{96 \text{ кВт} \cdot 485 \text{ м} + 77,5 \cdot 450}{173,5 \text{ кВт}} = 469,37 \text{ м}.$$

Учитывая месторасположение центра электрических нагрузок 0,4 кВ, установку цеховой ТП будем производить в цехе № 1 «Гараж».

Согласно удельная плотность нагрузки может быть найдена по формуле:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{ц}}$$

где σ – удельная плотность нагрузки, кВА/м²;
 S_p – расчетная нагрузка цеха 0,4 кВ; кВА;
 $F_{ц}$ – площадь цеха, м².

Используя предыдущие данные расчета электрических нагрузок, получим:

$$\sigma = \frac{\sqrt{(96)^2 + (109,3)^2}}{1688} = 0,086 \text{ кВА/м}^2.$$

При плотности нагрузки 0,086 кВА/м² единичная мощность трансформатора равняется 630 кВА.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ				37

$$Q_{1p} = \sqrt{(n_i \cdot K_{з.д} \cdot S_{н.т})^2 - P_p^2},$$

где n_i – число трансформаторов цеховой ТП.

Получим:

$$Q_{1p} = \sqrt{(2 \cdot 0,8 \cdot 160)^2 - (173,5)^2} = 188,29 \text{ квар.}$$

Поскольку наибольшая реактивная мощность, которую трансформаторы ТП способны пропустить, больше значения расчетной реактивной мощности цеховой ТП, то реактивная нагрузка трансформаторов Q_1 принимается равной $Q_1 = Q_p = 160,91$ квар. В этом случае мощность компенсирующих устройств равняется нулю.

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах могут быть найдены согласно [9] по формулам:

$$K_{з.н} = \frac{\sqrt{(P_p)^2 + (Q_1)^2}}{n_i \cdot S_{н.т}}, \quad (3.2)$$

$$K_{з.п} = \frac{S_{р.т} \cdot n_i}{(n_i - 1) \cdot S_{н.т}}. \quad (3.3)$$

где $S_{р.т}$ – полная расчетная мощность, приходящаяся на один трансформатор ТП.

Для ТП-1:

$$S_{р.т} = \frac{\sqrt{(P_p)^2 + (Q_1)^2}}{n_i}. \quad (3.4)$$

Полная расчетная мощность по формуле (3.4):

$$S_{р.т} = \frac{\sqrt{(173,5)^2 + (160,91)^2}}{2} = \frac{263,48}{2} = 118,24 \text{ кВА.}$$

По формуле (3.2):

$$K_{з.н} = \frac{\sqrt{(173,5)^2 + (160,91)^2}}{2 \cdot 160} = \frac{236,48}{320} = 0,739.$$

По формуле (3.3):

$$K_{з.п} = \frac{118,24 \cdot 2}{(2 - 1) \cdot 160} = 1,479.$$

Параметры холостого хода и короткого замыкания для трансформатора ТМГ-160, взятые из [8, таблица 2] в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Параметры холостого хода и короткого замыкания трансформатора ТМГ-160

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	I_{xx} , %	U_k , %
0,51	3,1	2,4	4,5

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторах можно найти по известным формулам:

$$\Delta P_T = n_i \cdot (\Delta P_{xx} + (K_{3,н})^2 \cdot \Delta P_{кз}),$$

$$\Delta Q_T = \frac{n_i \cdot S_{н.т.}}{100} \cdot (I_{xx} + (K_{3,н})^2 \cdot U_k).$$

Получим:

:

$$\Delta P_T = 2 \cdot (0,51 + (0,8)^2 \cdot 3,1) = 4,4 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = \frac{2 \cdot 160}{100} (2,4 + (0,8)^2 \cdot 4,5) = 16,9 \text{ квар.}$$

Активная и реактивная мощности соответственно, потребляемые ТП-1 из сети внутривозовского электроснабжения, могут быть определены по формулам:

$$P_{р.ТП-1} = P_p + \Delta P_T,$$

$$Q_{р.ТП-1} = Q_1 + \Delta Q_T.$$

Активная и реактивная мощности:

$$P_{р.ТП-1} = 173,5 + 4,4 = 177,9 \text{ кВт};$$

$$Q_{р.ТП-1} = 160,9 + 16,9 = 177,8 \text{ квар};$$

Полная мощность, потребляемая ТП-1 из сети внутривозовского электроснабжения, может быть найдена по формуле:

$$S_{р.ТП-1} = \sqrt{(P_{р.ТП-1})^2 + (Q_{р.ТП-1})^2}.$$

Получим:

$$S_{р.ТП-1} = \sqrt{(177,9)^2 + (177,8)^2} = 251,49 \text{ кВА.}$$

Рассмотрим экономическую целесообразность питания цеха №2 от ТП-1, установленной в цехе № 1. Согласно [5, 4.5] питание от соседней ТП и установка НРП в цехе экономически выгодна, если выполняется соотношение [7, ф. 4.28]:

$$S_p \cdot l < 15000 \text{ кВА} \cdot \text{м}, \quad (3.7)$$

где S_p – полная расчетная нагрузка цеха, кВА;

l – расстояние от НРП цеха до соседней ТП, м.

Чтобы определить расстояние l от НРП градирни до ТП-1 гаража, разместим указанные подстанции на плане предприятия.

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

Трансформаторную подстанцию ТП-1 размещаем в гараже как можно ближе к центру нагрузок цехов 1 и 2, при этом избегая обратных перетоков мощности. Тип подстанции – встроенная. Координаты ТП-1 на плане предприятия:

$$X_{ТП1} = 120 \text{ м}; Y_{ТП-1} = 450 \text{ м.}$$

Координаты НРП-1, расположенного в цехе № 2:

$$X_{НРП-1} = 160 \text{ м}; Y_{НРП-1} = 450 \text{ м.}$$

Длина кабельной линии, соединяющей ТП-1 и НРП1:

$$l_{ТП-1;НРП-1} = 40 \text{ м.}$$

Расчетная нагрузка цеха № 2: $S_p = 93,1 \text{ кВА.}$

По (3.7):

$$93,1 \text{ кВА} \cdot 40 \text{ м} = 3724 \text{ кВА} \cdot \text{м} < 15000 \text{ кВА} \cdot \text{м}$$

Аналогично были выбраны трансформаторы цеховых ТП остальных цехов. Результаты выбора приведены в таблице 3.2.

Данные проверки экономической целесообразности питания цеха 2 через НРП-2 от ТП-2, цеха 7 через НРП-3 от ТП-3, цеха 8 через НРП-4 от ТП-4, цеха 11 через НРП-5 от ТП-6, цеха 12 через НРП-6 от ТП-7, цеха 14 через НРП-7 от ТП-8, цеха 15 через НРП-8 от ТП-9, цеха 17 через НРП-9 от ТП-9 приведены в таблице 3.3:

Размещение цеховых ТП на генплане предприятия представлено на генплане предприятия.

Таблица 3.3 – Проверки экономической целесообразности питания через НРП

Номер цеховой ТП	Координаты НРП		Номер НРП	Номер цеха, в котором установлен НРП	S_p , кВА	$l_{ТП-НРП}$, м	$S_p \cdot l$, кВА·м
	X, м	Y, м					
2	220	490	2	2	81,6	30	2448
3	225	320	3	7	250,5	50	12525
4	35	340	4	8	521,4	25	13035
6	230	245	5	11	252,8	45	11376
7	43	190	6	12	53,4	60	3204
8	210	195	7	14	328,8	45	14796
9	135	130	8	15	198,8	40	7952
9	190	100	9	17	161,5	80	12920

Таблица 3.2 – Выбор числа, типа и мощности цеховых трансформаторов

Наименование цехов, подразделений	Категория надежности	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВт·А	$F_{ц}$, м2	σ , кВт·А / м ²	$S_{т.э.}$, кВт·А	$N_{т.э.}$, шт	$N_{т.мин.}$, шт	m, шт	$N_{т.опт.}$, шт	$S_{т.ном.}$, кВт·А	Кол-во тр-ров в ТП	Номер ТП	$k_{з.т.д}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1 Гараж	3	96,0	109,3	145,4	1688	0,086									
3 Градирня	2	77,5	51,6	93,1	744										
Итого		173,4	160,9	238,5		0,086	630	0,34	2	0	2	160	2	1	0,8
4 Депо	3	153,9	168,2	228,0	6750	0,034									
2 Склад готовой продукции №1	3	53,4	61,7	81,6	488										
Итого		207,2	229,9	309,5		0,034	400	0,58	1	0	1	400	1	2	0,9
5 Производственный корпус №1	1	1587,1	1423,2	2131,7	13000	0,164									
7 Административно-бытовой корпус	2	175,5	178,7	250,5	1000										
Итого		1762,6	1601,9	2382,2		0,164	1600	1,57	2	0	2	1600	2	3	0,7
6 Котельная	2	804,9	508,5	952,1	1994										
8 Насосная станция	2	441,6	277,3	521,4	938										
Итого		1246,5	785,8	1473,5		0,478	2500	0,62	2	0	2	1000	2	4	0,8
9 Арматурный цех	2	764,3	676,3	1020,5	1250	0,816	2500	0,38	2	0	2	630	2	5	0,8

13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ

Продолжение таблицы 3.2

Наименование цехов, подразделений	Тип трансформатора	Q_{ip} , квар	Q_l , квар	$Q_{к.у}$, квар	$k_{з.т.н}$	$k_{з.т.а}$	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	I_{xx} , %	$U_{к}$, %	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , квар	$P_T + \Delta P_T$, кВт	$Q_l + \Delta Q_T$, квар
1	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1 Гараж														
3 Градирня														
Итого	ТМГ	188,29	160,91	0,00	0,74	1,48	0,51	3,10	2,40	4,50	4,41	16,90	177,85	177,80
4 Депо														
2 Склад готовой продукции №1														
Итого	ТМГ	294,39	229,91	0,00	0,77	1,55	0,95	5,90	2,10	4,50	4,48	22,98	211,69	252,89
5 Производственный корпус №1														
7 Административно-бытовой корпус														
Итого	ТМГ	1382,33	1382,33	219,58	0,70	1,40	3,30	18,00	1,30	5,50	24,24	127,84	1786,84	1510,17
6 Котельная														
8 Насосная станция														
Итого	ТМГ	1003,11	785,82	0,00	0,74	1,47	2,45	12,20	1,40	5,50	18,14	98,40	1264,65	884,22

13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ

9 Арматурный цех	ТМГ	657,26	657,26	19,01	0,80	1,60	3,30	18,00	1,30	5,50	29,64	60,73	793,89	717,99
------------------	-----	--------	--------	-------	------	------	------	-------	------	------	-------	-------	--------	--------

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ

44

Лист

Продолжение таблицы 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
11 Бетоносмесительный цех №1	2	201,4	152,9	252,8	488	0,519									
10 Компрессорная	1	205,4	143,7	250,7	4250										
Итого		406,7	296,6	503,5		0,519	2500	0,23	2	0	2	400	2	6	0,7
16 Склад готовой продукции №2	3	103,5	105,2	147,6	2094	0,070									
12 Мазутохранилище	3	33,1	41,9	53,4	781										
Итого		136,6	147,1	201,0		0,070	400	0,38	1	0	1	400	1	7	0,9
13 Производственный корпус №2	1	1870,4	1224,6	2235,6	11250	0,199									
14 Бетоносмесительный цех №2	2	262,1	198,5	328,8	506										
Итого		2132,5	1423,1	2564,4		0,199	1600	1,90	2	0	2	1600	2	8	0,7
18 Ремонтно-механический цех	2	603,6	630,8	873,0	875	0,998									
15 Склад заполнителей	3	120,5	158,1	198,8	919										
17 Склад цемента	3	110,2	118,1	161,5	7500										

13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ

Итого		834,3	907,0	1233,4		0,998	2500	0,42	2	0	2	630	2	9	0,8
-------	--	-------	-------	--------	--	-------	------	------	---	---	---	-----	---	---	-----

Окончание таблицы 3.2

1	15	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
11 Бетономесительный цех №1															
10 Компрессорная															
Итого	6	ТМГ	384,93	296,65	0,00	0,63	1,26	0,95	5,90	2,10	4,50	6,57	34,44	413,30	331,09
16 Склад готовой продукции №2															
12 Мазутохранилище															
Итого	7	ТМГ	333,08	147,14	0,00	0,50	1,00	0,95	5,90	2,10	4,50	2,44	22,98	139,03	170,12
13 Производственный корпус №2															
14 Бетономесительный цех №2															
Итого	8	ТМГ	685,56	685,56	737,58	0,70	1,40	3,30	18,00	1,30	5,50	24,24	127,84	2156,75	813,40
18 Ремонтно-механический цех															
15 Склад заполнителей															
17 Склад цемента															
Итого	9	ТМГ	565,64	565,64	341,31	0,80	1,60	1,31	8,50	2,00	5,50	13,50	69,55	847,84	635,19

13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ

Выводы по разделу три

Был проведён расчёт цеховых трансформаторных подстанций, выбор типа трансформаторов, их мощности, а также НРП. Все цеха, питающиеся через НРП, были проверены на экономическую целесообразность данного вида электроснабжения. Во всех случаях $S_p \cdot L \leq 15000$

На генеральный план были нанесены местоположения цеховых трансформаторных подстанций.

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВНОЙ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ

Величина напряжения питания главной понижительной подстанции предприятия определяется наличием конкретных источников питания, уровнями напряжения на них, расстоянием от ГПП до этих источников, возможностью сооружения воздушных линий для передачи электроэнергии и другими факторами. [7, 4.6]

Величину рационального напряжения можно оценить по приближенной формуле Стилла [7, ф. 4.29]:

$$U_{\text{рац}} = 4,34\sqrt{L + 0,016 \cdot P_{\text{р.п}}}, \quad (4.1)$$

где L – длина питающей ГПП линии. Согласно исходным данным $L=10$ км.

$P_{\text{р.п}}$ – расчетная максимальная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП, кВт [3, 3.3.6]:

$$P_{\text{р.п}} = K_{\text{о.м}} \cdot \left[P_{\text{р.нв}} + \sum P_{\text{р.вв}} + \Delta P_{\text{т}\Sigma} \right] + P_{\text{р.о}},$$

где $K_{\text{о.м}}$ – коэффициент одновременности максимумов. $K_{\text{о.м}} = 0,85$;

$P_{\text{р.нв}}$ – расчетная активная низковольтная нагрузка силовых ЭП. Из раздела 3 известно, что $P_{\text{р.нв}} = 6958,3$ кВт;

$\sum P_{\text{р.вв}}$ – сумма расчетных активных мощностей высоковольтных электроприемников. $P_{\text{р.вв}} = 3840$ кВт

$P_{\text{р.о}}$ – расчетная активная нагрузка освещения предприятия, включающая внутрицеховое и наружное освещение. Из раздела 3 известно, что $P_{\text{р.о}} = 947,8$ кВт;

$\Delta P_{\text{т}\Sigma}$ – суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых ТП. Из раздела 3 известно, что $\Delta P_{\text{т}\Sigma} = 127,6$ кВт.

Расчетная максимальная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП:

$$P_{\text{р.п}} = 0,85 \cdot (6958,3 \text{ кВт} + 3840 \text{ кВт} + 947,8 \text{ кВт}) + 127,6 \text{ кВт} = 10234,9 \text{ кВт}$$

По формуле (4.1):

$$U_{\text{рац}} = 4,34\sqrt{15 + 0,016 \cdot 10234,9} = 58 \text{ кВ.}$$

Согласно исходным данным на подстанции энергосистемы имеются уровни напряжения 35 и 110 кВ. Поскольку полученное рациональное напряжение схемы внешнего электроснабжения достаточно удалено от обоих из имеющихся напряжений внешнего электроснабжения, выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения будем проводить путем технико-экономического сравнения вариантов. Полная расчетная нагрузка предприятия, необходимая для выбора силовых трансформаторов ГПП, находится приближенно по формуле [7, ф.4.31]:

										Лист
										48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ

$$S_{p.n} = \sqrt{(P_{p.n})^2 + (Q_{эс})^2}, \quad (4.2)$$

где $Q_{эс}$ – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы [7, ф.4.32]:

$$Q_{эс} = P_{p.n} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{эс},$$

где $\operatorname{tg}\varphi_{эс}$ равен 0,27 для напряжения сети 35 кВ и 0,31 для напряжения 110 кВ.

Экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП:

Для напряжения сети 35 кВ: $Q_{эс1} = 10234,91 \text{ кВт} \cdot 0,27 = 2763,4 \text{ квар}$;

Для напряжения сети 110 кВ: $Q_{эс2} = 10234,91 \text{ кВт} \cdot 0,31 = 3172,8 \text{ квар}$;

По формуле (4.2):

Для напряжения сети 35 кВ:

$$S_{p.n1} = \sqrt{(10234,91)^2 + (2763,4)^2} = 10601,4 \text{ кВА.}$$

Для напряжения сети 110 кВ:

$$S_{p.n2} = \sqrt{(10234,91)^2 + (3172,8)^2} = 10715,4 \text{ кВА.}$$

Различие полных расчетных нагрузок предприятия $S_{p.n1}$ и $S_{p.n2}$ незначительно и практически не влияет на выбор мощности трансформатора ГПП, поэтому примем и будем использовать в дальнейших расчетах наибольшую величину из них. [7, 4.6].

Мощность трансформаторов на двухтрансформаторных ГПП определяется по формуле [7, ф.4.33]:

$$S_T = \frac{S_{p.n}}{n \cdot K_{з.д}},$$

где n – количество трансформаторов на ГПП, $n=2$;

$K_{з.д}$ – коэффициент загрузки трансформаторов ГПП в нормальном режиме;

$K_{з.д} = 0,7$.

Получим:

$$S_T = \frac{10715,4 \text{ кВА}}{2 \cdot 0,7} = 7653,9 \text{ кВА} = 7,65 \text{ МВА.}$$

Из стандартного ряда мощностей трансформаторов принимаем $S_{т.н} = 10 \text{ МВА}$

Соответственно для номинальной мощности коэффициенты загрузки трансформаторов изменятся:

Для напряжения сети 35 кВ:

$$K_{з.н} = \frac{10587,2}{2 \cdot 10000} = 0,53.$$

Для напряжения сети 110 кВ:

$$K_{з.н} = \frac{10715,4}{2 \cdot 10000} = 0,54.$$

										Лист
										49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ					

Выводы по разделу четыре

В данном разделе был проведён первичный расчёт высшего напряжения внешнего электроснабжения, а также произведены необходимые расчёты для дальнейшего технико-экономического сравнения двух наиболее подходящих значений высшего напряжения.

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{p.l} = \frac{S_{p.l}}{\sqrt{3} \cdot N \cdot U_H}, \quad (5.2)$$

где N – число цепей линии, $N=2$;

U_H – номинальное напряжение сети; $U_H = 110$ кВ.

Расчетный ток одной цепи по формуле :

$$I_{p.l} = \frac{10766,3 \text{ кВА}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110 \text{ кВ}} = 28,25 \text{ А};$$

Ток одной цепи ЛЭП в послеаварийном режиме определяется по формуле [7, ф. 4.40]:

$$I_{п} = 2 \cdot I_{p.l}. \quad (5.3)$$

Получим :

$$I_{п} = 2 \cdot 28,25 = 56,51 \text{ А}.$$

Согласно [7, 4.7] сечение проводов ВЛ находим по экономической плотности тока по формуле [7, ф. 4.40]:

$$F_{э} = \frac{I_{p.l}}{j_{э}}, \quad (5.4)$$

где $j_{э}$ – экономическая плотность тока, А/мм². Согласно [8, таблица 1.3.36] экономическая плотность тока для неизолированных алюминиевых проводов при $T_M = 4355$ ч равняется $j_{э} = 1,1$ А/мм².

Сечение проводов ВЛ по формуле (5.4):

$$F_{э} = \frac{28,25 \text{ А}}{1,1 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}} = 25,69 \text{ мм}^2,$$

Однако по условиям короны минимальное сечение провода ВЛ 110 кВ составляет 70 мм². Поэтому в качестве проводов ВЛ от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия принимает провода с сечением $F = 70$ мм². Параметры провода [11, таблица 7.33, 7.38]: Длительно допустимый ток $I_D = 265$ А; удельные активное и индуктивное сопротивления: $r_0 = 0,422$ Ом/км; $x_0 = 0,444$ Ом/км.

Провод должен быть проверен по нагреву в послеаварийном режиме [7, ф. 4.42]:

$$I_D > I_{п}. \quad (5.5)$$

Получим :

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$265 \text{ A} > 56,51 \text{ A}.$$

Потери активной энергии в проводах за год [5, ф. 4.43]:

$$\Delta W_{\text{л}} = N \cdot (3 \cdot (I_{\text{р.л}})^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau) \cdot 10^{-3}, \quad (5.6)$$

Получаем :

$$\Delta W_{\text{л}} = 2 \cdot (3 \cdot (28,25 \text{ A})^2 \cdot 0,422 \cdot 15 \cdot 2742,2) \cdot 10^{-3} = 83144 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Рассчитаем ток короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП. Схемы для расчета токов КЗ представлены на рисунке 5.1

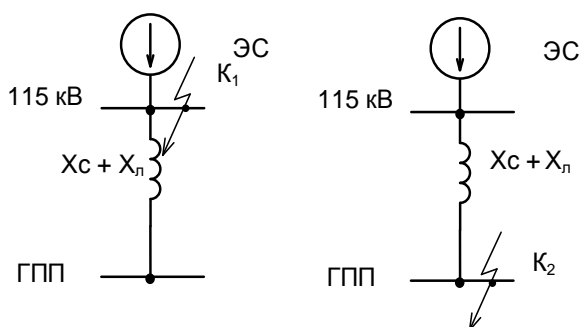


Рисунок 5.1 – Схемы для расчета токов КЗ

Согласно исходным данным, мощность короткого замыкания на шинах подстанции энергосистемы 110 кВ $S_C = 3500 \text{ МВА}$. Расчет токов КЗ будет производить в относительных единицах. Для этого примем в качестве базисных $S_B = 1000 \text{ МВА}$, $U_B = 115 \text{ кВ}$.

Сопротивление системы в относительных единицах согласно [7, ф. 4.44]

$$X_{C*} = \frac{S_B}{S_C}, \quad (5.7)$$

Получим :

$$X_{C*} = \frac{1000}{3500} = 0,29.$$

Сопротивление воздушной линии находится по формуле: [7, ф. 4.46]:

$$X_{\text{л}*} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_B}{(U_B)^2}, \quad (5.8)$$

Получаем:

$$X_{\text{л}*} = \frac{0,444 \cdot 15 \cdot 1000}{(115)^2} = 0,5.$$

										Лист
										54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ					

Ток короткого замыкания в точке 1 равен [5, ф. 4.48]:

$$I_{K1} = I_{п0} = \frac{I_B}{X_{C*}} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot X_{C*}}, \quad (5.9)$$

где $I_{п01}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени.

Получим:

$$I_{K1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,29} = 17,57 \text{ кА,}$$

Ток КЗ в точке 2 находится по формуле:

$$I_{K2} = I_{п0} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot (X_{C*} + X_{Л*})},$$

По формуле:

$$I_{K2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (0,29 + 0,5)} = 6,36 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания находится по формуле [7, ф. 4.49]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K, \quad (5.10)$$

где K_y – ударный коэффициент. Согласно [5, таблица 2.45] для точек КЗ 1 и 2 соответственно: $K_{y1}=1,72$, $K_{y2}=1,8$.

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 17,57 = 42,74 \text{ кА,}$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 6,36 = 16,19 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ находится по формуле [7, ф. 4.49]:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_K \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (5.11)$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей.

По [3, таблица 2.45] для точек КЗ 1 и 2:

$$T_{a1} = 0,03 \text{ с; } T_{a2} = 0,05 \text{ с}$$

Выберем коммутационную аппаратуру в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП. ГПП предприятия планируется выполнить с помощью КТП-СЭЩ Б(М). [10] К установке в главных схемах КТП-СЭЩ Б(М) может быть принят выключатель ВГТ-110П*-40/2500 УХЛ1. Проверим данный тип выключателя на возможность применения в качестве выключателей отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП.

