

621.331:621.311.4

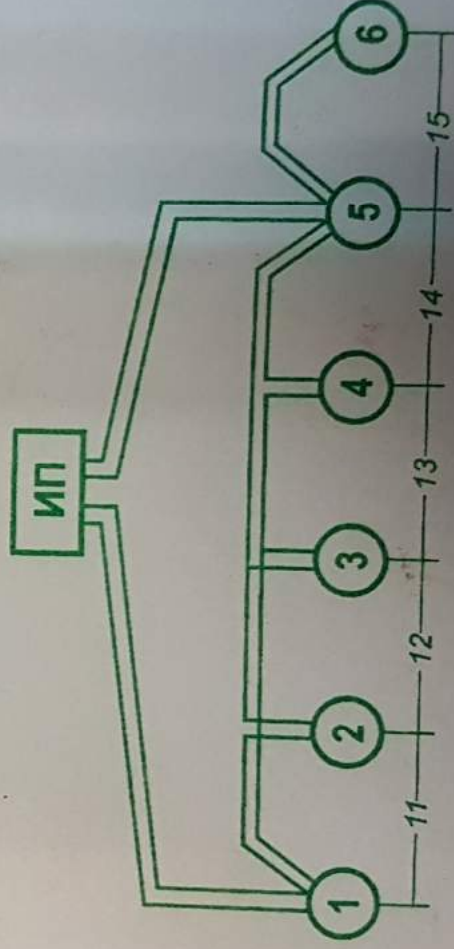
Т 99

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО ТРАНСПОРТА
ИРКУТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ПУТЕЙ СООБЩЕНИЯ

ТЯГОВЫЕ И ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ
с заданием на курсовой проект

для студентов заочной формы обучения
специальности "Электроснабжение железнодорожного транспорта"



ИРКУТСК 2011

СОДЕРЖАНИЕ

1. Задание на курсовой проект	4
1.1. Исходные данные	4
1.2. Объем курсового проекта	9
2. Разработка схемы главных электрических соединений тяговой подстанции	11
2.1. Варианты схем главных электрических соединений распределительств тяговых подстанций	11
2.2. Выбор типа силовых, районных трансформаторов и преобразовательных агрегатов	13
3. Выбор аппаратуры и токоведущих частей ТП	14
3.1. Расчет максимальных рабочих токов	14
4. Расчет токов короткого замыкания	16
4.1. Расчет токов симметричных коротких замыканий	16
4.2. Расчет токов несимметричных коротких замыканий	18
4.3. Расчет токов к.з. на шинах 3,3 кВ	19
5. Проверка токоведущих частей, изоляторов и аппаратуры по результатам расчета токов короткого замыкания	20
5.1. Расчет величины теплового импульса для всех РУ	20
5.2. Выбор и проверка аппаратуры и токоведущих частей	21
6. Расчет параметров и выбор источников питания собственных нужд	45
6.1. Выбор аккумуляторной батареи и зарядно-подзарядного агрегата	45
6.2. Выбор трансформатора собственных нужд	48
7. Расчет заземляющего устройства	49
8. Экономическая часть проекта	52
8.1. Определение стоимости и расчет затрат на переработку электрической энергии	52
8.2. Основные технико-экономические показатели тяговой подстанции	54
Библиографический список	55
Приложения	56

1. ЗАДАНИЕ НА КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

1.1. Исходные данные

Исходными данными для выполнения курсового проекта являются:

- схема внешнего электроснабжения (рис. 1);
- мощности короткого замыкания на шинах опорных тяговых подстанций № 1 и № 5 (табл. 1) – выбор варианта по предпоследней цифре шифра;
- номер проектируемой тяговой подстанции на рис. 1 (табл. 2) – выбор варианта по последней цифре шифра;
- род тока (табл. 5);
- данные по тяговой подстанции (табл. 4, 5) – выбор варианта по двум последним цифрам шифра;
- длины участков ЛЭП (табл. 3) – выбор варианта по предпоследней цифре шифра;
- характеристика потребителей собственных нужд (табл. 6) – выбор варианта по предпоследней цифре шифра;
- данные для расчета заземляющих устройств (табл. 7) – выбор варианта по предпоследней цифре шифра;
- выдержка времени релейной защиты (табл. 8) – выбор варианта по последней цифре шифра;
- РУ, токоведущие части, изоляторы и аппаратуру которого следует проверить – выбор варианта по предпоследней цифре шифра (табл. 9).

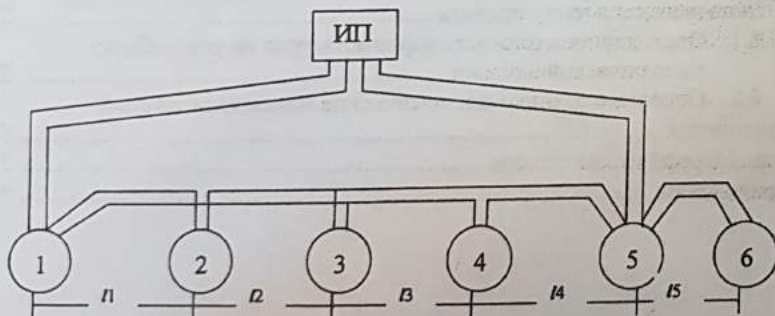


Рис. 1. Схема внешнего электроснабжения

81, 82

Таблица 1

Мощности короткого замыкания на шинах опорных тяговых подстанций № 1 и № 5

№ варианта	Мощность короткого замыкания, МВА	
	$S_{кз1}$, МВА	$S_{кз2}$, МВА
1	2100	1800
2	2000	2400
3	2300	1600
4	1850	2150
5	2150	1800
6	1800	2300
7	2000	2300
8	1700	2000
9	2200	1900
10	2300	1550

Таблица 2

Типы тяговых подстанций

№ варианта	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
№ ТП	6	5	4	3	2	1	6	5	4	3

Таблица 3

Длины участков ЛЭП

Длина, км	№ варианта														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
l_1	20	18	22	24	20	25	23	19	21	22	25	27	22	23	20
	45	43	47	48	50	55	53	52	54	48	50	53	49	50	52
	75	76	77	74	70	72	73	77	78	71	75	74	72	79	80
l_2	22	25	18	20	23	24	19	21	24	22	23	19	25	26	23
	42	44	42	48	52	48	46	55	54	52	55	46