Согласно [7, ф.4.49] выбор и проверка выключателей производится по следующим параметрам:

										Лист
										55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ

По номинальному напряжению [7, ф. 4.51]:

$$U_c \leq U_n, \quad (5.12)$$

Проверим условие (5.12) [11, 3.1]: 110 кВ = 110 кВ;

По номинальному току [7, ф. 4.52]:

$$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_n, \quad (5.13)$$

где $I_{\text{раб.утяж}}$ – рабочий ток выключателя в наиболее тяжелом режиме [7, ф. 4.53]:

$$I_{\text{раб.утяж}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{Т.Н}}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (5.14)$$

Получим:

$$I_{\text{раб.утяж}} = \frac{1,4 \cdot 10 \cdot 10^6 \text{ ВА}}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3 \text{ В}} = 70,28 \text{ А.}$$

Проверяем условие (5.13) [11, 3.1]: 70,28 А ≤ 2500А

По номинальному току электродинамической стойкости:

а) симметричному [7, ф. 4.54]:

$$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}}. \quad (5.15)$$

где $I_{\text{п0}}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ. Для точек 1 и 2 соответственно $I_{\text{п01}} = I_{\text{К1}} = 17,57 \text{ кА}$, $I_{\text{п02}} = I_{\text{К2}} = 6,36 \text{ кА}$;

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

Проверяем условие (5.15) [11, 3.1]:

– Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы
17,57 кА ≤ 40 кА;

– Для выключателей на вводе ГПП 6,36кА ≤ 40 кА;

б) асимметричному [7, ф. 4.55]:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин.макс}} \quad (5.16)$$

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

Проверяем условие (5.16) [11, 3.1]:

– Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы
42,74 кА ≤ 102 кА.

– Для выключателей на вводе ГПП 16,19 кА ≤ 102 кА ;

По номинальному току отключения:

										Лист
										56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ					

а) симметричному [7, ф. 4.56]:

$$I_{пт} \leq I_{отк} \quad (5.17)$$

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

Проверим выполнение условия (5.17) [11, 3.1]:

– Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы
 $17,57 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}$;

– Для выключателей на вводе ГПП $6,36 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}$;

б) асимметричному [7, ф. 4.57]:

$$\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right), \quad (5.18)$$

где β_H – процентное содержание аperiodической составляющей в токе короткого замыкания. $\beta_H = f(\tau)$ [7, рисунок 4.5, с.45]:

$$\tau = t_{з,мин} + t_c, \quad (5.19)$$

где $t_{з,мин} = 0,01 \text{ с}$ – минимальное время действия релейной защиты;

t_c – собственное время отключения выключателя. Согласно [11, 3.1]

$t_c = 0,035 \text{ с}$.

Получим:

$$\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с}$$

По [7, рисунок 4.5] определяем, что $\beta_H = 35 \%$, что допустимо для данного выключателя (номинальное относительное содержание аperiodической составляющей не более 40%) [11, 3.1].

По формуле (5.11):

– Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы

$$i_{ат1} = \sqrt{2} \cdot 17,57 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,03}} = 4,69 \text{ кА}.$$

– Для выключателей на вводе ГПП

$$i_{ат2} = \sqrt{2} \cdot 6,36 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,05}} = 3,31 \text{ кА}.$$

Проверим условие (5.18) [12, 3.1]:

– Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы:

$$\sqrt{2} \cdot 17,57 + 4,69 = 29,54 \text{ кА} \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{35}{100}\right) = 76,4 \text{ кА}.$$

– Для выключателей на вводе ГПП:

$$\sqrt{2} \cdot 6,36 + 3,31 = 12,3 \text{ кА} \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{35}{100}\right) = 76,4 \text{ кА}.$$

По номинальному импульсу квадратичного тока [5, ф. 5.58]

$$B_k = (I_{п0})^2 \cdot (t_3 + t_c + T_a) \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = B_{к,доп} \quad (5.20)$$

									Лист
									57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ

где t_3 – время действия защиты, равное ступени селективности (1,5 для выключателей ГПП и 1,8 для выключателей подстанции энергосистемы (См. раздел 8)).

$I_{тер}$ – ток термической стойкости. По [11, 3.1]:

$$I_{тер} = 40 \text{ кА};$$

$t_{тер}$ – время протекания тока термической стойкости. По [11, 3.1]: $t_{тер} = 3 \text{ с}$.

Проверяем условие (5.20):

– Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы:

$$(17,57)^2 \cdot (1,8+0,035+0,03) = 575,83 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с} \leq (40)^2 \cdot 3 = 4800 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}.$$

– Для выключателей на вводе ГПП:

$$(6,36)^2 \cdot (1,5+0,035+0,05) = 64,12 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с} \leq (40)^2 \cdot 3 = 4800 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}.$$

Результаты проверки выключателя сведены в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 – Проверка выбранного выключателя

Условия выбора	Расчетные параметры цепи	Каталожные данные аппарата
$U_c \leq U_n$	110 кВ	110 кВ
$I_{раб.утяж} \leq I_n$	70,28 А	2500 А
$I_{п0} \leq i_{дин}$	17,57 кА	40 кА
$i_{уд} \leq i_{дин.макс}$	42,74 кА	102 кА
$B_k = (I_{п0})^2 \cdot (t_3 + t_c + T_a) \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = B_{к.доп}$	$575,83 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}$	$4800 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}$

К установке в главных схемах КТП-СЭЩ Б(М) может быть принят разъединитель РН СЭЩ-110/1250УХЛ1. [8] Проверим данный тип разъединителя на возможность применения в качестве разъединителей отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП.

Согласно [7, с. 45] разъединители выбираются:

По номинальному напряжению [12] по формуле (5.15):

$$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ};$$

По номинальному длительному току (формула (5.16)) [10]:

$$28,25 \text{ А} \leq 1250 \text{ А};$$

По электродинамической стойкости (формула (5.19)) [10]:

– Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы

$$42,74 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА};$$

– Для выключателей на вводе ГПП $16,19 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА};$

По термической стойкости (формула (5.23)) [12]:

– Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы:

а) Для главных ножей:

$$(10,04)^2 \cdot (1,8+0,035+0,03) = 188,53 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с} \leq (31,5)^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}$$

б) Для заземляющих ножей:

$(17,57)^2 \cdot (1,8+0,035+0,03) = 575,83 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с} \leq (31,5)^2 \cdot 1 = 992,25 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}$
 – Для выключателей на вводе ГПП:
 а) Для главных ножей:
 $(6,36)^2 \cdot (1,5+0,035+0,05) = 64,12 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с} \leq (31,5)^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}$
 б) Для заземляющих ножей:
 $(6,36)^2 \cdot (1,5+0,035+0,05) = 64,12 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с} \leq (31,5)^2 \cdot 1 = 992,25 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}$
 Результаты проверки разъединителя сведены в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Проверка выбранных разъединителей главных ножей

Условия выбора	Расчетные параметры цепи	Каталожные данные аппарата
$U_c \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_H$	28,25 А	1250
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин.макс}}$	42,74 кА	80 кА
$V_k = (I_{\text{п0}})^2 \cdot (t_3 + t_c + T_a) \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = V_{\text{к.доп}}$	$188,53 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}$	$2976,75 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}$

Для защиты оборудования ГПП от перенапряжений к установке в КТП-СЭЩ Б(М) принимается ограничитель перенапряжения ОПНН-110 [10]. Примем к установке трансформаторы тока ТФЗМ 110Б. Для измерения напряжений на вводе ГПП устанавливаются трансформаторы напряжения 3хНАМИ-110 УХЛ1.

Определим годовые приведенные затраты варианта схема внешнего электроснабжения с напряжением сети 110 кВ [7, ф. 4.59]:

$$Z = \sum_{i=1}^n E_i \cdot K_i + C_3 + Y, \quad (5.21)$$

где E_i – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений:

$$E_i = E_H + E_{oi} + E_{ai}, \quad (5.22)$$

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

E_{oi} – расходы на обслуживание;

E_{ai} – отчисления на амортизацию;

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

C_3 – стоимость годовых потерь электроэнергии;

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

В данной работе будут рассматриваться равнонадежные варианты и показатель Y из расчетов исключается [7, с. 46]

Сумма капитальных затрат на элемент системы электроснабжения находится по формуле [13, 1.6]:

$$K_i = K_{\text{справ}} \cdot K_{\text{дефл}} \cdot K_{\text{НДС}}, \quad (5.23)$$

где $K_{\text{справ}}$ – капитальные затраты на элемент СЭС, приведенные в справочной литературе в базисном уровне цен 2000 г;

$K_{\text{дефл}}$ – коэффициент дефляции, учитывающие отличие текущих цен от базисного уровня цен. Согласно [14] $K_{\text{дефл}} = 5,394$;

$K_{\text{НДС}}$ – коэффициент включающий НДС в капитальные затраты на оборудование; $K_{\text{НДС}} = 1,18$.

В [13] приведены укрупненные стоимостные показатели стоимости ячеек выключателя и трансформатора. В стоимость ячейки выключателя включается стоимость высоковольтных выключателей, разъединителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, оборудования релейной защиты ячейки выключателя, строительного-монтажных работ и т.п. В стоимость ячеек трансформатора включена стоимость трансформатора, кабельного хозяйства, материалы, строительные монтажные работы и т.п. Поэтому, используя данные [13] будем производить расчет капитальных затрат не по отдельным элементам схемы внешнего электроснабжения, а по ячейкам выключателя, трансформатора. Также будет учтена стоимость строительства двухцепной ВЛ 110 кВ, соединяющей ГПП с подстанцией энергосистемы.

Ячейка выключателя:

Количество ячеек – 4 (2 выключателя на отходящих линиях подстанции энергосистемы и 2 выключателя на вводе ГПП). Стоимость ячейки элегазового выключателя согласно [13] – $K_{\text{справ}} = 7000$ тыс. руб.

По формуле (5.23):

$$K = 7000 \cdot 5,394 \cdot 1,18 = 44554,44 \text{ тыс.руб.}$$

Согласно [4, таблица 2.1]: $E_a = 0,063$; $E_o = 0,01$.

По формуле (5.22):

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

Таким образом годовые затраты

$$E \cdot K = 4 \cdot 0,193 \cdot 44554,4 = 34396,03 \text{ тыс. руб.}$$

Ячейка трансформатора:

Количество ячеек – 2 (2 трансформатора на ГПП). Стоимость ячейки трансформатора мощностью 10 МВА и с высшим напряжением 110 кВ согласно [13] – $K_{\text{справ}} = 4100$ тыс. руб.

По формуле (5.23):

$$K = 4100 \cdot 5,394 \cdot 1,18 = 26096,172 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогично ячейке выключателя:

$$E = 0,193$$

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Годовые затраты $E \cdot K = 2 \cdot 0,213 \cdot 24475,61 = 10426,61$ тыс. руб.

Стоимость потерь электроэнергии в элементе СЭС согласно [7, ф. 4.60]:

$$C_3 = \Delta W \cdot C'_0, \quad (5.24)$$

где C'_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии.

$$C'_0 = \delta \left(\frac{\alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (5.25)$$

где α – основная ставка тарифа, для 110 кВ $\alpha = 11509,32$ руб/(кВт·год); для 35 кВ $\alpha = 14502,72$ руб/(кВт·год);

β – стоимость одного кВт·ч электроэнергии.

Для 110 кВ $\beta = 1,3488$ руб/(кВт·ч); для 35 кВ $\beta = 1,3396$ руб/(кВт·ч) [14];

K_M – отношение потерь активной мощности предприятия ΔP_3 в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP_M активной мощности предприятия, определяется по таблице [17], $K_M = 0,79$;

δ – поправочный коэффициент, для напряжения 110 кВ $\delta = 1,05$, для напряжения 35 кВ $\delta = 1,04$.

Тогда, по (5.25):

$$C'_{0(110)} = 1,05 \cdot \left(\frac{11509,32 \cdot 0,79}{2742,23} + 1,3488 \right) = 4,898;$$

$$C'_{0(35)} = 1,04 \cdot \left(\frac{14502,72 \cdot 0,82}{2742,23} + 1,3396 \right) = 5,738.$$

По (5.24) для трансформатора:

$$C_3 = 266510,5 \cdot 4,898 \cdot 10^{-3} = 1305,3 \text{ тыс.руб.}$$

ВЛ 110 кВ:

Длина ВЛ – 15 км. Стоимость строительства одного километра двухцепной линии напряжением 110 кВ согласно [13]:

$$k_{\text{справ0}} = 1495 \frac{\text{тыс.руб.}}{\text{км}};$$

$$K_{\text{справ}} = k_{\text{справ0}} \cdot l,$$

$$K_{\text{справ}} = 1495 \cdot 15 = 22425 \text{ тыс. руб.}$$

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

По (5.23):

$$K = 22425 \cdot 5,394 \cdot 1,18 = 142733 \text{ тыс.руб.}$$

Согласно [4, таблица2.1]: $E_a = 0,028$; $E_o = 0,004$;

По формуле (5.22):

$$E = 0,12 + 0,028 + 0,004 = 0,152.$$

Годовые затраты $E \cdot K = 0,152 \cdot 142733 = 21695,5$ тыс. руб.

По (5.24) для ВЛ:

$$C_3 = 83144 \cdot 4,898 \cdot 10^{-3} = 407,2 \text{ тыс.руб.}$$

Сведем результаты расчетов годовых приведенных затрат для варианта схемы внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ в таблицу 5.2

По формуле (5.21):

$$Z = (34396 + 10073,1 + 21695,5) + (1382 + 407,2) = 67877,12 \text{ тыс.руб.}$$

Таблица 5.4 – Годовые приведенные затраты для схемы 110 кВ

Наименование оборудования	Единица измерения	Кол-во	Стоимость единицы, тыс. руб	К, тыс. руб	Е	К·Е, тыс. руб	ΔW , кВт·ч	C_3 , тыс. руб
1. Ячейка выключателя	шт	4	44 554,4	178 217,8	0,193	34 396	-	-
2. Ячейка трансформатора	шт	2	26 096,3	52 192,3	0,193	10 073	266 510,5	1305,3
3. ВЛ 110 кВ	км	15	9 515,6	142 733	0,152	21 695	83 143,6	407,2
Итого						66 165	349 654,1	1 712,5

5.2 Схема внешнего электроснабжения с напряжением сети 35 кВ

Схема РУ ВН ГПП – два блока линия-трансформатор с выключателем (35-3Н). Схема РУ НН ГПП – одна секционированная выключателем система шин (10(6)-1). В качестве трансформатора ГПП выбираем ТДНС-10000/35. [15].

Определим потери энергии в трансформаторах ГПП. Параметры трансформаторов ТДНС-10000/35 приведены в таблице 5.5 [15, таблица 5].

Потери активной и реактивной мощности определяем аналогично предыдущему варианту.

Таблица 5.5 – Параметры трансформатора ТДНС-10000/35

ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	I_{xx} , %	U_k , %
12	60	1	8

По формуле (5.4):

$$\Delta P_T = 2 \cdot (12 + (0,53)^2 \cdot 60) = 57,72 \text{ кВт};$$

По формуле (5.5):

$$\Delta Q_T = \frac{2 \cdot 10000}{100} (1 + (0,53)^2 \cdot 8) = 649,56 \text{ квар};$$

Аналогично потери электроэнергии в трансформаторе по формуле (5.1):

$$\Delta W_T = 2 \cdot (12 \cdot 8760 + (0,57)^2 \cdot 60 \cdot 2742,2) = 302 \text{ 700 кВт} \cdot \text{ч}.$$

Рассчитаем ЛЭП от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия. Нагрузка в начале линии находится по формуле (5.2):

$$S_{p.l} = \sqrt{(10234,9 + 57,72)^2 + (2763,4)^2} = 10657,1 \text{ кВА}.$$

Расчетный ток одной цепи линии 35 кВ находится аналогично по формуле (5.2):

$$I_{p.l} = \frac{10657,1 \text{ кВА}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35 \text{ кВ}} = 87,9 \text{ А};$$

Ток одной цепи ЛЭП в послеаварийном режиме определяется по формуле (5.3)

$$I_n = 2 \cdot 87,9 = 175,8 \text{ А}.$$

Сечение проводов ВЛ находим аналогично по формуле (5.4):

$$F_{\text{э}} = \frac{87,9 \text{ А}}{1,1 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}} = 79,9 \text{ мм}^2,$$

В качестве проводов ВЛ от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия принимает провода с сечением $F = 70 \text{ мм}^2$. Параметры провода [11, таблица 7.33, 7.38]: Длительно допустимый ток $I_d = 265 \text{ А}$; удельные активное и индуктивное сопротивления: $r_0 = 0,422 \text{ Ом/км}$; $x_0 = 0,444 \text{ Ом/км}$.

Провод должен быть проверен по нагреву в послеаварийном режиме по формуле (5.5):

$$265 \text{ A} > 175,8 \text{ A}.$$

Потери активной энергии в проводах за год по формуле (5.6)

$$\Delta W_{\text{д}} = 2 \cdot (3 \cdot (87,9)^2 \cdot 0,422 \cdot 15 \cdot 2742,2) \cdot 10^{-3} = 804 \text{ 681 кВт} \cdot \text{ч}.$$

Рассчитаем тока короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП. Схемы для расчета токов КЗ представлены на рисунке 5.2

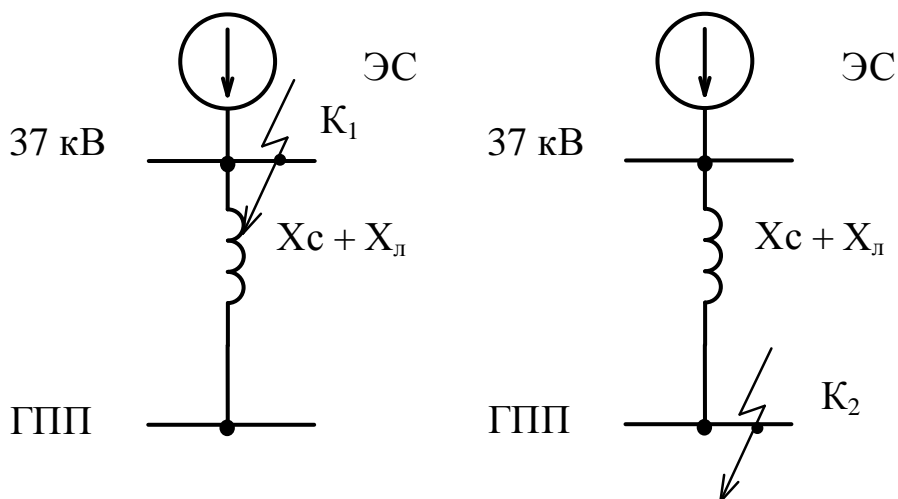


Рисунок 5.2 – Схема для расчётов токов КЗ на напряжении 35 кВ

Согласно исходным данным, мощность короткого замыкания на шинах подстанции энергосистемы 35 кВ $S_C = 800 \text{ МВА}$. Расчет токов КЗ будет производить в относительных единицах. Для этого примем в качестве базисных $S_B = 1000 \text{ МВА}$, $U_B = 36,5 \text{ кВ}$.

Сопротивление системы в относительных единицах по формуле (5.7):

$$X_{C*} = \frac{1000}{800} = 1,25.$$

Сопротивление воздушной линии находится по формуле (5.8):

$$X_{\text{л}*} = \frac{0,444 \cdot 15 \cdot 1000}{(36,5)^2} = 5,0.$$

Ток короткого замыкания в точке 1 находится по формуле (5.9):

$$I_{K1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 36,5 \cdot 1,25} = 12,65 \text{ кА}.$$

Ток КЗ в точке 2 находится по формуле (5.12):

Согласно [16, с.38] собственное время отключения выключателя $t_c = 0,04$ с.

По формуле (5.19):

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

По [7, рис. 4.5] определяем, что $\beta_n = 30$ %.

По формуле (5.11):

– Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы

$$i_{at1} = \sqrt{2} \cdot 12,65 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,03}} = 3,38 \text{ кА.}$$

– Для выключателей на вводе ГПП

$$i_{at2} = \sqrt{2} \cdot 2,53 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,05}} = 1,32 \text{ кА.}$$

Проверим условие (5.18) [17, с.38]:

– Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы:

$$\sqrt{2} \cdot 12,65 + 3,38 = 21,28 \text{ кА} \leq \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot \left(1 + \frac{30}{100}\right) = 22,98 \text{ кА.}$$

– Для выключателей на вводе ГПП:

$$\sqrt{2} \cdot 2,53 + 1,32 = 4,89 \text{ кА} \leq \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot \left(1 + \frac{30}{100}\right) = 22,98 \text{ кА.}$$

По номинальному импульсу квадратичного тока

Согласно [16, с.38] ток термической стойкости $I_{тер} = 12,5$ кА ; Время протекания тока термической стойкости $t_{тер} = 3$ с.

Проверяем условие (5.20):

– Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы:

$$(12,65)^2 \cdot (1,8+0,04+0,03) = 299,44 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с} \leq (12,5)^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}$$

– Для выключателей на вводе ГПП:

$$(1,32)^2 \cdot (1,5+0,04+0,05) = 12,11 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с} \leq (12,5)^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}$$

К установке в главных схемах КТП-СЭЩ Б(М) может быть принят разъединитель РГПЗ-СЭЩ-1(2)-35/1000УХЛ1. [8] Проверим данный тип разъединителя на возможность применения в качестве разъединителей отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП:

По номинальному напряжению [17, табл.2] по формуле (5.12):

$$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ.}$$

По номинальному длительному току (формула (5.13)) [17, таблица 2]:

$$221,45 \text{ А} \leq 1000 \text{ А.}$$

По электродинамической стойкости (формула (5.19)) [17, таблица 2]:

– Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы
 $30,78 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА}$;

– Для выключателей на вводе ГПП $6,44 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА}$;

По термической стойкости (формула (5.20)) [17, таблица 2]:

– Для выключателей отходящих линий подстанции энергосистемы:

										Лист
										66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ					

а) Для главных ножей:

$$(12,65)^2 \cdot (1,8+0,04+0,03) = 299,44 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с} \leq (20)^2 \cdot 3 = 1200 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с},$$

б) Для заземляющих ножей:

$$(12,65)^2 \cdot (1,8+0,04+0,03) = 299,44 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с} \leq (20)^2 \cdot 1 = 400 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с},$$

– Для выключателей на вводе ГПП:

а) Для главных ножей:

$$(2,53)^2 \cdot (1,5+0,04+0,05) = 12,11 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с} \leq (20)^2 \cdot 3 = 1200 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с},$$

б) Для заземляющих ножей:

$$(2,53)^2 \cdot (1,5+0,04+0,05) = 12,11 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с} \leq (20)^2 \cdot 1 = 400 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с}.$$

Для защиты оборудования ГПП от перенапряжений к установке в КТП-СЭЩ Б(М) принимается ограничитель перенапряжения ОПН-Ф-110/60 [10, 23]. Для измерения тока в цепях вводных выключателей устанавливаются трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-35-01-0,2s/0,5/10P-5/10/15-300/5 У2. [18]. Для измерения напряжений на вводе ГПП устанавливаются трансформаторы напряжения ЗхНАМИ-35 УХЛ1.

Определим годовые приведенные затраты варианта схема внешнего электроснабжения с напряжением сети 35 кВ.

Аналогично, используя данные [13] будем производить расчет капитальных затрат по ячейкам выключателя, трансформатора. Также будет учтена стоимость строительства двухцепной ВЛ 35 кВ, соединяющей ГПП с подстанцией энергосистемы.

Ячейка выключателя:

Количество ячеек 4 (2 выключателя на отходящих линиях подстанции энергосистемы и 2 выключателя на вводе ГПП). Стоимость ячейки вакуумного выключателя согласно [13] – $K_{\text{справ}} = 2000$ тыс. руб.

По формуле (5.26):

$$K = 2000 \cdot 5,394 \cdot 1,18 = 12\,729,84 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогично: выключателям 110 кВ $E_a = 0,063$; $E_o = 0,01$; $E = 0,193$.

Таким образом годовые затраты

$$E \cdot K = 4 \cdot 0,193 \cdot 12\,729,84 = 9827,44 \text{ тыс. руб.}$$

Ячейка трансформатора

Количество ячеек – 2 (2 трансформатора на ГПП). Стоимость ячейки трансформатора согласно [13] - $K_{\text{справ}}=2800$ тыс. руб.

По формуле (5.26):

$$K = 2800 \cdot 5,394 \cdot 1,18 = 17821,78 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогично ячейке выключателя:

$$E = 0,193$$

Годовые затраты:

$$E \cdot K = 2 \cdot 0,193 \cdot 17821,78 = 6879,21 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии в трансформаторе находим по формуле (5.27):

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$C_{\text{эт}} = 302699,8 \cdot 5,74 \cdot 10^{-3} = 1737 \text{ тыс. руб.}$$

ВЛ 35кВ:

Длина ВЛ – 15 км. Стоимость строительства одного километра двухцепной линии напряжением 35 кВ согласно [13]:

$$k_{\text{справо}} = 1070 \frac{\text{тыс. руб}}{\text{км}}; K_{\text{справ}} = k_{\text{справо}} \cdot l = 1070 \cdot 15 = 5350 \text{ тыс. руб.}$$

По (5.26):

$$K = 5350 \cdot 5,394 \cdot 1,18 = 102\,157 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогично ВЛ 110 кВ: $E_a = 0,028$; $E_o = 0,004$; $E = 0,152$.

Годовые затраты $E \cdot K = 0,152 \cdot 102\,157 = 15527,86$ тыс. руб.

По (5.24) для ВЛ 35 кВ:

$$C_{\text{эл}} = 804\,680,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \cdot 5,74 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}} \cdot 10^{-3} = 4617,53 \text{ тыс. руб.}$$

Сведем результаты расчетов годовых приведенных затрат для варианта схемы внешнего электроснабжения напряжением 35 кВ в таблицу 5.4

По формуле (5.21):

$$Z = (6879,21 + 9827,44 + 15527,86) + (1737 + 4617,5) = 38589,03 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 5.4 – Годовые приведенные затраты для варианта схемы внешнего электроснабжения напряжением 35 кВ

Наименование оборудования	Единица измерения	Кол-во	Стоимость единицы, тыс. руб	К, тыс. руб	Е	К·Е, тыс. руб	ΔW , кВт·ч	C_3 тыс. руб
1. Ячейка выключателя	шт.	4	12 729,84	50 919,36	0,193	9827,4	-	-
2. Ячейка трансформатора	шт.	2	17 821,78	35 643,55	0,193	6879,2	318 561,9	1737
3. ВЛ 35 кВ	км	15	6810,46	102 157,00	0,152	15 527,9	804 680,8	4618
Итого						32 234,5	1107 380,7	6355

5.3 Выбор оптимального варианта схемы внешнего электроснабжения предприятия

Приведенные затраты на вариант схемы внешнего электроснабжения с напряжением сети 110 кВ равняются $Z_{110} = 67877,12$ тыс. руб.

В свою очередь приведенные затраты на вариант с напряжением сети 35 кВ равняются $Z_{35} = 38589,03$ тыс. руб.

Несмотря на почти двукратное превышение приведенных затрат варианта 110 кВ, стоит принять окончательное решение с учетом стоимости потребленной электроэнергии.

$$\Pi_{\text{э}}^{\text{год}} = W_{\text{год}} \cdot C_0 = P_p \cdot T_{\text{им}} \cdot C_0.$$

Тогда по формуле:

$$\Pi_{\text{э}35}^{\text{год}} = 10234,9 \cdot 4355 \cdot 5,738 = 255755,375 \frac{\text{тыс.руб.}}{\text{год}},$$

$$\Pi_{\text{э}110}^{\text{год}} = 10234,9 \cdot 4355 \cdot 4,897 = 218305,515 \frac{\text{тыс.руб.}}{\text{год}}.$$

Таким образом, несмотря на то, что рассчитанные приведенные затраты в варианте электроснабжения на напряжении 35 кВ ниже, становится очевидным, что уже за год работы предприятия использование варианта внешнего электроснабжения на напряжении равном 110 кВ становится более выгодным из-за разницы в стоимости потребляемой электроэнергии. Поэтому к исполнению принимаем вариант схемы внешнего электроснабжения с напряжением сети 110 кВ.

Выводы по разделу пять

На основе проведённого анализа стоимости оборудования, потерь и потребляемой электроэнергии было подтверждено, что схема с напряжением 110 кВ выгоднее схемы с напряжением 35 кВ. Несмотря на общую дешевизну электрооборудования на напряжение 35 кВ, данный вариант оказался невыгоден вследствие больших, чем на напряжении 110 кВ, электрических потерь и затрат на электроэнергию. ГПП выполнена как КТП-СЭЩ Б(М), установлены: трансформаторы силовые ТДН 10000/110, выключатели ВГТ-110П*-40/2500 УХЛ1, разъединители РН СЭЩ-110/1250УХЛ1, ограничители перенапряжения ОПНН-Ф-110, трансформаторы тока ТФЗМ 110Б. Для измерения напряжений на вводе ГПП устанавливаются трансформаторы напряжения 3хНАМИ-110 УХЛ1.

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

6.1 Выбор напряжения

Поскольку в исходных данных нет никакой информации о наличии высоковольтных электроприемников с номинальным напряжением 6 кВ, в качестве напряжения схемы внутреннего электроснабжения принимаем 10 кВ. [7, 5.3; 8, 4.8.1]

6.2 Построение схемы электроснабжения

Согласно [7, 6.3.11] к одной магистрали могут быть подключены до трех трансформаторов мощностью 1000 кВА или два трансформатора мощностью 1600 кВА. Учитывая территориальное расположение цеховых ТП и их нагрузки, становится очевидным возможность питания некоторых цеховых ТП по магистральным схемам. Остальные подстанции подключаем к радиальным линиям ввиду их расположения и мощности трансформаторов.

6.3 Конструктивное выполнение электрической сети

Согласно исходным данным грунт предприятия обладает средней коррозионной активностью, присутствуют блуждающие токи в грунте, значительные колебания и растягивающие усилия. Согласно [19, таблица 3.48] при применении кабелей с пропитанной бумажной изоляцией для прокладки в траншее при наличии вышеперечисленных условий рекомендуется прокладка кабелей марки АСП кабель имеет алюминиевые жилы, бумажную пропитанную изоляцию жил, свинцовую защитную оболочку, броню из стальных оцинкованных проволок.

Разработанная схема электроснабжения предприятия на напряжении 10 кВ представлена на чертеже 2 «Схема электрическая принципиальная».

6.4 Расчет питающих линий

Расчет питающих линий покажем на примере расчета кабельной линии, питающей ТП5. (КЛ18) Расчетный ток кабельной линии в нормальном режиме находится по формуле [7, ф.4.62]:

$$I_{p.k} = \frac{S_{p.k}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (6.1)$$

где $S_{p.k}$ – мощность, которая должна передаваться по кабельной линии в нормальном режиме. Поскольку ТП-5 питается по условиям надежности от

									Лист
									70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ

двух секций шин ГПП по двум кабельным линиям, то в качестве $S_{p.к}$ принимаем мощность одного трансформатора ТП-5 с учетом потерь. Из раздела 3 известно, что $S_{p.ТП-1} = 1070,4$ кВА.

$$S_{p.к} = \frac{S_{p.ТП-1}}{2} = \frac{1070,4 \text{ кВА}}{2} = 535,2 \text{ кВА.}$$

U_H – номинальное напряжение сети. Для КЛ1 $U_H = 10$ кВ.

Расчетный ток кабельной линии в нормальном режиме:

$$I_{p.к} = \frac{535,2 \text{ кВА}}{\sqrt{3} \cdot 10 \text{ кВ}} = 30,9 \text{ А.}$$

Сечение кабельной линии по формуле [7, ф.4.63]:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{p.к}}{j_{\text{э}}},$$

где $j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока. По [8, таблица 1.3.16] $j_{\text{э}} = 1,2 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$;

Получим:

$$F_{\text{э}} = \frac{30,9}{1,2} = 25,7 \text{ мм}^2;$$

По [4, таблица 21.4] выбираем близкое к экономическому $F_{\text{ст}} = 25 \text{ мм}^2$ с длительно табличным допустимым током $I_{\text{доп}} = 87 \text{ А}$, для кабеля, проложенного в воздухе (на участке между цехами 17 и 18 кабель проходит над ж/д путями). Учитывая требования [8, 1.3.20] длительно допустимый ток с учетом условий прокладки определяется по формуле [7, ф.4.64]:

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{п}} \cdot K_{\text{т}} \cdot I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{p.к}}{n_{\text{к}}}, \quad (6.2)$$

где $K_{\text{п}}$ – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей. Учитывая то, что на одном из участков в траншее проложено 4 кабеля, включая кабели КЛ13, по [7, 2.3.86, таблица 1.3.26; 37, таблица 21.12] $K_{\text{п}} = 0,77$;

$K_{\text{т}}$ – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой проложен кабель. Согласно исходным данным, наивысшая температура воздуха равна $22,6 \text{ }^\circ\text{C}$. По [20, таблица 21.2] для нормированной температуры жил: $K_{\text{т}} = 1,14$;

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

Тогда:

$$I'_{\text{доп}} = 0,77 \cdot 1,14 \cdot 87 = 77,04 \geq 30,9 \text{ А.}$$

									Лист
									71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ				

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме определяется по условию [7, ф.4.65]:

$$I'_{AB} = K_{AB} \cdot I'_{доп} \geq \frac{I_{AB}}{n_k}, \quad (6.3)$$

где K_{AB} – коэффициент перегрузки, который определяется по [20, таблица 21.1].

$$\text{Коэффициент предварительной загрузки кабеля } K_{з.КЛ} = \frac{I_{р.к}}{I'_{доп}} = \frac{30,9 \text{ А}}{116,9 \text{ А}} = 0,26.$$

Время перегрузки 6 часов (для обеспечения работы трансформатора ТП1 в послеаварийном режиме). Поэтому $K_{AB} = 1,25$;

I_{AB} – нагрузка на КЛ в послеаварийном режиме. Согласно [7, с.55]

$$I_{AB} = 2 \cdot I_{р.к} = 2 \cdot 30,9 \text{ А} = 61,8 \text{ А}.$$

По условию (6.3):

$$I'_{AB} = 1,25 \cdot 77,04 = 96,3 \text{ А} > 61,8 \text{ А},$$

т.е. данное сечение кабеля удовлетворяет условию по перегрузке в послеаварийном режиме.

Потеря напряжения в кабельной линии проверяется по условию [7, ф.4.66]:

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

где P_p и Q_p – расчетные активная и индуктивная нагрузки на кабельную линию.

$$P_p = \frac{P_{р.ТП-1}}{2} = \frac{793,9}{2} = 396,9 \text{ кВт};$$

$$Q_p = \frac{Q_{р.ТП-1}}{2} = \frac{718}{2} = 359 \text{ квар}.$$

r_0 и x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля. Согласно [8, таблица 7.28] $r_0 = 1,24 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$; $x_0 = 0,099 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$;

l – длина кабельной линии, км. $l = 0,35 \text{ км}$

Получим:

$$\begin{aligned} \Delta U &= \frac{396,9 \cdot 10^3 \cdot 1,24 \cdot 0,35 + 359 \cdot 10^3 \cdot 0,099 \cdot 0,35}{2 \cdot (10 \cdot 10^3)^2} \cdot 100\% = \\ &= 0,092\% \leq 5\% \end{aligned}$$

						13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			72

Выводы по разделу шесть

В результате расчётов, проводимых в данном разделе, было выбрано оптимальное напряжение внутризаводской системы электроснабжения, а также были выбраны и проверены на соответствие исходным условиям кабельные линии, по которым электроприёмники будут снабжены электроэнергией. Марки кабелей АСП и ВВнг. На генеральный план нанесены рассчитанные кабельные линии и показаны их способы прокладки. Результаты выбора остальных кабельных линий приведены в таблице 6.1

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ

74

Лист

Таблица 6.1 – Расчёт кабельных линий на напряжения 10 кВ и 0,4 кВ

Конечные пункты линии	P _p , кВт	Q _p , квар	S _{p.к.} , кВА	U _н , кВ	I _{p.л.} , А	j _э , А/м ²	F _э , мм ²	F _{ст} , мм ²	Тип и кол-во кабелей	Наихудшие условия прокладки	нагрузка на кабель, А		I _{доп} , А	K _п
											в норм. режиме	в п/ав режиме		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ГПП - ТП7	139,0	170,1	219,7	10	12,7	1,20	10,6	16	1хАСП(3х16)	В земле	12,68	-	74	1,00
ТП7-НРП6	33,1	41,9	53,4	0,4	77,1			25	1хВВнг(3х25)	В воздухе	77,10	-	95	1,00
ГПП-ТП4	827,1	657,5	1 062,2	10	61,3	1,20	51,1	70	2хАСП(3х70)	В земле	61,33	122,65	162	0,90
ТП4-НРП4	220,8	138,6	260,7	0,4	376,3			185	4хВВнг (3х185)	В галерее	188,15	376,30	342	0,90
ТП4-ТП1	194,8	215,3	290,6	10	16,8	1,20	14,0	16	2хАСП(3х16)	В земле	16,78	33,56	74	0,90
ТП1-НРП1	38,7	25,8	46,6	0,4	67,2			35	2хВВнг (3х35)	В воздухе	67,19	134,39	118	0,90
ТП1 - ТП2	211,7	252,9	329,8	10	19,0	1,20	15,9	16	1хАСП(3х16)	В земле	19,04	-	74	1,00
ТП2-НРП2	53,4	61,7	81,6	0,4	117,7			35	1хВВнг (3х35)	В воздухе	117,72	-	118	1,00
ГПП - ТП6	1 100,1	920,6	1 434,5	10	82,8	1,20	69,0	70	2хАСП(3х70)	В галерее	82,82	165,65	161	0,90
ТП6-НРП5	100,7	76,4	126,4	0,4	182,5			185	2хВВнг (3х185)	В канале	182,48	364,95	342	0,90
ТП6-ТП3	893,4	755,1	1 169,8	10	67,5	1,20	56,3	70	2хАСП(3х70)	В канале	67,54	135,07	162	0,90
ТП6-НРП3	87,8	89,4	125,2	0,4	180,8			185	2хВВнг (3х185)	В канале	180,78	361,56	342	0,90
ГПП - ТП9	1 502,3	724,3	1 682,2	10	97,1	1,20	80,9	95	2хАСП(3х95)	В галерее	97,12	194,24	192	0,77
ТП9-НРП8	60,3	79,1	99,4	0,4	143,5			150	2хВВнг (3х150)	В воздухе	143,48	286,96	246	0,90
ТП9-НРП9	55,1	59,0	80,8	0,4	116,6			95	2хВВнг (3х95)	В галерее	116,56	233,13	218	0,90
ТП9-ТП8	1 078,4	406,7	1 152,5	10	66,5	1,20	55,5	70	2хАСП(3х70)	В галерее	66,54	133,08	161	0,77
ТП8-НРП7	131,1	99,3	164,4	0,4	237,3			95	4хВВнг (3х95)	В воздухе	118,66	237,33	218	0,90
ГПП-ТП5	396,9	359,0	535,2	10	30,9	1,20	25,7	25	2хАСП(3х25)	В галерее	30,90	61,80	87	0,77
ГПП-СД1-6	640,0	-396,6	752,9	10	43,5	1,20	36,2	50	1хАСП(3х50)	В галерее	43,47	-	134	0,72

Продолжение таблицы 6.1

Конечные пункты линии	K_t	$I_{\text{доп}}, A$	K_{AB}	Γ_{AB}, A	$l, \text{км}$	$r_0, \text{Ом/км}$	$x_0, \text{Ом/км}$	$\Delta U, \%$
1	16	17	18	19	20	21	22	23
ГПП - ТП7	1,04	76,96	1,25	-	0,050	1,940	0,113	0,014
ТП7-НРП6	1,15	109,25	1,25	-	0,025	3,100	0,110	0,003
ГПП-ТП4	1,04	151,63	1,25	189,54	0,250	0,443	0,860	0,116
ТП4-НРП4	1,15	353,97	1,25	442,46	0,030	1,940	0,113	0,003
ТП4-ТП1	1,04	69,26	1,25	86,58	0,175	1,940	0,113	0,035
ТП1-НРП1	1,15	122,13	1,25	152,66	0,040	3,100	0,110	0,002
ТП1 - ТП2	1,04	76,96	1,25	-	0,050	1,940	0,113	0,022
ТП2-НРП2	1,15	135,70	1,25	-	0,020	3,100	0,110	0,003
ГПП - ТП6	1,15	166,64	1,25	208,29	0,325	0,443	0,860	0,208
ТП6-НРП5	1,04	320,11	1,25	400,14	0,030	3,100	0,110	0,005
ТП6-ТП3	1,04	151,63	1,25	189,54	0,060	0,443	0,860	0,031
ТП6-НРП3	1,04	320,11	1,25	400,14	0,025	3,100	0,110	0,004
ГПП - ТП9	1,15	170,02	1,25	212,52	0,100	0,326	0,083	0,027
ТП9-НРП8	1,15	254,61	1,25	318,26	0,025	3,100	0,110	0,002
ТП9-НРП9	1,15	225,63	1,25	282,04	0,040	3,100	0,110	0,004
ТП9-ТП8	1,15	142,57	1,25	178,21	0,150	0,443	0,860	0,062
ТП8-НРП7	1,15	225,63	1,25	282,04	0,040	3,100	0,110	0,004
ГПП-ТП5	1,15	77,04	1,25	96,30	0,350	1,240	0,099	0,092
ГПП-СД1-6	1,15	76,96	1,25	-	125,420	0,340	0,620	0,123

Э-445.140400.2016.069.00.00 ПЗ КР

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Согласно [17, 2.1] расчет токов КЗ в работе производится с помощью метода типовых кривых.

На рисунке 7.1 представлена принципиальная электрическая схема СЭС ПП, на которой показаны вышеназванные элементы.

7.1 Расчёт токов короткого замыкания в электрических сетях выше 1000 В

Согласно [17, 2.2] при определении токов КЗ в точках K_1 и K_2 подпитку от высоковольтных синхронных и асинхронных двигателей, установленных на стороне низшего напряжения ГПП, можно не учитывать. Поэтому значение периодической составляющей токов КЗ и ударных токов в точках K_1 и K_2 можно принять из расчета, проведенного в разделе 4:

$$I_{K1} = 17,57 \text{ кА}; i_{уд1} = 42,74 \text{ кА};$$

$$I_{K2} = 6,36 \text{ кА}; i_{уд2} = 16,19 \text{ кА};$$

Согласно варианту задания, мощность КЗ в точке K_1 $S_{K1}=S_C=3500$ МВА. Мощность КЗ в любой точке КЗ находится по формуле [17, с.9]:

$$S_K = \sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot I_{п0}, \quad (7.1)$$

где U_{cp} – среднее номинальное значение ступени напряжения точки КЗ. Для точек K_1 и K_2 : $U_{cp} = 115$ кВ.

По формуле, для точки K_2 :

$$S_{K2} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 6,36 = 1266,94 \text{ МВА}.$$

Для нахождения тока КЗ в точке K_3 составляется схема замещения. Для этого примем в качестве базисных $S_B = 1000$ МВА, $U_B = 10,5$ кВ.

Согласно [21, 2.3] сверхпереходная ЭДС, выраженные в относительных единицах, приведенных к базисным условиям для энергосистемы $E_c'' = 1$, для синхронных двигателей $E_{cd}'' = 1,1$.

Для расчета сверхпереходных сопротивлений, выраженных в относительных единицах, приведенных к базисным условиям, выберем для установки следующие высоковольтные электродвигатели:

Синхронные двигатели: СТД-1250-2 с номинальной мощностью $P_{ном} = 1250$ кВт и сверхпереходным сопротивлением по продольной оси $x_d'' = 13,7$ % [4, таблица 2.48]; КПД=95,7 % [4];

Определим сверхпереходные сопротивления для элементов схемы:

1) Энергосистема. По формуле (6.7):

$$X_1'' = X_{C*}'' = \frac{1000}{3500} = 0,29.$$

2) ВЛ 110 кВ. Согласно [5, таблица 2.41]:

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

$$X_2'' = X_{ВЛ110}'' = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_B}{(U_{ср.ном})^2} \quad (7.2)$$

где $U_{ср.ном}$ – среднее номинальное значение напряжения ступени, на которой находится ВЛ. $U_{ср.ном} = 115$ кВ.

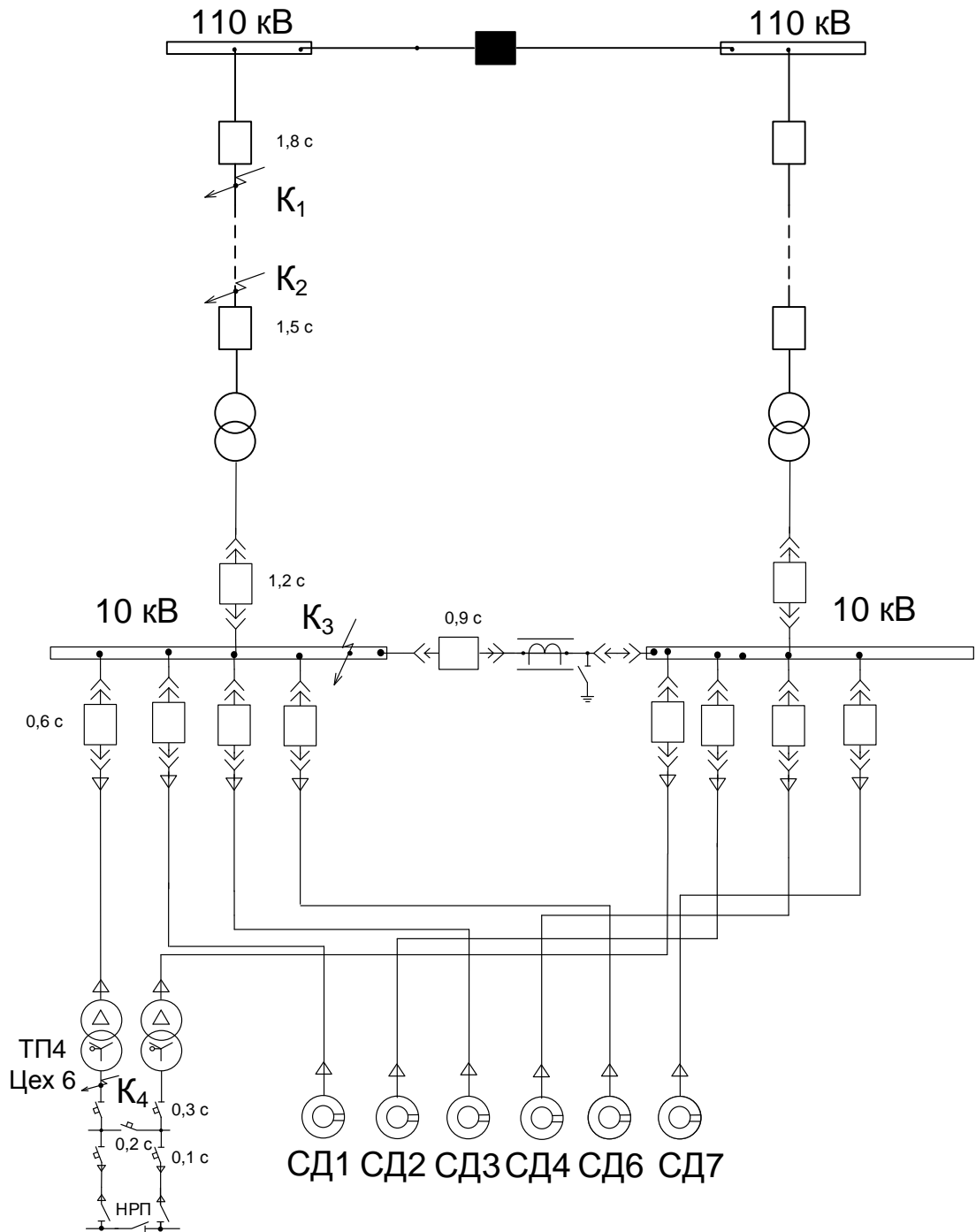


Рисунок 7.1 – Принципиальная схема СЭС

По формуле (7.2):

$$X_2'' = \frac{0,444 \cdot 15 \cdot 1000}{(115)^2} = 0,5.$$

3) Трансформатор ТДН-10000/110. Согласно [3, таблица 2.41]:

$$X_3'' = X_{T^*}'' = \frac{U_{K\%} \cdot S_B}{100 \cdot S_{НОМ.Т}}.$$

где $U_{K\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора ТДН-10000/110. Согласно таблице 6.3 $U_{K\%} = 10,5\%$;
 $S_{НОМ.Т}$ – номинальная мощность трансформатора ТДН-10000/110.
 $S_{НОМ.Т} = 10$ МВА;

По формуле:

$$X_3'' = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 10} = 10,5;$$

4) Синхронные двигатели СТД-1250-2. Согласно [9, таблица 2.41] для синхронного двигателя:

$$X_{СД}'' = X_d'' \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}},$$

где согласно исходным данным:

$$S_{НОМ} = \frac{P_{НОМ}}{\eta \cdot \cos \varphi},$$
$$S_{НОМ} = \frac{1250}{0,957 \cdot 0,8} = 1632,7 \text{ кВА}.$$

По формуле:

$$X_4'' = 0,137 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1632,7} = 83,91.$$

б) Кабельные линии. Для кабельных линий сверхпереходное сопротивление находится аналогично по формуле (6.10).

- ГПП-СД1,2,3,4,5,6

$$X_5'' = \frac{0,09 \cdot 0,34 \cdot 1000}{(10,5)^2} = 0,278.$$

На рисунке 7.3 показана преобразованная схема замещения, в которой суммированы все последовательно соединенные сопротивления.

$$X_6'' = X_1'' + X_2'' + X_3'' = 0,29 + 0,5 + 10,5 = 11,29.$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ находится по формуле:

$$I_{п0} = \sum I_{п0i}'' \cdot I_B = \sum \frac{E_i''}{X_i''} \cdot I_B,$$

Получим:

$$I_{n0} = \left(\frac{1}{11,29} + \frac{6 \cdot 1,1}{84,188} \right) \cdot 54,99 = 9,18 \text{ кА.}$$

Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в точке К₃ для любого момента времени можно определить по формуле [5, 2.19]:

$$I_{nt} = \sum_i I_{n0i} \cdot \gamma(t)_i,$$

где $\gamma(t)_i$ – для энергосистемы $\gamma(t) = 1$; для электродвигателей определяется в зависимости от удаленности КЗ от выводов двигателя.

Тогда:

$$I_{nt} = 54,99 \cdot \left(\frac{1}{10,5} + \frac{6 \cdot 1,1}{84,188} \cdot \gamma(t)_{сд} \right) = 5,24 + 4,31 \cdot \gamma(t)_{сд}.$$

Значение апериодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени находится по формуле:

$$i_{at} = \sum_i i_{ati}, \quad (7.3)$$

где i_{ati} – значение апериодической составляющей тока КЗ, создаваемого i -й ветвью, которое находится по формуле:

$$i_{ati} = \sqrt{2} \cdot I_{n0i} \cdot e^{-\frac{t}{T_{ai}}}, \quad (7.4)$$

где T_{ai} – постоянная времени затухания апериодической составляющей. Для энергосистемы в точке К₃ $T_{ac} = 0,12$ с [5, таблица 2.45]. Для синхронного двигателя СТД-1250-2 $T_{асД} = 0,031$ с.

По формулам (7.3) и (7.4) значение апериодической составляющей тока КЗ в точке К₃ равняется:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot \left(5,24 \cdot e^{-\frac{t}{0,12}} + 4,31 \cdot e^{-\frac{t}{0,031}} \right) = 7,41 \cdot e^{-\frac{t}{0,12}} + 6,096 \cdot e^{-\frac{t}{0,031}}.$$

Значение ударного тока в точке К₃ находится по формуле:

$$i_{уд} = \sum_i i_{уди},$$

где $i_{уди}$ – ударный ток, создаваемый i -й ветвью, определяется по формуле:

$$i_{уди} = i_{ai}(0,01) + \sqrt{2} \cdot I_n(0,01)$$

Удаленность от точки К₃ синхронных двигателей СД1-6:

$$\frac{I_{п0СД1-6}}{I_{ном}} = \frac{I_{п0СД1-6} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}{S_{ном}};$$

$$\frac{4,31 \cdot \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^{-3}}{6 \cdot 1632,7} = 7,62 \approx 8.$$

По формулам (7.12) и (7.13) для точки К₃:

$$i_{уд} = 7,41 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,12}} + 6,096 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,031}} + \sqrt{2} \cdot (5,24 + 4,31 \cdot \gamma(0,01)_{сд}) = \\ = 8,05 + 8,42 + \sqrt{2} \cdot (5,24 + 4,31 \cdot 0,97) = 29,79 \text{ кА.}$$

Мощность КЗ в точке К₃ по формуле (7.1):

$$S_k = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 9,18 = 166,98 \text{ МВА.}$$

Согласно [17, с.8] при определении тока КЗ в точке К₄ в качестве источника рассматривается только энергосистема, а подпитка от электродвигателей напряжением 10 кВ не учитывается.

7.2 Расчёт токов короткого замыкания в электрических сетях до 1000 В

Для расчета тока КЗ на выводах НН трансформатора ТП5 посчитаем:

1) Индуктивное сопротивление КЛ ГПП-ТП5, равное сопротивлению КЛ18:

$$X_{кЛ1} = x_{0i} \cdot l.$$

Получим:

$$X_{ГПП-ТП5} = 0,099 \cdot 0,095 = 0,0346 \text{ Ом}$$

2) Индуктивное сопротивление сети от энергосистемы до шин 10 кВ ГПП:

а) Сопротивление энергосистемы, приведенное к стороне 10 кВ [19, с.64]:

$$X_{с10} = \frac{U_{ср.ном}^2}{S_c}. \quad (7.5)$$

По формуле:

$$X_{с10} = \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{3500 \cdot 10^6} = 0,0315 \text{ Ом.}$$

б) Сопротивление ВЛ 110 кВ, приведенное к стороне 10 кВ:

$$X_{ВЛ10} = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{ср.номНН}}{U_{ср.номВН}} \right)^2.$$

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

Тогда:

$$X_{ВЛ10} = 0,44 \cdot 15 \cdot \left(\frac{10,5}{115}\right)^2 = 0,055 \text{ Ом.}$$

в) Сопротивление трансформатора ГПП, приведенное к стороне НН:

$$X_{ТР10} = \frac{U_{к\%} \cdot (U_{НОМ.Т})^2}{100 \cdot S_{НОМ.Т}},$$

По формуле:

$$X_{ТР10} = \frac{10,5 \cdot (10)^2}{100 \cdot 10} = 1,05 \text{ Ом.}$$

г) Индуктивное сопротивление сети от энергосистемы до шин 10 кВ ГПП:

$$X_{сет.ГПП} = X_{С10} + X_{ВЛ10} + X_{ТР10}.$$

По формуле:

$$X_{сет.ГПП} = 0,0315 + 0,055 + 1,05 = 1,1365 \text{ Ом}$$

3) Индуктивное сопротивление сети от энергосистемы до вводов ВН трансформаторов ТП5:

$$X_{сет.ТП5} = X_{сет.ГПП} + X_{ГПП-ТП5}.$$

Получим:

$$X_{сет.ТП5} = 1,1365 + 0,0346 = 1,1711 \text{ Ом}$$

4) Мощность короткого замыкания на вводах ВН ТП4:

$$S_{С10} = \frac{U_{ср.НОМ}^2}{X_{сет.ТП5}}.$$

Тогда:

$$S_{С10} = \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{1,1711} = 94,14 \text{ МВА.}$$

5) Индуктивное сопротивление сети, приведенное к ступени 0,4 кВ:

По (7.5):

$$X_{С0,4} = \frac{(0,4)^2}{94,14} = 0,0017 \text{ Ом.}$$

Активное, индуктивное и полное сопротивление трансформатора ТП4:

$$R_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{НОМ.НН}^2}{(S_{НОМ.Т})^2}. \quad (7.6)$$

$$Z_T = \frac{U_{к\%} \cdot (U_{НОМ.Т})^2}{100 \cdot S_{НОМ.Т}}. \quad (7.7)$$

$$X_T = \sqrt{(Z_T)^2 - (R_T)^2}. \quad (7.8)$$

Используя данные таблицы [7, таблица 2], по формулам (7.6) – (7.8):

$$R_T = \frac{3300 \cdot 400^2}{(630 \cdot 10^3)^2} = 0,0013 \text{ Ом},$$

$$Z_T = \frac{5,5 \cdot (400)^2}{100 \cdot 630 \cdot 10^3} = 0,014 \text{ Ом},$$

$$X_T = \sqrt{0,014^2 - 0,0013^2} = 0,014 \text{ Ом}.$$

б) Суммарное полное сопротивление сети от энергосистемы до шин НН:

$$Z_\Sigma = \sqrt{(R_T)^2 + (X_T + X_{C0,4})^2}.$$

По формуле:

$$Z_\Sigma = \sqrt{0,0013^2 + (0,014 + 0,0017)^2} = 0,0033 \text{ Ом}.$$

7) Ток КЗ в точке К₄ [21, с.62]:

$$I_{kt} = I_{k0} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_\Sigma}.$$

По формуле:

$$I_{kt} = I_{k0} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,0033} = 69,36 \text{ кА}.$$

8) Аперидическая составляющая тока КЗ в произвольный момент времени находится по формуле [21, с.63]:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{k0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (7.9)$$

где T_a – постоянная времени затухания аперидической составляющей тока КЗ, с, равная:

$$T_a = \frac{X_\Sigma}{\omega_c \cdot R_\Sigma},$$

где R_Σ и X_Σ – соответственно результирующее активное и индуктивное сопротивление:

$$R_\Sigma = R_T = 0,0013 \text{ Ом};$$

$$X_\Sigma = X_T + X_{C0,4} = 0,014 + 0,0017 = 0,0157 \text{ Ом};$$

ω_c – синхронная угловая частота напряжения сети; $\omega_c = 314 \frac{\text{рад}}{\text{с}}$;

Постоянная времени затухания аперидической составляющей тока КЗ:

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

$$T_a = \frac{0,0157}{314 \cdot 0,0013} = 0,0075 \text{ с.}$$

По (7.9):

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 69,36 \cdot e^{-\frac{t}{0,01}} = 98,09 \cdot e^{-\frac{t}{0,01}}.$$

9) Ударный ток в точке К₄ может быть найден по формуле [21, с.63]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{к0} \cdot (1 + \sin \varphi_k \cdot e^{-\frac{t_{уд}}{T_a}}),$$

где φ_k - угол сдвига по фазе напряжения и периодической составляющей тока КЗ;

$$\varphi_k = \arctg\left(\frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma}}\right) = \arctg\left(\frac{0,0157}{0,0013}\right) = 85,27^\circ$$

$t_{уд}$ – время от начала КЗ до появления ударного тока.

$$t_{уд} = 0,01 \cdot \frac{90^\circ + \varphi_k}{180^\circ} = 0,01 \cdot \frac{90^\circ + 85,27^\circ}{180^\circ} = 0,0097 \text{ с.}$$

Получим:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 69,36 \cdot \left(1 + \sin(85,27^\circ) \cdot e^{-\frac{0,0097}{0,0075}}\right) = 124,93 \text{ кА.}$$

10) Мощность КЗ в точке К₄ по формуле (6.1):

$$S_k = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 69,36 = 48,05 \text{ МВА}$$

Сведем результаты расчетов в таблицу 6.1 [17, форма 2.1]:

Таблица 7.1 – Токи КЗ

Точка	U _{ср.ном} , кВ	Токи, кА			S _{кз} , МВА
		I _{п0}	I _{пт}	i _{уд}	
К ₁	115	17,57	17,57	42,74	3500
К ₂	115	6,36	6,36	16,19	1267
К ₃	10,5	9,18	5,24 + 4,31 · γ(t) _{сд}	29,79	167
К ₄	0,4	69,36	69,36	124,93	48

Для оценки теплового импульса воздействия тока КЗ на отдельные элементы СЭС ПП необходимо найти время отключения КЗ. С этой целью на рисунке 7.1 построена диаграмма селективности действия максимальной токовой защиты. Считается, что автоматические выключатели смежных ступеней СЭС имеют степень селективности 0,1 с, а выключатели 10 кВ – 0,3 с [17, 2.3].

Выводы по разделу семь

Произведен расчёт токов короткого замыкания во всех характерных точках системы электроснабжения, благодаря чему стал возможен выбор внутривозовского электрооборудования.

8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СЭС ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Выбор основного электрооборудования схемы внешнего электроснабжения был произведен в разделе 4. В этом разделе будет произведен выбор электрооборудования напряжением 10 и 0,4 кВ.

1) Произведем выбор токопровода, соединяющего трансформаторы ГПП с ячейками РУ НН ГПП. Согласно [16, таблица 3.1] токопровод 6, 10 кВ выбирается по номинальному напряжению, току утяжеленного режима, экономической плотности тока, потере напряжения, а также электродинамической и термической стойкости к токам КЗ.

К установке намечается комплектный токопровод типа ТЗК-10-1600-81 УХЛ1 [22, 2.3]

Проверим данный токопровод:

а) По номинальному току

Ток, протекающий по токопроводу в утяжеленном режиме:

$$I_{\text{раб.утяж}} = \frac{1,4 \cdot 10000 \text{ кВА}}{\sqrt{3} \cdot 10 \text{ кВ}} = 813,5 \text{ А.}$$

По условию (4.16): $813,5 \text{ А} \leq 1600 \text{ А}$;

б) По асимметричному току электродинамической стойкости:

Согласно [17, 2.2] выбор электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения 10 кВ производится по току КЗ в точке К₃. Согласно разделу 6, ударный ток в точке К₃: $i_{\text{уд}} = 13,7 \text{ кА}$

По условию (5.19):

$$13,7 \text{ кА} \leq 81 \text{ кА.}$$

По термической стойкости к току КЗ.

Согласно разделу 6 время действия защиты, установленной на вводном выключателе РУ НН ГПП $t_z = 1,2 \text{ с}$. Собственное время отключения вводного выключателя РУ НН ГПП (см. ниже) $t_c = 0,03 \text{ с}$. Постоянная времени затухания апериодической составляющей согласно [5, таблица 2.45] $T_a = 0,12 \text{ с}$.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ в точке К₃: $I_{\text{п0}} = 9,18 \text{ кА}$

По условию (5.23):

$$(9,18)^2 \cdot (1,2 + 0,05 + 0,12) = 115,45 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с} \leq (31,5)^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с.}$$

Комплектный токопровод по экономической плотности тока проверять не требуется. Учитывая относительно малое расстояние от трансформаторов ГПП до ячеек РУ НН ГПП по потере напряжения данный токопровод можно также не проверять.

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

2) Согласно [17, 7.1] при выполнении ГПП предприятия с помощью принятой ранее КТПБ-110, если в состав поставки не входит КСО это нужно указать в опросном листе. В качестве РУ НН ГПП может быть использовано комплектное распределительное устройство 10 кВ серии КСО-205 [22]. Согласно [17, таблица 3.1] ячейки КСО выбирается по номинальному напряжению, номинальному току и току утяжеленного режима, электродинамической и термической стойкости к токам КЗ. Поскольку по перечисленным параметрам также проверяются и выключатели, установленные в КСО, проверка ячеек КСО будет осуществлена совместно с выбором выключателей.

3) К установке в качестве вводного выключателя РУ НН ГПП намечается выключатель ВВУ-Э-10-20/1600У2 [22, таблица 16]. Согласно [17, таблица 3.1] проверка выключателей производится по номинальному напряжению, номинальному току, току утяжеленного режима, по стойкости к электродинамическому и термическому действию тока КЗ, по отключающей способности. При его проверке по номинальному току используется формула (5.14)

При проверке выключателя аналогично разделу 5 использовались условия (5.12), (5.13), (5.15) – (5.20). Результаты выбора выключателя сведены в таблицу 8.1. [17, форма 3.1]

Таблица 8.1 – Проверка выбранного выключателя

Условия выбора	Расчетные параметры цепи	Каталожные данные аппарата
$U_c \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_H$	813,5 А	1600
$I_{п0} \leq i_{\text{дин}}$	9,18 кА	20 кА
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин.макс}}$	29,79 кА	52 кА
$W_k = (I_{п0})^2 \cdot (t_3 + t_c + T_a)$ $\leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = W_{\text{к.доп}}$	115,45 (кА) ² · с	2976,75 (кА) ² · с

4) Согласно [17, 3] трансформаторы тока выбираются по номинальному напряжению, номинальному току, току утяжеленного режима, электродинамической и термической стойкости к действию тока КЗ, а также проверяются по работе в заданном классе точности (по допустимой вторичной нагрузке). В качестве трансформатора тока принимается к установке ТОЛ-10-11-0,2с/0,5/10Р-5/10/15-1500/5 У2 с коэффициентом трансформации 1500/5 [22] Выбор трансформатора тока, установленного в ячейке вводного выключателя РУ НН ГПП, произведен в таблице 8.2 по форме [17, Форма 2.1].

На подстанциях 110 кВ на стороне НН трансформатора устанавливаются амперметр, счетчики активной и реактивной энергии. В качестве амперметра будем использовать цифровой многофункциональный электроизмерительный прибор ЩМ120 [22].

Таблица 8.2 – Проверка выбранного трансформатора тока

Условия выбора	Расчетные параметры цепи	Каталожные данные аппарата
$U_c \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{раб.утяж}} \leq I_H$	813,5 А	1500
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин.макс}}$	29,79 кА	100 кА
$B_k = (I_{n0})^2 \cdot (t_z + t_c + T_a) \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = B_{\text{к.доп}}$	$115,45 (\text{кА})^2 \cdot \text{с}$	$1600 (\text{кА})^2 \cdot \text{с}$

В качестве счетчика активной и реактивной энергии будем использовать счетчик ЕвроАЛЬФА ЕА2 [24, 1.6]. Схема подключения выбранных контрольно-измерительных приборов к обмоткам трансформатора тока приведена на рисунке 8.1.

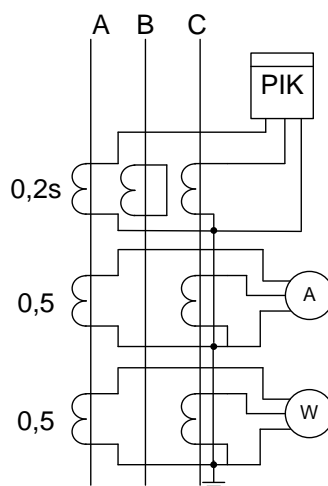


Рисунок 8.1 – Схема подключения контрольно-измерительных приборов

Проверка по допустимой вторичной нагрузке приводится в таблице 8.3 [17, форма 3.8].

Таблица 8.3 – Проверка по допустимой вторичной нагрузке

Обмотка ТТ	Прибор	Тип прибора	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА		
				фаза А	фаза В	фаза С
0,2s	PIK	ЕА2	1	0,015	0	0,015
0,5	РА	ЩМ120	1	0,100	0	0,100
0,5	PW	Д-335	1	0,100		0,100
Итого				0,215	0	0,215

Исходя из [22, 8] для ТОЛ-СЭЩ-10-21-1500/5 У2 знаем, что максимально допустимая нагрузка $S_{2\text{ном}}$ обмотки 0,2s составляет 10 ВА, а обмотки 0,5 – 15 ВА.

Нормированная нагрузка для определенного класса точности обмотки ТТ находится по известной формуле:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{(I_{2\text{ном}})^2},$$

где $I_{2\text{ном}}$ – номинальное значение тока вторичной обмотки ТТ. $I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А}$ [22, 8].

По формуле:

1) Для обмотки 0,2s:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом.}$$

2) Для обмотки 0,5:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{15}{5^2} = 0,6 \text{ Ом.}$$

Согласно [17, ф 3.33] допустимое сопротивление соединительных проводов находится по формуле:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (8.1)$$

где $r_{\text{приб}}$ – сопротивление подключенных к данной обмотке ТТ приборов, которое находится по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{(I_{2\text{ном}})^2}.$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая подключенным к данной обмотке ТТ прибором;

$r_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов, равное 0,05 Ом.

Найдем по формуле:

1) Для обмотки 0,2s:

$$r_{\text{приб}} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом};$$

2) Для обмотки 0,5:

$$r_{\text{приб}} = \frac{8}{5^2} = 0,32 \text{ Ом};$$

По формуле (8.1):

1) Для обмотки 0,2s:

$$r_{\text{пр}} = 0,2 - 0,16 - 0,05 = 0,035 \text{ Ом};$$

2) Для обмотки 0,5:

$$r_{\text{пр}} = 0,4 - 0,32 - 0,05 = 0,075 \text{ Ом};$$

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

Допустимое сечение соединительных проводов может быть найдено по формуле [17, ф 3.34]:

$$q = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}},$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода. Поскольку в качестве соединительных выбираем медные провода, то $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;

$L_{\text{расч}}$ – расчётная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и обмоток трансформаторов тока. Для нашей схемы [17, рис. 3.2]: $L_{\text{расч}} = \sqrt{3}L$, где L – длина соединительных проводов от обмотки трансформатора тока до приборов. Для линий 10 кВ к потребителям $L = 6 \text{ м}$ [17, таблица 3.1].

Получим:

1) Для обмотки 0,2s:

$$q = \frac{0,0175 \cdot 10,392}{0,035} = 5,196 \text{ мм}^2;$$

2) Для обмотки 0,5s:

$$q = \frac{0,0175 \cdot 10,392}{0,075} = 2,42 \text{ мм}^2;$$

Выбираем для обмотки 0,2s сечение 6 мм², для обмотки 0,5s - сечение 2,5 мм².

5) Выбор остальных выключателей и трансформаторов тока произведем в таблице 8.4 [17, форма 3.2]

Выбор установленных в ячейках секционных выключателей трансформаторов тока приведен в таблице 8.5. При этом учтено, что ток, протекающий через секционный выключатель ГПП в послеаварийном режиме (после отключения КЗ и включения секционного выключателя с помощью АВР), равен току, протекающему через вводной выключатель в нормальном режиме.

6) В начале перечисленных в таблице 8.4 кабельных линий устанавливаются трансформаторы тока нулевой последовательности ТОЛ-СЭЩ [22].

7) Выключатели нагрузки и предохранители устанавливаются на вводах цеховых ТП при питании последних по магистральным схемам.

Рассмотрим выбор указанных аппаратов для ТП-5, на которой установлены два трансформатора типа ТМГ-630. Каталожные данные можно взять из [8].

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

Таблица 8.7 – Выбор предохранителей

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ПКТ-10-102-80
$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$	$u_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$	$u_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} \geq I_{УТЯЖ}$	$I_{УТЯЖ} = 61,80 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 80 \text{ А}$
$I_{НОМ.ОТКЛ.} \geq I_{К}$	$I_{К} = 9,18 \text{ кА}$	$I_{НОМ.ОТКЛ.} = 31,5 \text{ кА}$

Таблица 8.8 – Выбор выключателей нагрузки и предохранителей на вводах цеховых ТП

Номер ТП	U _н , кВ	I _р , А	I _{утяж} , А	I _к , кА	Тип выключателя нагрузки	Тип предохранителя
ТП7	10	12,68	-	9,18	ВНА СЭЩ-10	ПКТ10-101-16
ТП4	10	61,30	122,65		ВНА СЭЩ-10	ПКТ-10-104-160
ТП1	10	16,78	33,56		ВНА СЭЩ-10	ПКТ10-102-40
ТП2	10	19,04	-		ВНА СЭЩ-10	ПКТ-10-101-20
ТП6	10	82,82	165,64		ВНА СЭЩ-10	ПКТ10-104-200
ТП3	10	67,54	135,07		ВНА СЭЩ-10	ПКТ-10-104-160
ТП9	10	97,12	194,24		ВНА СЭЩ-10	ПКТ10-104-200
ТП8	10	66,54	133,08		ВНА СЭЩ-10	ПКТ-10-104-160
ТП5	10	30,90	61,80		ВНА СЭЩ-10	ПКТ-10-103-80

В качестве трансформаторов напряжения, установленных на шинах 10 кВ, примем трансформаторы напряжения НАМИ-10 УХЛ2 [22].

В качестве соединительных проводов выбираем медные провода сечением 2,5 мм² [17, 3.4]

9) Произведем выбор трансформаторов собственных нужд ГПП. Расчетная нагрузка трансформаторов собственных нужд находится по формуле:

$$S_{\text{расч}} = k_c \cdot \sqrt{(P_{\text{уст}})^2 + (Q_{\text{уст}})^2}, \quad (8.2)$$

где k_c – коэффициент спроса. В ориентировочных расчетах можно принять $k_c=0,8$;

$P_{\text{уст}}$ – установленная активная мощность потребителей собственных нужд;

$Q_{\text{уст}}$ – установленная реактивная мощность потребителей собственных нужд.

Для электродвигателей принимаем $Q_{\text{уст}} = P_{\text{уст}} \cdot \text{tg}\varphi$, где $\text{tg}\varphi = 0,62$ ($\cos\varphi = 0,85$).

Расчет нагрузки потребителей собственных нужд произведем в таблице 8.9 по данным [24].

Таблица 8.9 – Расчет нагрузки потребителей собственных нужд

Вид потребителя	$P_{ном},$ кВт	$P_{сум},$ кВт	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	$P_{уст},$ кВт	$Q_{уст},$ квар	$S_{расч},$ кВА
Двигатели охлаждения тр-ров ГПП	2,0	4,0	0,85	0,62	4,0	2,48	
Освещение ОРУ	2,0	2,0	0,93	0,30	2,0	0,60	
Подогрев выключателей 110 кВ	4,4	8,8	1,00	-	8,8		
Подогрев шкафов КРУ	1,0	22,0	1,00	-	22,0		
Подогрев релейного шкафа	1,0	1,0	1,00	-	1,0		
Подогрев привода разъединителя	0,6	2,4	1,00	-	2,4		
Маслохозяйство	25,0	25,0	1,00	-	25,0		
Итого:					65,2	3,08	52,22

По формуле (8.2):

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{(69,2)^2 + (2,54)^2} = 54 \text{ кВА.}$$

Согласно [23, 5.12] при двух трансформаторах собственных нужд на ГПП без постоянного дежурного персонала номинальная мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по условию:

$$S_T \geq \frac{S_{расч}}{N_T \cdot k_{зн}}$$

По данному условию согласно [23, таблица 2.2] выбираем два трансформатора собственных нужд ТМГ-40/10У1.

11) Произведем проверку кабелей 10 кВ по условию термической стойкости к току КЗ. При этом термически стойкое сечение кабеля находится по формуле:

$$F_{т.с} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}; \quad (8.3)$$

где B_k – импульс квадратичного тока КЗ;

C – термическая функция.

Произведем проверку на примере кабеля, соединяющего ГПП и ТП5. Из формулы (5.20):

$$B_k = (9,18)^2 \cdot (0,6 + 0,03 + 0,12) = 15,42 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с};$$

Для алюминиевых многопроволочных кабелей 10 кВ и бумажной изоляцией $C = 94 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$.

По формуле (8.3):

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

$$F_{т.с} = \frac{\sqrt{15,42 \cdot 10^6}}{94} = 41,77 \text{ мм}^2.$$

Из подраздела 5.4 известно, что КЛ ГПП-ТП1 выполнена кабелем АСП (3x25). Данное сечение необходимо увеличить, чтобы оно удовлетворяло условию термической стойкости к КЗ.

Результаты проверки остальных кабельных линий приведены в таблице 8.10 [17, форма 3.6].

Таблица 8.10 – Проверка кабелей 10 кВ по условию термической стойкости

Конечные пункты линии	Ip0, кА	tз, с	tc, с	Ta, с	Bk	C	Fт.с	Тип и площадь сечения нового кабеля
ГПП – ТП7	9,18	0,60	0,03	0,12	15,42	94,00	41,77	АСП 3x50
ГПП – ТП4								АСП 3x70
ТП4 – ТП1								АСП 3x50
ТП1 – ТП2								АСП 3x50
ГПП – ТП6								АСП 3x70
ТП6 – ТП3								АСП 3x70
ГПП – ТП9								АСП 3x95
ТП9 – ТП8								АСП 3x70
ГПП – ТП5								АСП 3x50

12) Произведем выбор цеховых ТП, НРП и коммутационных аппаратов на стороне 0,4 кВ. Трансформаторы цеховых ТП были выбраны в разделе 3. Цеховые ТП реализуются с помощью КТП 160, 400, 630, 1000, 1600. РУ НН цеховых ТП реализуются с помощью низковольтных шкафов ПРЦ01 [24]. НРП также реализуются с помощью низковольтных шкафов ПРЦ01.

Произведем выбор вводных и секционного автоматических выключателей ТП5.

Ток, протекающий по токопроводу в утяжеленном режиме, можно найти, используя формулу (5.14):

$$I_{вв.утяж} = \frac{1,6 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1454,96 \text{ А.}$$

Аналогично выбору секционного выключателя ГПП, считаем, что ток, протекающий через секционный автоматический выключатель ТП5 равен:

$$I_{секц.} = I_{вв.норм} = \frac{k_{з.н.} \cdot S_{н.т.}}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

$$I_{\text{секц.}} = \frac{0,8 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 727,48 \text{ А.}$$

В качестве вводных и секционному выключателя ТП1 выбираем автоматические выключатели Masterpact NW10 (для удовлетворения условиям стойкости к КЗ) и NW16 с номинальными токами 1000 и 1600 А соответственно [25]. Из раздела 6 известно, что периодическая составляющая тока КЗ на выводах трансформатора ТП1 $I_{п0} = 69,39$ кА, а ударный ток КЗ $i_{уд} = 124,93$ кА. Согласно [25, с.18] номинальные токи отключения автоматических выключателей Masterpact NT08 $I_{cs} = 65$ кА и NW16 $I_{cs} = 150$ кА, допустимые сквозные токи КЗ при времени протекания 3 с $I_{cw} = 36$ кА и $I_{cw} = 50$ кА; допустимые токи включения $I_{cm} = 143$ кА и $I_{cm} = 330$ кА.

Исходя из вышесказанного, делаем вывод, что выбранные автоматические выключатели удовлетворяют условиям стойкости к току КЗ на стороне НН трансформатора ТП5.

Выбор вводных и секционных автоматических выключателей остальных произведен в таблице 8.11.

Таблица 8.11 – Выбор вводных и секционных автоматических выключателей

Номер ТП, НРП	Место установки выключателя	I_p , А	$I_{утяж}$, А	Тип выключателя	Ном.ток выключателя, А
1	2	3	4	5	6
ТП1	Вводной	184,752	369,50	Masterpact NW40	4000
	Секционный	184,752	369,50	Masterpact NW20	2000
ТП2	Вводной	519,615	1039,23	Masterpact NW12	1200
ТП3	Вводной	1616,580	3233,16	Masterpact NW40	4000
	Секционный	1616,580	3233,16	Masterpact NW20	2000
ТП4	Вводной	1154,700	2309,40	Masterpact NW25	2500
	Секционный	1154,700	2309,40	Masterpact NW12	1200
ТП5	Вводной	727,461	1454,92	Masterpact NW16	1600
	Секционный	727,461	1454,92	Masterpact NW10	1000
ТП6	Вводной	404,145	808,29	Masterpact NW10	1000
	Секционный	404,145	808,29	Masterpact NW10	1000
ТП7	Вводной	519,615	1039,23	Masterpact NW12	1200
ТП8	Вводной	1616,580	3233,16	Masterpact NW40	4000

	Секционный	1616,580	3233,16	Masterpact NW20	2000
--	------------	----------	---------	-----------------	------

Продолжение таблицы 8.11

1	2	3	4	5	6
ТП9	Вводной	636,529	1273,06	Masterpact NW16	1600
	Секционный	636,529	1273,06	Masterpact NW10	1000

Выводы по разделу восемь

В данном разделе был произведен выбор всего необходимого для снабжения электроэнергией внутривзаводского оборудования, на основе которого была составлена и дополнена принципиальная электрическая схема предприятия.

					<i>13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						95
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

9 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС

Согласно исходным данным, высоковольтными электроприемниками завода являются синхронные двигатели, установленные в цехе №10. Поэтому будет достаточно провести проверку только на «просадку» напряжения, проверку целесообразней выполнить для режима, когда один трансформатор на ГПП в ремонте, а секционный выключатель выключен.

Активными сопротивлениями элементов СЭС пренебрегаем, поэтому все элементы СЭС представлены своими индуктивными сопротивлениями, приведенными к базисным значениям.

Расчет произведем для секции сборных шин 1, к ней подключены три синхронных двигателя, они более чувствительны к колебаниям напряжения, так как их максимальный момент пропорционален квадрату напряжения.

На практике не применяют пуск всех двигателей одновременно, поэтому в расчете будем рассматривать пуск одного двигателя.

Значения сопротивлений кабельных линий питающие двигатели, возьмем из раздела 6, сопротивления энергосистемы, ВЛ и трансформатора ГПП из раздела 3.

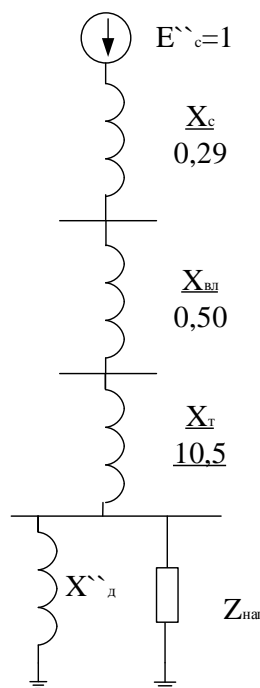


Рисунок 9.1 – Схема замещения

Сопротивление двигателей, участвующих в пуске:

$$X_{д} = \frac{S_{б} \cdot U_{НОМ}^2}{S_{н} \cdot U_{б}^2},$$

где $S_{н}$ - расчетная пусковая мощность СД, МВА.

Тогда эквивалентное сопротивление узла определяют выражением:

$$X_{п.э} = \frac{S_б \cdot U_{ном}^2}{S_{п.э} \cdot U_б^2},$$

Таким образом:

$$X_{п.э} = \frac{1000 \cdot 10,5^2}{16063,9 \cdot 10,5^2} = 0,623 \text{ Ом},$$

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены ЭД, найдем из выражения:

$$U_o = U_c \cdot \frac{X_{п.э}}{X_{п.э} + X_c},$$

где U_c – напряжение питающей сети,

X_c – суммарное сопротивление питающей сети до сборных шин, к которым подключен СД.

$$U_o = 110 \cdot \frac{0,623}{0,623 + 11,29} = 5,75 \text{ кВ}.$$

При пуске синхронных двигателей провал напряжения должен быть не более 20% от номинального напряжения сети, как видно данное условие выполняется.

Дополнительно установим устройство плавного пуска, с целью обеспечения плавного разгона и остановки двигателя, уменьшения пусковых токов и согласование крутящего момента двигателя с моментом нагрузки, что положительно повлияет на показатели качества электроэнергии, а также увеличит срок работоспособности двигателя. В качестве устройства плавного пуска, выберем УПВВЭ1-800-10,5 УХЛ4.

Вывод по разделу девять

Была выбрана проверка на провалы напряжения, полученные значения находятся в пределах допустимых. Также проведена установка устройств плавного пуска двигателей.

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

10 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Оптимальный выбор средств компенсации реактивной мощности является составной частью построения рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия. Распределительное устройство напряжением 10 кВ ГПП имеет две системы сборных шин, расчет будем вести на одну секцию.

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

Таблица 10.1 – Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	$S_{Т.ном.}, \text{кВА}$	$Q_{к.у.}, \text{квар}$	$Q_1, \text{квар}$	$R_{тр}, \text{Ом}$	$R_{л}, \text{Ом}$	$\Delta Q_{Т}, \text{квар}$
ТП1	160	0,00	160,91	12,109	0,084	16,90
ТП2	400	0,00	229,91	3,688	0,037	22,98
ТП3	1600	219,58	1382,33	0,703	0,008	127,84
ТП4	1000	0,00	785,82	1,220	0,026	98,40
ТП5	630	19,01	657,26	2,142	0,063	60,73
ТП6	400	0,00	296,65	3,688	0,008	34,44
ТП7	400	0,00	147,14	3,688	0,069	22,98
ТП8	1600	737,58	685,56	0,703	0,085	127,84
ТП9	1600	341,31	685,56	0,703	0,101	127,84
Итого:			5031,14			648,77

В таблице обозначено:

$S_{Т.ном.}$ – номинальная мощность трансформатора;

$Q_{к.у.}$, Q_{1i} и $\Delta Q_{Тri}$ – необходимая реактивная мощность компенсирующего устройства, реактивная нагрузка на трансформаторы ТП и потери реактивной мощности в них;

$R_{тр}$ – активное сопротивление трансформаторов ТП;

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

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

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

Например, для ТП-5, подставляя в (10.1):

$$R_{Тр1} = \frac{8,5 \cdot 10^3 \cdot 10^2}{630^2} = 2,142 \text{ Ом.}$$

Активные сопротивления кабельных линий найдем по формуле:

$$R_{ли} = r_{0ли} \cdot l_i,$$

где $r_{0ли}$ – удельное сопротивление i -й линии, Ом/км, [4];

l_i – длина i -й линии, км.

Например, $R_{л1} = 1,24 \cdot 0,35 = 0,434$ Ом.

Также в составе электроприемников объединенной СШ 1 10кВ имеется 3 синхронных двигателя мощностью $P_{сд}=1250$ кВт и 3 синхронных двигателя мощностью $P_{сд}=1250$ кВт, на СШ 2 10кВ аналогично.

В таблице 10.2 приведены номинальные данные для синхронных двигателей.

Таблица 10.2 – Номинальные данные синхронных двигателей СШ10 №1

Обозначение в схеме	Тип двигателя	Uном, кВ	Pсд.нi, кВт	Qсд.нi, квар	Ni, шт	ni, об/мин	Дi1, кВт	Дi2, кВт
СД1-4-1250	СТД	10,00	1250	-650	6	250	9,83	8,83

Располагаемая реактивная мощность СД:

$$Q_{сд.ми} = \alpha_{ми} \cdot N_i \cdot \sqrt{P_{сд.ни}^2 + Q_{сд.ни}^2},$$

где $\alpha_{ми}$ – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности, зависящий от загрузки $\beta_{сдi}$ по активной мощности и номинального коэффициента мощности $\cos\phi_{ни}$.

Примем, что все синхронные двигатели имеют $\beta_{сд}=0,9$, тогда $\alpha_{м}=0,47$. Тогда:

$$Q_{сд.м1-6} = 0,47 \cdot 6 \cdot \sqrt{1250^2 + 650^2} \cdot 10^{-3} = 3,97 \text{ Мвар.}$$

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности:

$$C_0 = \delta \cdot (\alpha \cdot K_M + \beta \cdot \tau),$$

где δ – коэффициент, учитывающий затраты, обусловленные передачей по электрическим сетям мощности для покрытия потерь активной мощности, согласно [7, с.47] $\delta = 1,05$;

α и β – основная и дополнительная ставки двухставочного тарифа;

τ – время использования максимальных потерь, ч;

$K_M = \frac{\Delta P_{\text{Э}}}{\Delta P_M} = \frac{Q_{\text{Э}}^2}{Q_M^2}$ – отношение потерь $\Delta P_{\text{Э}}$ активной мощности от протекания

реактивной мощности $Q_{\text{Э}}$, потребляемой предприятием в период наибольшей нагрузки энергосистемы, к максимальным потерям ΔP_M активной мощности

от протекания максимальной реактивной мощности Q_M , потребляемой предприятием.

Согласно [17, прил. 4] $K_M=0,79$, $\tau=2742,23$ ч.

Тогда получим:

$$C_0 = 1,05 \cdot (11509 \cdot 0,79 + 1,3488 \cdot 2742,23) = 13430,6 \text{ руб/кВт}\cdot\text{год}$$

Наметим все возможные места установки дополнительных компенсирующих устройств – батарей конденсаторов: низковольтные СШ цеховых ТП (Q_{Ci}); СШ РУ напряжением 10 кВ ГПП (Q_0). Кроме того, реактивная мощность может быть получена из энергосистемы ($Q_{Эс}$).

Затраты на генерацию реактивной мощности:

$$Z_{1Г} = E \cdot K_y \cdot \left(\frac{U_{БК*}}{U_*}\right)^2 + C_0 \cdot \Delta P_{БК},$$

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

K_y – удельная стоимость батарей конденсаторов. Используя данные, получим для низковольтных БК:

$$K_y = 12000 \frac{\text{руб}}{\text{Мвар}} \cdot 1,9 \cdot 75,96 \cdot 1,18 = 2043,628 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{Мвар}};$$

для высоковольтных БК:

$$K_y = 6000 \frac{\text{руб}}{\text{Мвар}} \cdot 1,9 \cdot 75,96 \cdot 1,18 = 1021,814 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{Мвар}};$$

$U_{БК*}$ – отношение номинального напряжения конденсаторов к номинальному напряжению сети. Для низковольтных БК $U_{БК*} = 1$; для высоковольтных $U_{БК*} = 1,05$ [32, 2.1.3];

$\Delta P_{БК}$ – удельные потери в конденсаторах. Для низковольтных БК

$$\Delta P_{БК} = 0,2 \frac{\text{кВт}}{\text{Мвар}}; \text{ для высоковольтных } - \Delta P_{БК} = 0,15 \frac{\text{кВт}}{\text{Мвар}}$$

Затраты на генерацию реактивной мощности для низковольтных БК:

$$Z_{1Г.КН} = 0,223 \cdot 2043,628 \cdot \left(\frac{1}{1}\right)^2 + 13,43 \cdot 0,2 = 478,85 \frac{\text{тыс}\cdot\text{руб}}{\text{Мвар}}.$$

Затраты на генерацию реактивной мощности для высоковольтных БК (10 кВ):

$$Z_{1Г.КВ} = 0,223 \cdot 1021,8 \cdot \left(\frac{1,05}{1}\right)^2 + 13,43 \cdot 0,15 = 253,23 \frac{\text{тыс}\cdot\text{руб}}{\text{Мвар}}.$$

Затраты на генерацию реактивной мощности для синхронных двигателей:

$$Z_{1Г.сдi} = C_0 \cdot \frac{D_{i1}}{Q_{сд.i1}};$$

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

$$Z_{1г.сд1-6} = \frac{13430,6 \cdot 9,83}{0,65} = 203111,99 \text{ руб/Мвар};$$

$$Z_{2г.сдi} = C_0 \cdot \frac{D_{2i}}{N_i \cdot Q_{сд.ни}^2},$$

$$Z_{2г.сд1-6} = \frac{13430,6 \cdot 8,83}{6 \cdot 0,65^2} = 46781,93 \text{ руб/Мвар}.$$

Определение эквивалентных активных сопротивлений ответвлений с ТП. Для расчета оптимальной реактивной мощности, генерируемой низковольтными БК, необходимо знать эквивалентные сопротивления соответствующих ТП.

Для ТП, питающихся по радиальным линиям, (рисунок 10.1),

$$R_{Эi} = r_i = R_{Лi} + R_{ТРi}.$$

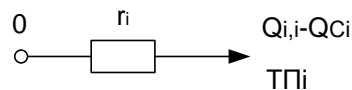


Рисунок 10.1 – Схема замещения радиальной линии

Например ТП-5, эквивалентное сопротивление:

$$R_{Э5} = 2,14 + 0,06 = 2,25 \text{ Ом}.$$

Для ТП, питающихся по магистральным линиям (рис.10.2):

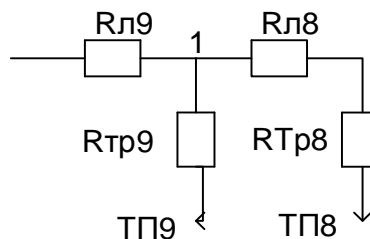


Рисунок 10.2 – схема замещения магистральной линии

Для ТП10 и ТП11, питающихся от одной магистрали:

$$\frac{1}{R_{Т1}} = \frac{1}{r_{тр9}} + \frac{1}{r_{л8} + r_{тр8}} = \frac{1}{0,703} + \frac{1}{0,09 + 0,703} = 2,69 \frac{1}{\text{Ом}},$$

$$R_{Т1} = 0,372 \text{ Ом},$$

$$R_{Э9} = \left(1 + \frac{r_{л9}}{R_{Т1}}\right) \cdot r_{тр9} = \left(1 + \frac{0,101}{0,372}\right) \cdot 0,703 = 0,894 \text{ Ом},$$

$$R_{Э8} = \left(1 + \frac{r_{л9}}{R_{Т1}}\right) \cdot (r_{л8} + r_{тр8}) = \left(1 + \frac{0,10}{0,372}\right) \cdot (0,09 + 0,703) = 1,002 \text{ Ом}.$$

Для ТП-4, ТП-1 и ТП-2 питающихся по магистральным линиям (рисунок 10.3), сначала введем обозначения.

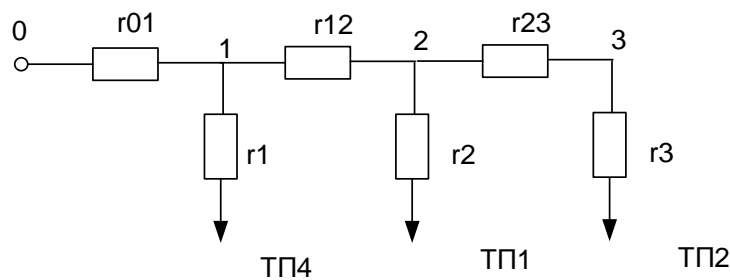


Рисунок 10.3 – Схема замещения магистральной линии

$$r_{01} = R_{л} = 0,026 \text{ Ом},$$

$$r_1 = R_{тп} = 1,22 \text{ Ом},$$

$$r_{12} = R_{л} = 0,084 \text{ Ом},$$

$$r_2 = R_{тп} = 12,109 \text{ Ом},$$

$$r_{23} = R_{л} = 0,037 \text{ Ом},$$

$$r_3 = R_{тп} = 3,688 \text{ Ом}.$$

Эквивалентные сопротивления точек 1 и 2 схемы:

$$R_{y32} = \frac{(r_{23} + r_3) \cdot r_2}{r_{23} + r_3 + r_2} = \frac{(0,037 + 3,688) \cdot 12,109}{0,037 + 3,688 + 12,109} = 2,85 \text{ Ом},$$

$$R_{y31} = \frac{(r_{12} + r_{y32}) \cdot r_1}{r_{12} + r_{y32} + r_1} = \frac{(0,084 + 2,85) \cdot 1,22}{0,084 + 2,85 + 1,22} = 0,86 \text{ Ом}.$$

С учетом полученного эквивалентные сопротивления присоединений ТП4, ТП1 и ТП2:

$$R_{\text{Э}4} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{y31}}\right) r_1 = \left(1 + \frac{0,026}{0,86}\right) \cdot 1,22 = 1,257 \text{ Ом}.$$

$$R_{\text{Э}2} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{y31}}\right) \left(1 + \frac{r_{12}}{R_{y32}}\right) r_2 = \left(1 + \frac{0,026}{0,86}\right) \cdot \left(1 + \frac{0,084}{2,85}\right) \cdot 12,109 = 12,843 \text{ Ом}.$$

$$R_{\text{Э}3} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{y31}}\right) \left(1 + \frac{r_{12}}{R_{y32}}\right) (r_{23} + r_3) = \left(1 + \frac{0,026}{0,86}\right) \cdot \left(1 + \frac{0,084}{2,85}\right) \cdot (0,037 + 3,688) = 3,951 \text{ Ом}.$$

Аналогично рассчитываем сопротивления для остальных ТП, результаты расчета представлены в таблице 10.2.

1) Определим реактивную мощность источников, подключенных к ГПП. Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП, определим в предположении, что к шинам ГПП подключена высоковольтная БК [17, 4]. Тогда определим оптимальную мощность дополнительной группы БК для ТП1 по формуле [17, ф.4.1]:

Продолжение таблицы 10.3

1	2
ТП6	УКБ-0,38-100УЗ
ТП7	-
ТП8	УКБН-0,38-450-50УЗ
ТП9	УКБН-0,38-200-50УЗ
	УКБ-0,38-150УЗ

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

$$Q_0 = \sum_1^{12} (Q_{li} + \Delta Q_{Ti}) + \Delta Q_T^{ГПП} + \sum_1^{12} Q_{Ki} - Q_{ЭС1} - \sum_1^{12} Q_{CTi} - Q_{СДЗ},$$

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

$Q_{ЭС1}$ – экономически целесообразная реактивная мощность, передаваемая энергосистемой предприятию.

$Q_{ЭС}$ определяется как минимальная величина из двух:

$$Q_{ЭС}^{\prime} = \alpha_1 P_{РП},$$

$$Q_{ЭС}^{\prime\prime} = Q_{РП} - (0,7/K_{НР}) Q_{СД.М.},$$

где $\alpha_1 = 0,31$ – расчетный коэффициент;

$P_{РП}$ и $Q_{РП}$ – расчетные активная и реактивная нагрузки всего предприятия;

$K_{НР}$ – коэффициент несовпадения реактивной мощности;

$Q_{СД.М.}$ – располагаемая мощность синхронных двигателей.

Тогда:

$$Q_{ЭС}^{\prime} = 0,31 \cdot 10221,19 = 3168,57 \text{ квар},$$

$$Q_{ЭС}^{\prime\prime} = 6228,69 - \frac{0,7}{0,85} \cdot 3970 = 2959,28 \text{ квар}.$$

Принимаем $Q_{ЭС} = 2959,28$ квар.

Таким образом реактивная мощность, приходящаяся на один трансформатор ГПП:

$$Q_{ЭС1} = Q_{ЭС} / 2 = 1479,64 \text{ квар}.$$

где $Q_{сд1}$ – реактивная мощность, генерируемая синхронным двигателем.

Реактивная мощность СД:

$$Q_{сд1} = \frac{3_{10} - 3_{1г.сд}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{э.сд}}.$$

Эквивалентные сопротивления для СД:

$$R_{э.сд1} = \frac{R_{л.сд1}}{N_1} + \frac{3_{2г.сд1}}{a \cdot C_0},$$

По формуле получим:

$$R_{э.сд1,2,3} = \frac{0,21}{3} + \frac{46781,93}{10 \cdot 13430,6} = 0,418.$$

Тогда:

$$Q_{сд1} = \frac{253231 - 203112}{2 \cdot 10 \cdot 13430,6 \cdot 1,34} = 0,139 \text{ Мвар};$$

После подстановки всех значений, получим:

$$Q_0 = 5031,14 + 648,77 + \frac{749,1}{2} + 1317,48 - 1479,64 - 2450 - 139 = 3303,3 \text{ квар.}$$

Выбираем комплектные конденсаторные установки 2хУКРМ-10,5-2250-УХЛ1.

Мощности низковольтных БК цеховых ТП определяются суммой двух групп БК: основной $Q_{ки}$ и дополнительной $Q_{си}$:

$$Q_{кнi} = Q_{ки} + Q_{си}.$$

Мощность $Q_{ки}$ определяется пропускной способностью трансформаторов цеховых ТП, а мощность $Q_{си}$ – расчетами, проведенными в данном разделе.

Выбор КУ осуществляем по каталогу [26], результаты представлены в таблице 10.3.

Баланс реактивной мощностей на сборных шинах 10 кВ главной понизительной подстанции проверяется как равенство генерируемых $Q_{г}$ и потребленных $Q_{р}$ реактивных мощностей:

$$Q_{pi} = \sum_1^{12} (Q_{li} + \Delta Q_{ti}) + \Delta Q_{гпп} + \sum_1^{12} Q_{ки}.$$

$$Q_{pi} = (5031,14 + 648,77 + \frac{749,1}{2} + 1317,48) \cdot 10^{-3} = 7,37 \text{ Мвар.}$$

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

$$Q_{r1} = \sum_1^{12} Q_{cti} + Q_{cd\Sigma} + Q_0 + Q_{эcl},$$

$$Q_{r1} = (1479,64 + 139 + 3303,3 + 2450) \cdot 10^{-3} = 7,37 \text{ Мвар.}$$

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

$$\text{tg}\phi_p = \frac{Q_{p1} - (\sum_1^{12} Q_{ct.n.i} + Q_0 + Q_{cd\Sigma})}{P_{p.п.} / 2}$$

$$\text{tg}\phi_p = \frac{7371 - (2450 + 139 + 3303,3)}{10221,2 / 2} = 0,289.$$

Резерв реактивной мощности должен составлять не менее 10–15% потребляемой предприятием реактивной мощности:

$$Q_{рез\%} = \frac{\sum (Q_{БКи} - Q_{oi})}{\sum Q_{p1}} \cdot 100\%.,$$

$$Q_{рез\%} = \frac{(2450 - 2132,08) + (4500 - 3303,3)}{7371} \cdot 100\% = 20\%.$$

Получили, что резерв реактивной мощности на предприятии достаточный.

Выводы по разделу десять

Был проведён расчёт компенсации реактивной мощности данной системы электроснабжения. Согласно расчёту, были выбраны низковольтные и высоковольтные компенсирующие устройства с учетом резерва по компенсации реактивной мощности.

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

11 ГАЗОВАЯ И СТРУЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА 110/10

11.1 Организация работы релейной защиты

Для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы [9, п. 3.2.51]:

- многофазных замыканий в обмотках и на их выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах в сетях с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла

Основной защитой трансформаторов мощностью 4,0 МВА и более от витковых замыканий и других внутренних повреждений, сопровождаемых разложением масла и выделением газа, а также от понижения уровня масла, является газовая защита [9, п. 3.2.53]. Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Газовая защита обязательна для трансформаторов мощностью 6300 кВА и более [9, п. 3.2.53]. Допускается устанавливать газовую защиту и на трансформаторах мощностью 1–4 МВА, не имеющих дифференциальной защиты или отсечки.

Рассмотрим струйную и газовую защиту трансформатора ТДН 10000/110/10 кВ, а именно защиту от витковых замыканий в обмотках и защиту от понижения уровня масла. Для этого возьмем принципиальную электрическую схему фрагмента СЭС, включающую трансформатор и прилегающие к нему сверху и снизу элементы системы электроснабжения.

Схема выполнения защит понижающего силового трансформатора напряжением 110/10 кВ приведена на рисунке 11.1. Силовой трансформатор Т подключен к электрической сети с помощью выключателя Q1 и воздушной линии ВЛ. Для защиты трансформатора на стороне ВН установлено устройство защиты А1 и выключатель Q3, на стороне НН – автоматический вводной выключатель Q2.

Устройство защиты А1 получает информацию от трёх фазных трансформаторов тока ТА1. Кроме того, на входы А1 поступают сигналы с датчиков газовой (KSG). Выходы устройства А1 связаны с электромагнитом отключения выключателя Q1, кроме того, имеется световая сигнализация возникновения ненормальных режимов работы трансформатора.

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
						108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

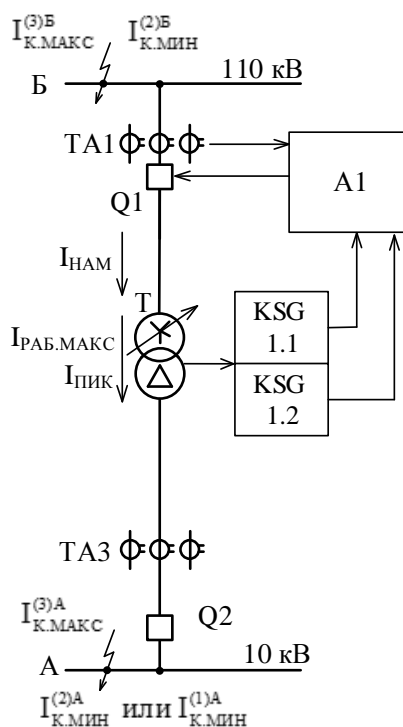


Рисунок 11.1 – Защита силового трансформатора напряжением 110/10 кВ

11.2 Газовая защита трансформатора

Газовая защита основана на использовании явления газообразования в баке поврежденного трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения, и в зависимости от этого действовать на сигнал или отключение. Основным элементом газовой защиты является газовое реле 1 – KSG, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем (рисунок 11.2, а). Монтаж газового реле 1 связан с выполнением некоторых специфических требований: для беспрепятственного прохода газов в расширитель 2 должен быть небольшой подъем 1,0–1,5 % относительно крышки трансформатора и 2–4 % у маслопровода от крышки к расширителю.

Работу газовой защиты рассмотрим на примере реле РГЧЗ-66 с чашеобразными элементами – сигнальным 1 и отключающим 2 (рисунок 11.2, б). Элементы выполнены в виде плоскодонных алюминиевых чашек, вращающихся вместе с подвижными контактами 4 и 5 вокруг осей 3. Эти контакты замыкаются с неподвижными контактами 6 и 7 при опускании чашек. В нормальном режиме при наличии масла в кожухе реле чашки удерживаются пружинами 8 и 9 в положении, указанном на рисунке, поэтому контакты 4 и 6, 5 и 7 нормально разомкнуты.

При небольшом повреждении в трансформаторе образование газа происходит медленно, он поднимается к расширителю. Проходя через реле, газ заполняет верхнюю часть корпуса, вытесняя оттуда масло – в результате

опустится верхняя чашка и замкнутся контакты 4 и 6, действуя на сигнал. При интенсивном газообразовании возникает сильный поток масла и газов из бака в расширитель через газовое реле. На пути потока находится лопасть 12, действующая вместе с нижней чашкой. Чашка 2 вместе с лопастью поворачивается и замыкает контакты 5 и 7 в цепи отключения трансформатора.

Необходимо также отметить, что начальная стадия виткового замыкания может и не сопровождаться появлением дуги и газообразованием. В таком случае газовая защита не действует, и витковые замыкания в трансформаторе могут длительно оставаться незамеченными. Для трансформаторов различной мощности и исполнения системы охлаждения предусмотрены три уставки срабатывания отключающего элемента по скорости потока масла. Уставка 0,6 м/с рекомендуется для трансформаторов мощностью до 40 МВА с масляным охлаждением и естественной циркуляцией масла, уставка 0,9 м/с – для трансформаторов мощностью свыше 40 МВА с дутьем, а уставка 1,2 м/с – для трансформаторов любой мощности с принудительной циркуляцией масла. При этом время срабатывания реле составляет $t_{с.р} = 0,05-0,5$ с.

Газовая защита реагирует также на понижение уровня масла в трансформаторе. Система отрегулирована так, что масса чашки с маслом является достаточной для преодоления силы пружины при отсутствии масла в кожухе реле. Поэтому понижение уровня масла сопровождается опусканием чашек и замыканием соответствующих контактов. Сначала опускается верхняя чашка и реле действует на сигнал.

При аварийной утечке масла из бака трансформатора масло из газового реле уходит и оба чашкообразные элементы 1 и 2 опускаются (рисунок 11.2, б). В этом случае сначала первым сработает сигнальный элемент 1, замыкая контакты 4 и 6, действуя на сигнал. Затем при продолжающемся снижении уровня масла сработает отключающий элемент 2, замыкая контакты 5 и 7 в цепи отключения трансформатора.

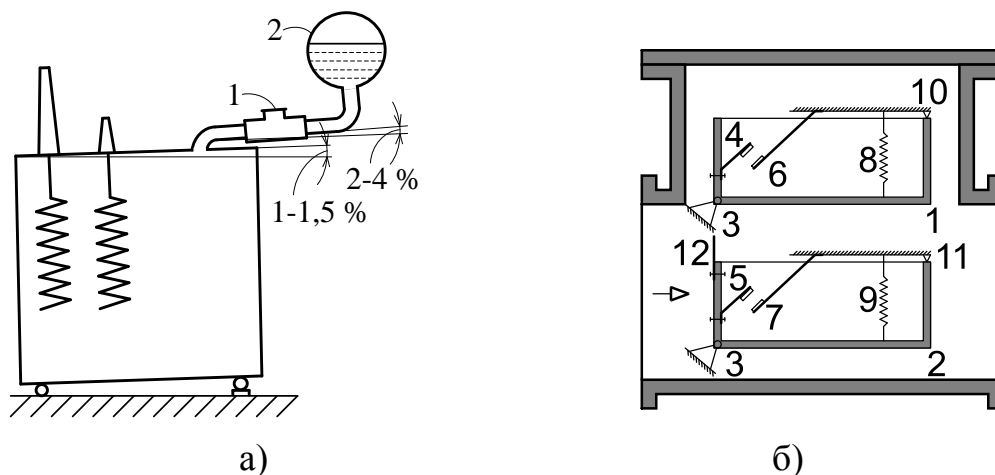


Рисунок 11.2 – Газовое реле защиты трансформатора

Силовые трансформаторы, имеющие регулирование напряжения под нагрузкой (РНН), оснащены переключающими устройствами (контакторами)

ответвлений первичной обмотки. Нарушение нормальной работы контакторов может быть вызвано повреждением изоляции, ослаблением пружин механизма, старением керамических силовых контактов, что ведет к замедлению и нечеткости переключения. Затянувшаяся дуга переключения сопровождается, как правило, бурным разложением масла. Такие постоянно повторяющиеся переключения ведут к существенному снижению изоляционных характеристик масла, поэтому переключающее устройство располагают в изолированной части бака трансформатора с отдельным выходом в изолированную часть расширителя трансформатора, т.е. расширитель таких трансформаторов имеет два отсека – для масла, поступающего из основной части бака с трансформатором и из бака переключателя (рисунок 11.3). Соответственно, для защиты переключателей применяют отдельную газовую защиту, выполняемую с помощью струйных реле [27].

Имеются устройства РПН, у которых контактор расположен в отдельном баке на изоляторе, а также устройства так называемой погружной конструкции. Их устанавливают, как внутри бака трансформатора, так и в отдельном баке, примыкающем к баку трансформатора. Бак контактора соединяется трубкой с отсеком расширителя (рисунок 11.3).

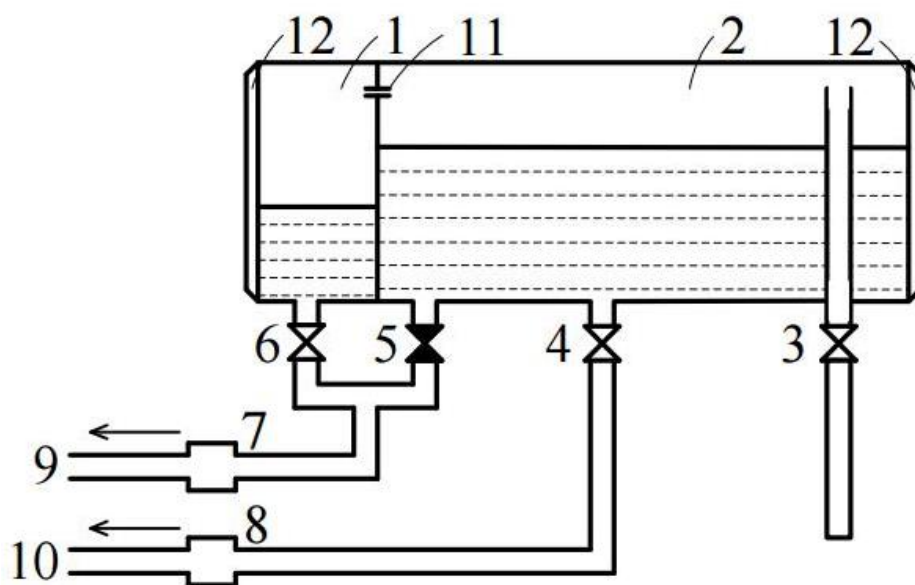


Рисунок 11.3 – Расширитель трансформатора с масляным охлаждением

Подключение расширителя для компенсации температурных изменений объема масла в трансформаторе и баке контактора РПН: 1 – малый отсек расширителя; 2 – большой отсек расширителя; 3 – кран для доливки масла в расширитель; 4 – кран маслопровода к баку трансформатора; 5 – кран подпитки маслом отсека 1 (кран нормально закрыт, на рисунке изображение крана зачернено); 6 – кран маслопровода к баку контактора; 7 – струйное реле РПН; 8 – газовое реле трансформатора; 9 – маслопровод к баку трансформатора; 10 – маслопровод к баку РПН; 11 – отверстие.

Струйные реле в отличие от газовых не имеют поплавков и их контакты срабатывают при повреждении переключателя и возникновении ускоренного потока смеси масла с газом на отключение трансформатора при действии напорной лопасти 12 (по аналогии рисунок 11.2, б). Уставки срабатывания струйных реле по скорости потока масла могут задаваться в пределах от 0,9 до 2,5 м/с. При нормальной работе переключателя в момент переключения под воздействием электрической дуги происходит разложение незначительного количества масла и выделения из него газа, который по трубопроводу проходит в свой расширитель – такое выделение небольшого количества горючего газа является нормальным явлением [27].

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения; способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых – не реагирование ее на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал.

Газовая защита обязательна для трансформаторов мощностью 6300 кВ·А и более [9, п. 3.2.53]. Допускается устанавливать газовую защиту и на трансформаторах мощностью 1–4 МВ·А, не имеющих дифференциальной защиты или отсечки. В настоящее время в России с 1996 г. выпускаются газовые РГТ-80, РГТ-50, РГЧЗ-66 и струйные РСТ-25 реле. Цифры показывают величину диаметра проходного отверстия реле в миллиметрах. Так же распространены немецкие газовые реле BF 80/Q и BF 50/10 и струйные Ü – RF 25/10 и RS – 1000.

11.3 Газовое реле РГТ-80(50)

Газовое реле РГТ является универсальной защитой трансформатора с масляным охлаждением, снабженным расширителем. Реле защищают от всех видов внутренних повреждений трансформатора, сопровождающихся выделением газа, ускоренным перетеканием масла из бака в расширитель, а также от утечки масла из бака трансформатора.

Реле состоят из корпуса и крышки из алюминиевого сплава, на которой смонтированы все внутренние элементы реле (реагирующий блок). Цифры в обозначении реле соответствуют диаметру проходного сечения. Конструктивное исполнение и присоединительные размеры фланцев, перечисленных реле соответствуют широко распространенным в энергосистемах России и стран СНГ

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112

реле Бухгольца BF 80/Q, BF 50/10 и реле защиты трансформатора РЗТ, поэтому замена последних на новые не требует каких-либо переделок.

Принцип действия. Газовое реле РГТ-80, РГТ-50 (рисунок 11.4) имеют герметически закрытый корпус, устанавливаемый в маслопроводе между баком трансформатора и расширителем. В нормальных условиях работы корпус реле заполнен маслом, и элементы занимают положение, при котором управляемые ими контакты разомкнуты. При незначительном газообразовании в баке трансформатора газ по маслопроводу проходит в расширитель, скапливаясь в верхней части корпуса реле, где расположен сигнальный элемент.

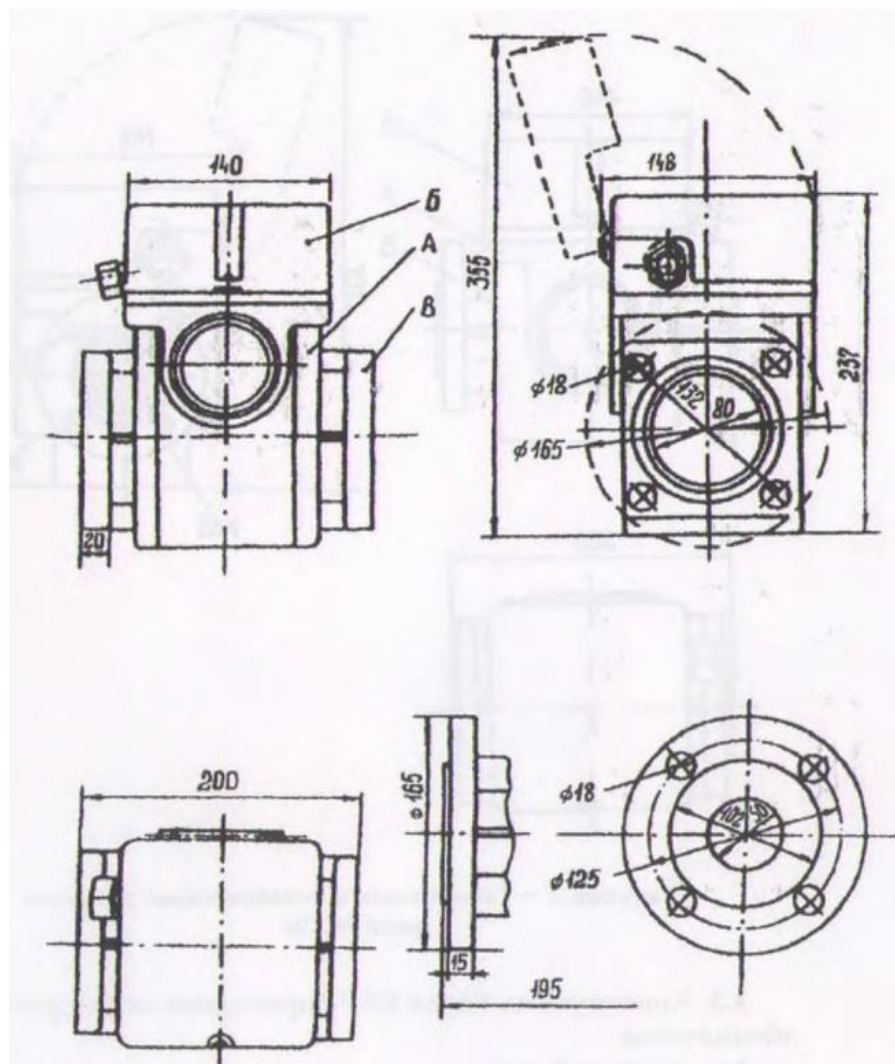


Рисунок 11.4 – Габаритные и установочные размеры реле РГТ80(50)

При скоплении в реле определенного количества газа уровень масла в нем снижается, поплавков сигнального элемента опускается под действием силы тяжести и сигнальный контакт замыкается; аналогично срабатывает сигнальный элемент реле при снижении уровня масла в реле по другим причинам.

При дальнейшем снижении уровня масла, когда корпус реле опорожняется более чем наполовину, поплавков отключающего элемента также опускается под действием силы тяжести и замыкается отключающий контакт.

При КЗ внутри бака трансформатора под действием электрической дуги происходит бурное разложение масла и поток масла или смеси масла с газом устремляется с большой скоростью из бака в расширитель. Под воздействием этого потока пластина, которая имеет регулируемую уставку срабатывания по скорости потока масла, отклоняется на определенный угол и отключающий контакт замыкается. В зависимости от вида и развития повреждения трансформатора возможна последовательная или одновременная работа сигнального и отключающего элементов реле.

11.4 Струйное реле РСТ25

Реле струйные типа РСТ предназначены для защиты контакторов маслonaполненных переключателей ответвлений трансформаторов и автотрансформаторов от повреждений, сопровождающихся возникновением потока масла из бака переключателя в расширитель. Контактная система реле РСТ25 срабатывает только от потока масла.

Реле РСТ25 (рисунок 11.5) состоит из корпуса и крышки, к которой крепится реагирующий блок реле. На верхней части крышки реле закреплена табличка с указанием типа и данных реле, а на корпусе реле и на крышке изображены стрелки, указывающие направление в сторону расширителя. Струйное реле РСТ25 имеет только один реагирующий элемент - отключающий - напорную пластину.

Стальная фигурная скоба, крепящаяся винтами к крышке реле, служит основой для крепления напорной пластины, которая расположена со стороны бака контактора и в нормальных условиях удерживается в начальном положении грузом. При скорости потока масла, превышающей заданную уставку, пластина поворачивается, груз при этом поднимается, и круглый магнит приближается к управляемому им геркону, который замыкается.

По окончании движения пластина оказывается зафиксированной в положении срабатывания с помощью защелки, поэтому контакт реле остается замкнутым до возврата вручную. Для возврата реле в нормальное положение в нем имеется устройство контроля-возврата, которое служит также и для контроля работоспособности реле.

Устройство контроля-возврата струйного реле конструктивно похоже на устройство контроля газового реле РСТ25, описанное выше, и состоит из подвижной рейки с возвратной пружиной и выступом. Устройство контроля-возврата управляется, как и у газового реле, кнопкой на крышке струйного реле. На табличке около кнопки изображены два ее положения с надписями «Возврат» и «Контроль».

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		114

Реле РСТ25 выпускается двух исполнений по набору уставок по скорости потока масла:

1-е исполнение - 0,9; 1,2 и 1,5 м/с;

2-е исполнение - 1,5; 2,0 и 2,5 м/с.

Выбор одной из трех уставок скорости масла в реле каждого исполнения выполняется отвинчиванием винта 5 и перемещением груза 6 в держателе до положения, при котором в окне 7 держателя груза появится цифра выбранной скорости срабатывания.

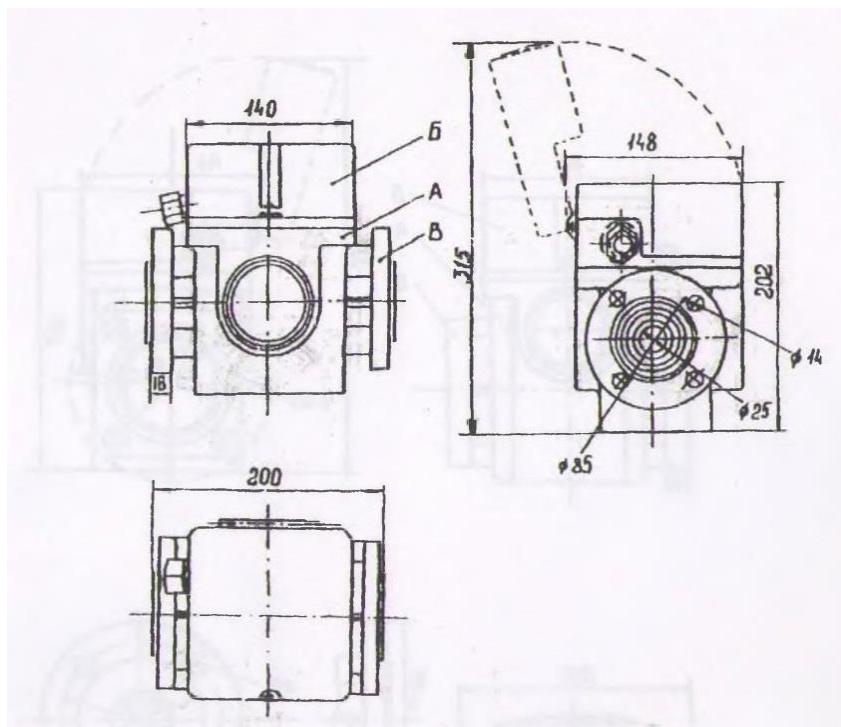


Рисунок 11.5 – Разрез струйного реле РСТ25

Струйные реле устанавливаются на трансформаторах с устройствами РПН. Конструкция реле РСТ25 в основном аналогична конструкции реле РГТ. Реагирующий элемент (пластина) расположен со стороны бака контактора и нормально удерживается в начальном положении (рисунок 11.6, а). При возникновении повреждения струя масла создает давление на пластину, что приводит к ее повороту и срабатыванию (замыканию) ртутных контактов 1 - 3 реле (рисунок 11.6, б). После срабатывания пластина фиксируется в конечном положении с помощью защелки, поэтому контакты 1 - 3 остаются замкнутыми до возврата реле в ручную.

Для возврата реле в начальное положение необходимо нажать на кнопку «Включено», находящуюся под верхней крышкой. В отличие от реле РГТ реле РСТ имеет отдельную кнопку для проверки работоспособности - «Выключено». При нажатии на кнопку «Выключено» тяги отключающая пластина переходит в конечное положение и контакты 1 - 3 замыкаются. Возврат реле выполняется нажатием на кнопку «Включено». У струйных реле кран для отбора проб газа

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		115

отсутствует и нет делений на смотровых стеклах, поскольку в процессе эксплуатации нет надобности выпускать газ из реле или контролировать его наличие.

Схема срабатывания газовой и струйной защиты показана на рисунке 11.7.

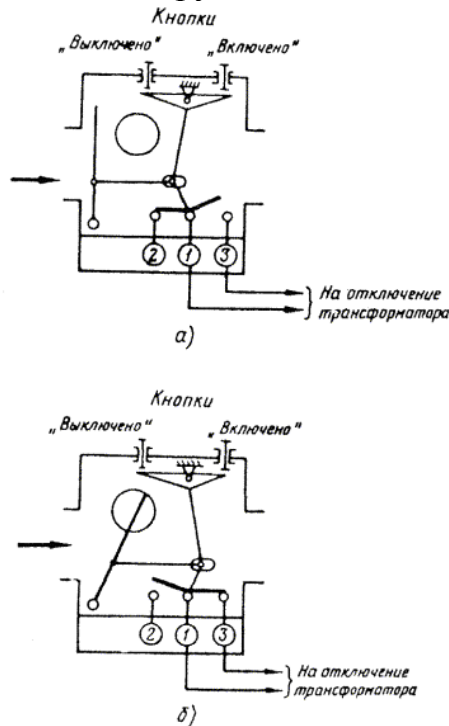


Рисунок 11.6 – Функциональная схема реле РСТ25:
а - в нормальном режиме; б - в режиме срабатывания

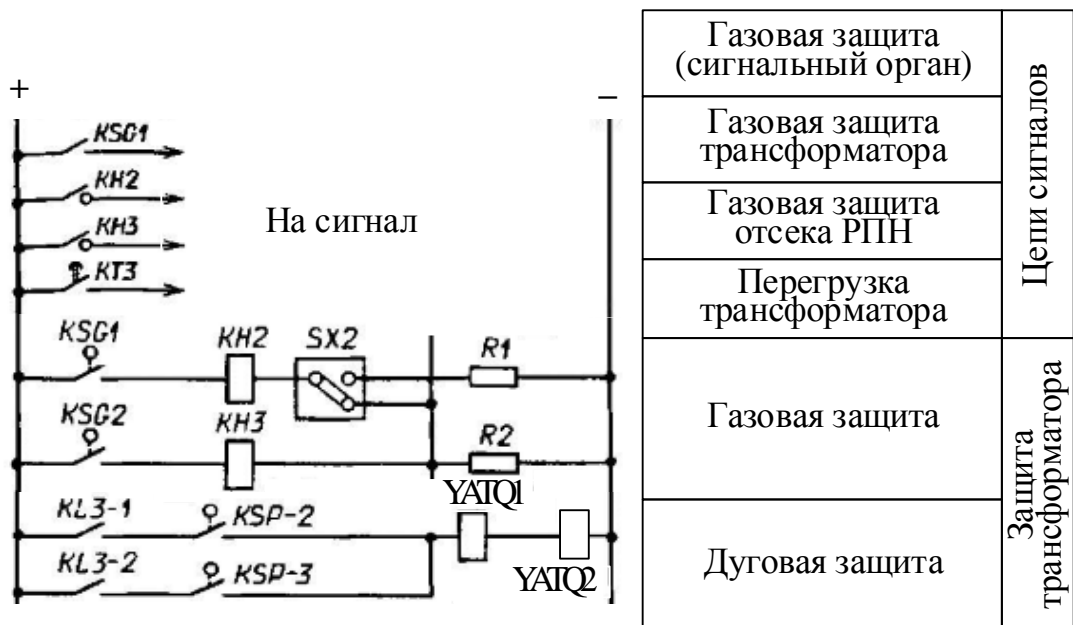


Рисунок 11.7 – Схема срабатывания газового и струйного реле

Выводы по разделу одиннадцать

Основываясь на данных курсового проекта по дисциплине «Управление режимами работы СЭС», мы разобрали работу газового и струйного реле, предусмотренных для определённого вида защит. Рассмотрели принцип работы каждого типа реле, привели схему срабатывания.

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		117

12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

12.1 Территория, компоновка и конструктивная часть подстанции

12.1.1 Обоснование местоположения подстанции

Подстанция понижающая 110/10кВ завода железобетонных изделий находится на территории Челябинской области.

Климат умеренно-континентальный. Расчетные климатические параметры на основании СП 131.13330.2012 «Строительная климатология» с учетом требований ПУЭ, 7-е издание, и в соответствии с региональными картами расчетных районов Южного Урала по гололеду и ветру из условий повторяемости 1 раз в 25 лет:

- температура воздуха, °С:
- среднегодовая – плюс 2;
- наибольшая – плюс 40;
- наименьшая – минус 48;
- расчетная наиболее холодной пятидневки – минус 35;
- толщина стенки эквивалентного гололеда 15 мм (III район);
- скорость ветра – 25 м/с, нормативное ветровое давление $W_0 = 400$ Па (I район);
- скорость ветра при гололеде – 16 м/с, нормативное ветровое давление $W_{Г} = 160$ Па;
- средняя высота снежного покрова – 50 см;
- глубина промерзания глинистых и суглинистых грунтов 173см, песчаных грунтов – 211см;
- среднегодовая продолжительность гроз – 50часов;
- сейсмичность района – ниже 6 баллов.

Инженерно-геологические условия для строительства и эксплуатации несложные.

Подземные воды относятся к типу грунтовых, являются неагрессивными ко всем видам бетона.

Грунтовые воды на проектируемом объекте обнаружены на глубине 3,5-3,8 м. Вода по отношению к бетону неагрессивна и среднеагрессивна к металлу.

Опасных геологических процессов в районе строительства не наблюдается.

Так как согласно розе ветров данного региона преобладают северо-восточные ветра, то предполагаем строительство подстанции на юго-западе заводской территории с целью ограничения влияния на работу подстанции приносимых ветром отходов заводского производства.

12.1.2 Габариты и разрывы на подстанции

Наименьшие расстояния в свету от токоведущих частей до различных элементов представлены в таблице 12.1 [9]. Представлены расстояния как для напряжения 10 кВ, так и для напряжения 110 кВ.

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		118

Таблица 12.1 – Наименьшие расстояния от токоведущих частей до различных элементов

Наименование расстояния	Обозначение	Изоляционное расстояние, мм, 110 кВ	
		По ПУЭ	на чертеже
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций или постоянных внутренних ограждений высотой не менее 2 м	А ф-з	900	2500
Между проводами разных фаз	А ф-ф	1000	2000
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до постоянных внутренних ограждений высотой 1,6 м, до габаритов транспортируемого оборудования	Б	1650	2000
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и неотключенной верхней	В	1650	2500
От неогражденных токоведущих частей до земли или до кровли зданий при наибольшем провисании проводов	Г	3600	3600
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях, а также между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи и неотключенной другой, от токоведущих частей до верхней кромки внешнего забора, между токоведущими частями и зданиями или сооружениями	Д	2900	10000
От контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту	Ж	1100	1200

12.1.3 Основные требования при установке трансформаторов и возможность осмотра газовых реле

Выбор параметров трансформаторов должен производиться в соответствии с режимами их работы. При этом должны быть учтены как длительные нагрузочные режимы, так и кратковременные и толчковые нагрузки, а также

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		119

возможные в эксплуатации длительные перегрузки. Это требование относится ко всем обмоткам многообмоточных трансформаторов. Трансформаторы должны быть установлены так, чтобы были обеспечены удобные и безопасные условия для наблюдения за уровнем масла в маслоуказателях без снятия напряжения.

Для наблюдения за уровнем масла в маслоуказателях предусмотрено освещение маслоуказателей в темное время суток.

К газовым реле трансформаторов обеспечен безопасный доступ для наблюдения и отбора проб газа без снятия напряжения. Для этого трансформаторы снабжены стационарной лестницей.

Для катков трансформатора, в фундаменте предусмотрены направляющие. Для закрепления трансформатора на направляющих предусмотрены упоры, устанавливаемые с обеих сторон трансформатора.

Уклон масляного трансформатора, необходимый для обеспечения поступления газа к газовому реле, обеспечен путем установки подкладок под катки.

Расстояние в свету между открыто установленными трансформаторами не менее 1,25 м.

Для демонтажа и монтажа узлов трансформатора и системы охлаждения обеспечен подъезд автокранов соответствующей грузоподъемности и длины стрелы.

12.1.4 Проезд на открытом распределительном устройстве

Транспортное обслуживание проектируемой подстанции обеспечиваем с помощью технологических проездов, шириной 6 м.

На территории подстанции имеется центральный технологический проезд для доставки трансформаторов и другого оборудования с асфальтобетонным покрытием, другие внутренние проезды подстанций с щебеночным покрытием.

Подъезд пожарных машин обеспечен со всех сторон.

12.1.5 Окраска токоведущих частей

Буквенно-цифровые и цветовые обозначения одноименных шин в каждой электроустановке должны быть одинаковыми.

Обозначим шины фазы А – желтым, фазы В – зеленым, фазы С – красным цветами.

12.1.6 Перечень защитных средств

Согласно Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках [28] выберем состав средств защиты подстанций 110/10 кВ, обслуживание которой ведется оперативно-выездной

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		120

бригадой, представленный в таблице 12.2. Ответственность за комплектование подстанции защитными средствами несет начальник службы подстанций.

Таблица 12.2 – Комплектование средствами защиты распределительных устройств напряжением выше 110, 10 и 0,4 кВ

Наименование средств защиты	Количество
Распределительные устройства напряжением выше 1000 В (110 и 10 кВ)	
Изолирующая штанга (универсальная)	2 шт. на 110 кВ и 2 шт. на 10 кВ
Указатель напряжения	2 шт. на 110 кВ и 2 шт. на 10 кВ
Диэлектрические перчатки	2 пары
Диэлектрические боты (для ОРУ)	1 пара
Переносные заземления	2 шт. на 110 кВ и 2 шт. на 10 кВ
Защитные ограждения (щиты)	2 шт.
Плакаты и знаки безопасности (переносные)	2 комплекта
Противогаз изолирующий	2 шт.
Защитные щитки или очки	2 шт.
Распределительные устройства напряжением до 1000 В (0,4 кВ)	
Изолирующая штанга (универсальная)	1 шт.
Указатель напряжения	2 шт.
Изолирующие клещи	1 шт.
Диэлектрические перчатки	2 пары
Диэлектрические галоши	2 пары
Диэлектрический ковер или изолирующая подставка	2 шт.
Защитные ограждения, изолирующие накладки, переносные плакаты и знаки безопасности	1 комплект
Защитные щитки или очки	1 шт.
Переносные заземления	1 шт.

Одновременно с применением индивидуальных средств защиты на ОРУ подстанции завода железобетонных изделий используются следующие коллективные способы и средства защиты от поражения электрическим током:

- заземление в электроустановках с напряжением 110 кВ;
- выравнивание потенциалов;
- молниезащита;
- установка ограждений;
- рабочая изоляция;
- соблюдение изоляционных расстояний;
- установка плакатов и электрических знаков.

12.1.7 Требования к устройству дверей

Выбираем две двери из помещений РУ, открывающиеся наружу с самозапирающимися замками, отпираемые без ключа с внутренней стороны помещения. Ширина дверей согласно плану 0,8 м, высота 2 м.

Двери между отсеками одного РУ или между смежными помещениями двух РУ должны иметь устройство, фиксирующее двери в закрытом положении и не препятствующее открыванию дверей в обоих направлениях.

Дверей между отсеками РУ разных напряжений планом не предусмотрено.

12.2 Электробезопасность

Электробезопасность на п/ст завода железобетонных изделий обеспечивается:

- конструкцией электроустановок;
- техническими способами и средствами защиты;
- организационными и техническими мероприятиями.

ЗРУ 10 кВ состоит из ячеек КСО-205, представляющих собой металлоконструкцию, собранную из листовых гнутых профилей, с заземлением всех частей, подлежащих заземлению.

Требования (правила и нормы) электробезопасности к конструкции и устройству электроустановок устанавливаются в стандартах Системы стандартов безопасности труда (ССБТ), а также в стандартах и технических условиях на электротехнические изделия.

Согласно ПУЭ требуется контур заземления сопротивлением $R_3 \leq 0,5 \text{ Ом}$.

Заземлитель предполагается выполнить из вертикальных стержневых электродов длиной 5м и диаметром $d=0,012 \text{ м}$ (диаметр выбран согласно табл.1.7.4. ПУЭ), верхние концы которых соединены между собой стальной полосой сечением $4 \times 40 \text{ мм}$, уложенной в землю на глубине $h = 0,8 \text{ м}$.

Удельное сопротивление грунта на территории ОРУ ГПП согласно данных замеров составляет $100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ (грунт однородный); климатическая зона вторая.

В качестве естественного заземлителя предполагается использовать металлические и железобетонные конструкции здания ЗРУ.

Сопротивление естественного заземлителя R_e :

$$R_e = \frac{0,5 \cdot \rho}{\sqrt{S}},$$

где S – площадь соприкосновения конструкций здания с землей, берётся согласно плану, м^2 .

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		122

$$R_e = \frac{0,5 \cdot 100}{\sqrt{150}} = 4,1 \text{ Ом.}$$

Сопротивление искусственного заземлителя рассчитывается с учетом использования естественного заземления:

$$R_{и} = \frac{R_e \cdot R_3}{R_e - R_3},$$

где R_3 – требуемое сопротивление контура заземления равное 0,5 Ом [2].

$$R_{и} = \frac{4,1 \cdot 0,5}{4,1 - 0,5} = 0,57 \text{ Ом.}$$

Тип заземляющего устройства выбираем контурный. Вертикальные электроды размещаем на расстоянии $a = 5$ м друг от друга.

Сопротивление одного вертикального электрода r_B :

$$r_B = \frac{0,16 \cdot \rho \cdot K_{сез}}{l_B} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot l_B}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot h + l_B}{4 \cdot h - l_B} \right),$$

где l_B – длина вертикального электрода;

d – диаметр электрода 0,012 м;

$K_{сез} = 3,0$ – коэффициент, учитывающий сезонное изменение сопротивления земли второй климатической зоны [29];

h – расстояние от поверхности до середины вертикального электрода

$$h = 0,8 + 5/2 = 3,3 \text{ м.}$$

$$r_B = \frac{0,16 \cdot 100 \cdot 1,3}{5} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 5}{0,012} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 3,3 + 5}{4 \cdot 3,3 - 5} \right) = 22,22 \text{ Ом.}$$

Необходимое число вертикальных электродов n_B :

$$n_B = \frac{r_B}{R_{и} \cdot \eta_B},$$

где $\eta_B = 0,62$ – коэффициент использования вертикальных заземлителей зависит от отношения расстояния между вертикальными электродами к их длине a/l и числа вертикальных электродов, предварительно принимаем 28[29].

$$n_B = \frac{22,22}{0,57 \cdot 0,62} = 65 \text{ шт.}$$

Общее сопротивление вертикального заземлителя R_B :

$$R_B = \frac{r_B}{n_B \cdot \eta_B};$$

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		123

$$R_B = \frac{22,22}{65 \cdot 0,62} = 0,55 \text{ Ом}$$

Сопротивление горизонтального электрода (полосы) r_Γ :

$$r_\Gamma = \frac{0,16 \cdot \rho \cdot k_{\text{сез}}}{l_\Gamma} \cdot \ln \frac{l_\Gamma^2}{0,5 \cdot b_n \cdot h},$$

где $b_n = 0,04$ м – ширина стальной полосы;
 l_Γ – длина горизонтального электрода.

$$r_\Gamma = \frac{0,16 \cdot 100 \cdot 1,3}{700} \cdot \ln \frac{700^2}{0,5 \cdot 0,04 \cdot 0,8} = 0,51 \text{ Ом.}$$

Сопротивление горизонтального электрода в контуре с вертикальными электродами R_Γ :

$$R_\Gamma = \frac{r_\Gamma}{\eta_\Gamma},$$

где $\eta_\Gamma = 0,2$ – коэффициент использования соединительной полосы для а/1 и числа вертикальных электродов $n_B = 65$ [29].

$$R_\Gamma = \frac{0,51}{0,2} = 2,55 \text{ Ом.}$$

Сопротивление растеканию принятого группового заземлителя $R_{\text{гр}}$:

$$R_{\text{гр}} = \frac{R_B \cdot R_\Gamma}{R_B + R_\Gamma}.$$

$$R_{\text{гр}} = \frac{0,55 \cdot 2,55}{0,55 + 2,55} = 0,45 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление естественного и искусственного заземлителя R_Σ :

$$R_\Sigma = \frac{R_e \cdot R_{\text{гр}}}{R_e + R_{\text{гр}}},$$

$$R_\Sigma = \frac{4,1 \cdot 0,45}{4,1 + 0,45} = 0,41 \text{ Ом.}$$

12.3 Расчет освещения открытого распределительного устройства

На ГПП предусмотрено рабочее и аварийное освещение. Освещение ОРУ

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		124

осуществляется прожекторами типа ПЗС-35А с металлогалогенной разрядной лампой ДРИ-400Н, питающимся от сети переменного тока напряжением 220 В [30]. Ремонтное освещение планируется осуществлять от переносных светильников с лампами накаливания на напряжение 12 В.

Внутреннее освещение выполнено светильниками типа ЛСПО2(с люминесцентными лампами, подвесные, для промышленных и производственных зданий).

Выбор мощности и количества прожекторов освещения ОРУ производится в соответствии с нормами, установленными в ПУЭ.

Искусственное освещение ОРУ осуществляется прожекторами. Прожектора размещаются на возвышениях: крыше здания ОПУ, мачтах молниеотводов, площадках обслуживания, на порталах ОРУ. На территории ОРУ подстанции осветительная сеть выполнена кабелем.

Таблица 12.3– Параметры металлогалогеновой разрядной лампы ДРИ-400Н15

Тип лампы	Напряжение сети, В	Мощность, Вт	Световой поток, лм	Средняя продолжительность горения, ч	Тип цоколя
ДРИ-70	220	70	5600	6000 ч	E-27

Таблица 12.4– Параметры прожектора ПЗС-35А

Тип прожектора	Максимальная сила света, кд, не менее	Углы рассеивания до 0,1 максимальной силы света, град, не менее		КПД %, не менее	Габаритные размеры, мм, не более		
		в горизонтальной плоскости	в вертикальной плоскости		Н	В	Л
ГО04-70-005	3640	120	105	50	465	110	270

Для ликвидации аварийных ситуаций в отсутствие рабочего освещения персонал подстанции обеспечен светильниками с автономным питанием.

В виду громоздкости оборудования, устанавливаемого на ОРУ (автотрансформаторов, коммутационного оборудования), высоких порталов и опор образуются резкие тени. Для их сокращения и обеспечения нормальной освещенности на рабочих местах освещение осуществляется с двух противоположных сторон ОРУ.

Группы прожекторов располагаются с учетом размещения основного оборудования и отходящих линий электропередачи высокого напряжения.

Рассчитаем освещенность ОРУ подстанции завода железобетонных изделий, площадь которой составляет 1200 м².

Суммарный световой поток определим по формуле:

$$\Sigma\Phi = E_n \cdot S \cdot k_3 \cdot k_n,$$

где E_n – норма освещенности, лк;

S – площадь ОРУ, длина и ширина которого согласно плана ГПП составляет 40 м и 30 м соответственно, м²;

k_3 – коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения отражателя, защитного стекла, лампы ($k_3 = 1,6$);

k_n – коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещенности площади ($k_n = 1,5$).

Норма освещенности в случае, если требуется только общее наблюдение за оборудованием, $E_n = 10$ лк [30].

$$\Sigma\Phi = 10 \cdot 1200 \cdot 1,6 \cdot 1,5 = 28800 \text{ л.}$$

Определим требуемое число прожекторов:

$$N = \frac{\Sigma\Phi}{\Phi_{л} \cdot \eta},$$

где $\Phi_{л}$ – световой поток лампы прожектора;

η – КПД прожектора.

$$N = \frac{28800}{5600 \cdot 0,5} = 10,3.$$

Высота установки прожектора определяется по формуле:

$$H = \sqrt{\frac{I_{\max}}{700}},$$

где I_{\max} – максимальная (осевая) сила света прожектора.

$$H = \sqrt{\frac{3640}{700}} = 2,28 \text{ м.}$$

Исходя из расчета примем к установке 11 прожекторов типа ГО04-70-005с металлогалогенными лампами ДРИ-70, установленными на высоте 3 м.

12.4 Пожарная безопасность

По НПБ 105-03 определим категории пожарной безопасности помещений ГПП.

Таблица 12.5 – Категории пожарной опасности

Помещение	Категория
-----------	-----------

ЗРУ	В
ОРУ	В

12.4.2 Пожарная безопасность трансформатора

На ГПП предусмотрены ящики с песком, совки для разбрасывания песка, углекислотные огнетушители ОУ-5, укомплектованные пожарные щиты. На подстанции предусмотрены подъездные пути к пожароопасному оборудованию. ЗРУ представляет собой помещение с несгораемыми стенами и перекрытиями. Помещение ЗРУ не имеет проёмов для окон. Двери расположены по торцам здания и выполнены из несгораемого материала.

В целях своевременного извещения о пожаре в ЗРУ имеется пожарная сигнализация, непосредственно связанная с пожарной охраной. Сигнализация выполнена на основе датчиков типа АТИМ-3 и ДТЛ (70° С).

Для трансформатора установлена стационарная автоматическая установка пожаротушения. Автоматическая установка водяного пожаротушения трансформатора включает установку водяного пожаротушения и систему ее автоматического управления.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслонаполненных силовых трансформаторов под трансформаторами смонтированы маслоприемники, (рисунок 13.3), т.к. количество масла одного трансформатора превышает 1000 кг (для ТДН-10000/110/10 объем масла составляет 13,5 тонн).

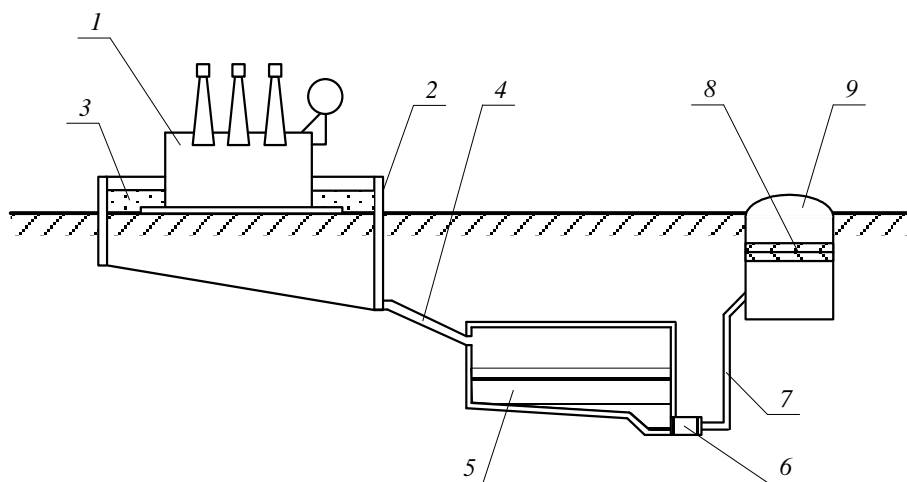


Рисунок 12.2 – Технологическая схема отвода и чистки замасленных стоков трансформатора

Обозначения на рисунке: 1 – трансформатор; 2 – маслоприемник;
3 – дренажно-гравийная засыпка; 4 – маслоотвод; 5 – маслосорбник;
6 – насос; 7 – трубопровод; 8 – фильтр; 9 – колодец.

Из маслоприемников масло сбрасывается по сети маслоотводов в закрытый маслосорбник вместимостью 13,5 т масла.

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		127

Маслосборники рассчитаны на прием 100% масла, залитого в трансформатор. А также на задержание 20% расчетного расхода воды. Маслоотводы рассчитаны на отвод 50% масла и полное количество воды не более чем за 0,25 часа.

В период эксплуатации подстанции, при достижении уровня замасленной воды в маслосборнике выше 0,5 м от днища должна производиться откачка и вывоз в установленные места.

Так как единичная мощность трансформаторов менее 63 МВА, то пожарные водопроводы не предусматриваются.

В соответствии с ПУЭ расстояние в свету между открыто установленными трансформаторами, для ТДН – 10000/110/10, должно быть не менее 1,25м.

Отверстие выхлопной трубы масляного трансформатора не должно быть направлено на близко установленное оборудование, для выполнения этого требования допускается установка заградительного щита против отверстия трубы.

12.4.3 Расчет молниезащиты подстанции

Для Челябинской области, где планируется расположение подстанции, характерное количество грозовых часов в году 40, поэтому по требованиям ПУЭ необходимо организовать молниезащиту. Установим четыре молниеотвода (рисунок 12.3).

Необходимым условием защиты внутреннего пространства подстанции является:

$$D \leq 8 \cdot p \cdot (h - h_x),$$

где h – высота стержневого молниеотвода, м;

h_x – высота точки на границе защищаемой зоны, м;

p – коэффициент для разных высот молниеотвода, $p = 1$ при $h \leq 30$ м; $p = \frac{\sqrt{30}}{h}$

при $h > 30$ м.

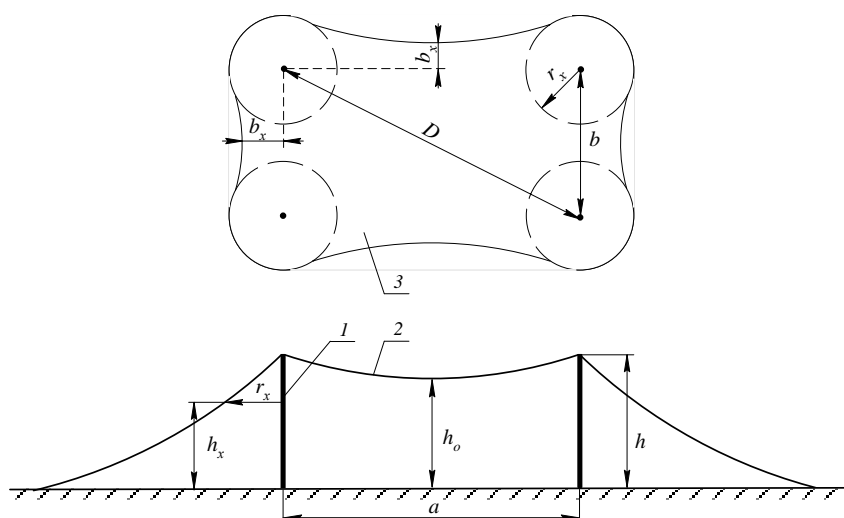


Рисунок 12.4 – Молниезащита подстанции

$$D = \sqrt{a^2 + b^2},$$

$$D = \sqrt{38^2 + 28^2} = 47 \text{ м},$$

где $a = 38 \text{ м}$, $b = 28 \text{ м}$ – расстояния между стержневыми молниеотводами.

Высота защищаемого объекта $h_x = 11 \text{ м}$. Примем, что высота молниеотвода $h < 30 \text{ м}$ ($p = 1$), тогда

$$h = \frac{D + 8 \cdot h_x}{8},$$

$$h = \frac{47 + 8 \cdot 11}{8} = 16,875 \text{ м}.$$

Примем высоту молниеотвода 18 м .

Проверим молниеотвод на соответствие необходимым условиям

$$D \leq 8 \cdot p \cdot (h - h_x),$$

$$47 \leq 8 \cdot 1 \cdot (18 - 11),$$

$$47 \leq 56.$$

Формулы для расчетов применены в соответствии с инструкцией молниезащиты зданий и сооружений [31].

Из расчетов видно, что стержневые молниеотводы охватывают зону ОРУ. Молниезащита зданий, не попавших в зону защиты молниеотводов РУ, выполнена с помощью защитной сетки на их кровельном покрытии, эта сетка присоединяется к защитному заземляющему контуру вокруг зданий.

Выводы по разделу двенадцать

Рассчитали заземление. Определили необходимое количество молниеприемников, их размещение и высоту. Рассчитали освещение. Определили необходимое количество прожекторов и типы ламп.

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		129

13 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

Для расчета затрат на разработку технического проекта электроснабжения группы цехов завода железобетонных изделий составим таблицу, куда заносим виды работ (в порядке их последовательности), продолжительность их выполнения, а также состав выполняющих её людей.

Ожидаемая продолжительность работы рассчитывается по принятой двух оценочной методике, то есть исходя из минимальной и максимальной оценок продолжительности, задаваемых ответственным исполнителем каждой работы. При этом предполагается, что минимальная оценка соответствует наиболее благоприятным условиям работы, а максимальная – наиболее неблагоприятным.

Ожидаемая продолжительность работ находится по формуле

$$t_{\text{ожид.}} = 0,6t_{\text{мин}} + 0,4t_{\text{макс}},$$

Рассчитаем экономические показатели проекта, в которых минимальная продолжительность работы – 1 день, максимальное – 2 дня.

$$t_{\text{ожид}} = 0,6 \cdot 1 + 0,4 \cdot 2 = 1 \text{ день.}$$

Количество работников:

Руководитель – 1 человека,

Инженер – 1 человек,

Лаборант – 1 человек.

Должностные оклады работникам:

Руководитель – 50000 руб.,

Инженер – 40000 руб.,

Лаборант – 25000 руб.

Определим коэффициенты пересчета реальной численности работников различной категории к приведенной численности инженеров.

Расчет выполняется по заработной плате:

$$K_{\text{рук.}} = 50000/40000 = 1,25;$$

$$K_{\text{инж.}} = 40000/40000 = 1;$$

$$K_{\text{лаб.}} = 25000/40000 = 0,63.$$

Рассчитаем приведенную численность работников

$$Ч_3 = N_{\text{рук.}} \cdot K_{\text{рук.}} + N_{\text{инж.}} \cdot K_{\text{инж.}} + N_{\text{лаб.}} \cdot K_{\text{лаб.}},$$

$$Ч_3 = 1 \cdot 1,25 + 1 \cdot 1 + 1 \cdot 0,63 = 2,88.$$

Расчет приведенной трудоемкости работ

$$T_3 = Ч_3 \cdot t_{\text{ожид.}} \text{ инж. дней,}$$

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		130

где $Z_{\text{осн}} = 40000$ руб основная заработная плата;

$$Z_{\text{доп}} = 0,1 \cdot 40000 = 4000 \text{ руб.}$$

Среднедневная заработная плата равна сумме основной и дополнительной, деленных на количество рабочих дней в месяце

$$СД_{\text{з/п}} = (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) / РД, \text{ руб./день};$$

$$СД_{\text{з/п}} = (40000 + 4000) / 24 = 1833 \text{ руб./день.}$$

Исходя из значений основной и дополнительной заработной платы инженера, рассчитаем прочие затраты.

Среднедневные прочие затраты найдем по формуле

$$СД_{\text{пз}} = \Sigma Z_{\text{проч}} / РД, \text{ руб./день};$$

$$СД_{\text{пз}} = 45900 / 24 = 1912 \text{ руб./день.}$$

Рассчитаем среднедневную стоимость одного инженер-день

$$СД_{\text{инж. дня}} = СД_{\text{з/п}} + СД_{\text{пз}}, \text{ руб./день};$$

$$СД_{\text{инж. дня}} = 1833 + 1912 = 3745 \text{ руб./день.}$$

Стоимость работы равна произведению приведенной трудоёмкости на среднедневную стоимость инженер дня

$$СР = Т \cdot СД_{\text{инж. дня}}, \text{ руб};$$

$$СР = 2,88 \cdot 3745 = 10785,6 \text{ руб.}$$

Результаты расчета сведены в таблицу 13.2.

Таблица 13.2 – Прочие затраты

Номер	Наименование	Соотношение затрат	Величина затрат, руб.
1	Единый социальный налог	$0,3 \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}})$	9900
2	Стоимость материалов и покупных изделий, необходимых для проектирования	$(0,15 \dots 0,55) \cdot Z_{\text{осн}}$	4500
3	Накладные расходы	$(0,45 \dots 0,85) \cdot Z_{\text{осн}}$	13500
4	Командировочные расходы	$(0,15 \dots 0,25) \cdot Z_{\text{осн}}$	-
5	Контрагентные услуги сторонних организаций	$(0,2 \dots 0,5) \cdot Z_{\text{осн}}$	6000
6	Стоимость оборудования и приборов необходимых для проектирования	$(0,4 \dots 0,6) \cdot Z_{\text{осн}}$	12000
ИТОГО			45900

Таблица 13.3 – Затраты на проектирование дипломного проекта

Номер работы	Ожидаемая продолжительность, дней	Исполнители, чел.			Приведенная численность	Приведенная трудоемкость	Стоимость работы
		Руководитель	Инженер	Лаборант			
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	1	1	-	2,3	2,3	7560
2	2	-	1	-	1,0	2,0	6574
3	1	1	1	1	2,9	2,9	10785
1	2	3	4	5	6	7	8
4	3	1	1	1	2,9	8,7	28597
5	1	1	1	-	2,3	2,3	7560
6	1	1	1	-	2,3	2,3	7560
7	1	1	1	-	2,3	2,3	7560
8	1	1	1	-	2,3	2,3	7560
9	3	1	1	-	2,3	6,9	22680
10	2	1	1	-	2,3	4,6	15120
11	4	1	1	-	2,3	9,2	30240
12	3	1	1	1	2,9	8,7	28597
13	2	1	1	-	2,3	4,6	15120
14	3	1	1	-	2,3	6,9	22680
15	4	1	1	1	2,9	11,6	38130
16	4	1	1	-	2,3	9,2	30240
17	4	1	1	1	2,9	11,6	38130
18	6	1	1	1	2,9	17,4	57194
19	1	-	1	-	1,0	1,0	3287
20	2	1	1	1	2,9	5,8	19065
21	1	1	1	1	2,9	2,9	9532
ИТОГО							388071

Затраты на проектирование составляют – 388071 рублей.

Расчет таблицы затрат, по которой будут оцениваться затраты, начнет производиться из таблицы, в которой перечислены материалы и компоненты, необходимые для проведения строительных и монтажных работ для реализации проекта, а также их количество и стоимость. Стоимость представленных материальных элементов дана с учетом транспортных затрат и представлена в таблице 13.4.

Таблица 13.4 – Сводная таблица материалов и комплектующих

Наименование	Единицы измерения	Кол-во	Цена за ед., тыс. руб.	Сумма, тыс. руб.
1	2	3	4	5
РДЗ-1-110/1000 УХЛ1	шт.	2	180,2	1368,00
РДЗ-2-110/1000 УХЛ1	шт.	4	212,0	534,00
ЗНОГ-110У1	шт.	6	260,0	1560,00

Окончание таблицы 13.4

1	2	3	4	5
ВГБУ-110	шт.	4	1646,0	6400,00
ТМ-16/10	шт.	2	73,0	146,00
ОПН-П-110/77 УХЛ1	шт.	2	37,1	54,00
ОПН-П-110/56 УХЛ1	шт.	2	26,5	44,00
ТДН-16000/110/10	шт.	2	18404,0	12000,00
СД Р _н =500 кВт	шт.	7	300,0	1750,00
СД Р _н =400 кВт	шт.	3	250,0	2250,00
СД Р _н =2500 кВт	шт.	4	1500,0	6000,00
ЗОН-110М	шт.	2	54,0	108,00
КУ-10М	шт.	13	300,0	19,00
ТЛК-10-800-0,5/10Р УЗ	шт.	1	97,0	5044,00
ТЛК-10-75-0,5/10Р УЗ	шт.	1	9,0	18,00
ТЛК-10-50-0,5/10Р УЗ	шт.	1	9,0	90,00
ТЛК-10-40-0,5/10Р УЗ	шт.	4	8,0	48,00
ТЛК-10-30-0,5/10Р УЗ	шт.	2	8,0	56,00
ОПН-10	шт.	24	8,0	192,00
НАМИ-10-95УЗ	шт.	2	1,0	2,00
КРМ-10,5-5400-450	шт.	6	11,0	66,00
КРМ-0,4-550-50УЗ	шт.	2	5500,0	11000,00
КРМ-0,4-400-50УЗ	шт.	2	247,0	494,00
КРМ-0,4-350-50УЗ	шт.	1	210,0	210,00
КРМ-0,4-300-50УЗ	шт.	2	168,0	336,00
КРМ-0,4-150-50УЗ	шт.	2	140,0	280,00
КРМ-0,4-75-12,5УЗ	шт.	6	85,0	510,00
КРМ-0,4-60-10УЗ	шт.	2	58,0	116,00
Э25С-1600УХЛЗ	шт.	2	62,0	124,00
Э25С-1000УХЛЗ	шт.	4	252,0	1008,00
Э06С-400УХЛЗ	шт.	5	154,0	770,00
Э06С-630УХЛЗ	шт.	6	252,0	1512,00
Э40С-6300УХЛЗ	шт.	4	175,0	700,00
Э40С-4000УХЛЗ	шт.	1	475,0	475,00
ТМЗ-2000/10	шт.	2	475,0	475,00
ТМЗ-630/10	шт.	3	1343,0	2686,00
ТМЗ-400/10	шт.	2	294,0	2058,00
ТМЗ-250/10	шт.	2	205,0	820,00
ТМЗ-500/10	шт.	2	823,0	820,00
ТМЗ-1000/10	шт.	2	987,0	820,00
ААШВУ-10 (3x240)	шт.	1	295,0	1770,00
ААШВУ-10 (3x150)	м	3055	0,6	1915,49
ААШВУ-10 (3x185)	м	273	0,5	1251,27
ТЗК-1600-81	м	336	1,7	159,60
Итого				85432,66

13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ

Лист

134

Изм. Лист Не докум. Подпись Дата

Затраты на приобретение материальных элементов (деталей, узлов, комплектующих), которые будут необходимы для создания объекта $Z_M = 90636,31$ тыс.руб.

Найдем затраты на заработную плату работников, которые будут внедрять проект. Данные затраты можно принять как 40% от материальных затрат

$$Z_{зп} = 0,4 Z_M = 0,4 \cdot 85432,66 = 34173,24 \text{ тыс.руб.}$$

Затраты на внедрение проекта

$$Z_{вн} = Z_M + Z_{зп} = 90636,31 + 34173,24 = 119605,72 \text{ тыс.руб.}$$

В экономической части дипломного проекта следует показать, что разрабатываемый технический проект является экономически целесообразным, т.е. даст положительный экономический эффект в приемлемые сроки. Для этого необходимо рассчитать величину экономического эффекта и срок окупаемости проекта.

Экономический эффект – это разница между ожидаемыми доходами от внедрения проекта и ожидаемыми расходами на реализацию проекта.

Доход – это сумма денег, полученная после реализации произведенных товаров или услуг. Рассчитывается по формуле

$$D = P \cdot Q,$$

где P – рыночная цена 1 кВт · ч электроэнергии;

Q – количество потребленных кВт · ч электроэнергии предприятием за год.

$$D = 0,2 \cdot 1,3488 \cdot 23162,63 = 31242 \text{ тыс. руб.}$$

Так же необходимо посчитать все затраты, связанные с проектом. Затраты на разработку, внедрение и реализацию проекта вычисляем по формуле

$$Z_{\text{сум}} = Z_{\text{пр}} + Z_{\text{вн}},$$

где $Z_{\text{сум}}$ – суммарные затраты, связанные с проектом, рублей;

$Z_{\text{пр}}$ – затраты на проектирование, рублей;

$Z_{\text{вн}}$ – затраты на внедрение проекта, рублей;

Затраты на производство готовой продукции (ЗПП) не рассчитываются, поскольку данный проект связан только с передачей электроэнергии.

Затраты на внедрение проекта определим по формуле

$$Z_{\text{вн}} = Z_M + Z_{\text{зп}},$$

где Z_M – затраты на приобретение необходимого для внедрения проекта оборудования с учетом его доставки, рублей;

$Z_{\text{зп}}$ – затраты на заработную плату работников, которые будут внедрять проект, рублей.

$$Z_{\text{сум}} = 388 + 856432,66 + 31242 = 117266,66 \text{ тыс.руб.}$$

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		135

После расчета ожидаемых доходов и ожидаемых расходов можно приступить к расчету экономического эффекта от внедрения предлагаемого проекта и срока окупаемости проекта.

Если в результате расчета будет получена отрицательная величина, это означает, что в первом году проект не окупился и анализ экономических показателей необходимо продолжить.

Экономический эффект первого года проекта:

$$\text{Э1} = \text{Д1} - \text{З}_{\text{сум}} = 31242 - 117266,66 = -86024,34 \text{ тыс. руб.}$$

Полученное отрицательное значение говорит о том, что за первый год проект не окупится.

Рассмотрим второй год:

$$\text{Э2} = 31242 - 86024,34 = -57482,66 \text{ тыс. руб.}$$

Рассмотрим третий год:

$$\text{Э3} = 31242 - 57482,66 = -23540,66 \text{ тыс. руб.}$$

Рассмотрим четвертый год:

$$\text{Э4} = 31242 - 23540,66 = 7701,34 \text{ тыс. руб.}$$

Положительное значение полученного результата говорит о том, что проект окупится на четвертом году, но на окупаемость пойдет не весь год, а только его часть. Следовательно, срок окупаемости составит

$$T_{\text{ок}} = 1 + d / D2, \text{ лет,}$$

$$T_{\text{ок}} = 3 + 7701,34 / 31242 = 3,25 \text{ года.}$$

Экономический эффект от внедрения проекта составит 7701,34 тыс.руб. за четыре года.

Выводы по разделу тринадцать

По результатам расчетов в данном разделе можно утверждать, что разработанный проект является экономически целесообразным и может быть рекомендован к внедрению. Был установлен должностной оклад сотрудникам, численность сотрудников, рассчитана заработная плата. Итогом стал вполне реальный срок окупаемости и получение прибыли на пятом году.

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		136

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были проведены расчеты электрических однофазных и трехфазных нагрузок по электроремонтному цеху, низковольтной силовой нагрузки по предприятию в целом, расчет осветительной и силовой высоковольтной нагрузки, а также расчет картограммы электрических нагрузок предприятия. По результатам расчетов были выбраны трансформаторы цеховых ТП, а также произведен выбор трансформаторов ГПП.

На основе технико-экономического сравнения вариантов схемы внешнего электроснабжения была выбрана схема с напряжением 110 кВ, а также произведен выбор её электрооборудования.

Было выбрано рациональное напряжение схемы внутреннего электроснабжения, произведена её конструктивная проработка и были рассчитаны кабельные линии.

Для выбора электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения был произведен расчет токов КЗ с учетом подпитки места КЗ высоковольтными электродвигателями. На основании расчета токов КЗ было выбрано электрооборудование схемы внутреннего электроснабжения и уточнены сечения кабельных линий по условию термической стойкости к току КЗ.

Были выбраны оптимальные с точки зрения их экономичности источники реактивной мощности, а также места их установки.

Разработаны вопросы газовой и струйной защиты масляного трансформатора. Рассмотрены разделы экономики и управления предприятием. Для ГПП 110/10 были описаны необходимые меры безопасности, а также рассчитаны освещение территории, параметры заземлителя и высота молниеотводов.

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		137

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Каталог поставщика силовых трансформаторов ООО «КрасТехЭнерго». – <http://www.krastehenergo.ru/katalog-produkczii/transformatory-silovye.html>.
- 2 Каталог поставщика силовых трансформаторов Zhejiang Laurence Power Equipment Co., Ltd. – <http://laurencelectirc.en.made-in-china.com/product-group/heknWCVAXUkc/TRANSFORMER-catalog-1.html>
- 3 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. http://www.tehlit.ru/1lib_norma_doc/9/9624/
- 4 Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети. 2-е изд., перераб. и доп./ Под общ. ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербиновского. – М.: Энергия, 1980. – 576 с.
- 5 Справочник по проектированию электроснабжения/ Под. ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М. Энергоатомиздат, 1990. – 576 с. – (Электроустановки промышленных предприятий/ Под общ. ред. Ю.Н. Тищенко и др.)
- 6 Ершов А.М. Электроснабжение промышленных предприятий. расчет электрических нагрузок: Учебное пособие. – Челябинск: ЧПИ, 1985. – 63 с.
- 7 НТП ЭПП-94. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. Нормы технологического проектирования. 1-я редакция.
- 8 ГОСТ 16555-75. ТРАНСФОРМАТОРЫ СИЛОВЫЕ ТРЕХФАЗНЫЕ ГЕРМЕТИЧНЫЕ МАСЛЯНЫЕ. Технические условия.
- 9 Правила устройства электроустановок. 6-е и 7-е издание. Стереотипное.- СПб.: Издательство ДЕАН, 2008. – 704 с
- 10 Комплектные трансформаторные подстанции блочные модернизированные 35-220 кВ. Комплектные трансформаторные подстанции универсальные 35/0,4 кВ/ Каталог КТП-СЭЩ- Б 35-220 кВ, КТП-СЭЩ- У 35/0,4 кВ. – Выпуск 18. Группа компаний «Электроцит».
- 11 Выключатели элегазовые серии ВГТ на 35, 110 и 220 кВ/ Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш. – http://www.uetm.ru/files/katalog_VGT-35,110,22_6.pdf
- 12 ТИ – 154 – 2009. Разъединитель переменного тока на напряжение 110 кВ серии РН СЭЩ. Техническая информация. Версия 1.0. – http://www.electroshield.ru/upload/iblock/03f/ti185_pd_elsh.ru.pdf
- 13 СТО 56947007-29.240.124-2012. Сборник «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ». 324 тм – т1 для электросетевых объектов ОПО «ФСК ЕЭС», 2012. – <http://www.twirpx.com/file/1290670.html>.
- 14 Письмо Минстроя России № 17269-ХМ/09 от 03.06.2016 г. «О рекомендуемых к применению в II квартале 2016 года индексах изменения сметной стоимости» – <http://www.consultant.ru/law/hotdocs/46620.html>.
- 15 ГОСТ 11920-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения напряжением до 35 кВ включительно. Технические условия. М. 1985. – <http://www.ruscable.ru/doc/docgost/files/21016559135.pdf>

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		138

16 ТИ – 092 – 2009. Разъединители переменного тока на напряжение 35 кВ серии РГП СЭЩ. техническая информация. Версия 1.6. – http://www.electroshield.ru/upload/iblock/ti092_rgp35_elsh.ru.pdf

17 ОПТ.135.016 ТИ. Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-110. Техническая информация (справочная), Самара, 2009. – http://www.electroshield.ru/upload/iblock/ti_tol35_elsh.ru.pdf

18 Электрические кабели, провода, шнуры: Справочник/ Н.И. Белоруссов., А.Е. Саакян., А.И. Яковлева.; Под ред. Н.И. Белоруссова. – 5 изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 536 с.

19 Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. Т.1. Электроснабжение/ Под общ. ред. А.А. Федорова. – М. Энергоатомиздат. 1986. – 568 с.

20 Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 1: Токи короткого замыкания: учебное пособие/ А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011. – 157 с.

21 Токопроводы комплектные закрытые напряжением 6 и 10 кВ серии ТЗК, ТЗКР, ТЗМПЭ. Каталог. – <http://www.vniir.ru/p/tokoprovody/tzk/>

22 Каталог КРУ КСО-205. ООО «Озерский завод электроустановок. – <http://www.ozeu.ru/catalog/10kv/kso-205.shtml>

23 Каталог цифровых приборов. ОАО «Электроприбор». 2011

24 ДЯИМ.411152.003 ПС. Инструкция по монтажу и паспорт. Эльстер Метроника. – http://www.elektroschetchiki.com.ua/data/katalog/images/7/ELSTER-EuroAlpa/ELSTER-EuroAlpa_pasport.pdf

25 Автоматические выключатели и выключатели нагрузки низкого напряжения на большие токи Masterpact NT и NW. Каталог, 2006. – http://www.schneider-electric.ru/documents/product-services/ru/product-launch/micrologic-e/masterpact_brochure_2011.pdf

26 Каталог высоковольтных конденсаторных установок 6,3-10,5 кВ, компании «СлавЭнерго».

27 Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 4: Защита электрических сетей и электроустановок напряжением 6–10–110–220 кВ: учебное пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2015. – 152 с.

28 СО 153-34.03.603-2003. Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. Москва, 2003 – 57 с. – http://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/41/41349/

29 СТО 56947007 – 29.130.15.144-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ. ОАО «ВСК ЕЭС», 2012 – 63 с. – http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/20.135_sto_56947007-29.130.15.114-2012_n.pdf

30 Справочная книга для проектирования электрического освещения / под ред. Г.М. Кнорринга. – СПб.: Энергоатомиздат, 1992. – 448 с.

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		139

31 СО 153-34.21.122 – 2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. Москва, 2003 – 29 с. – http://www.sonel.ru/ru/biblio/standards/so_153-34.21.122-2003/

					13.03.02.2017.132.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		140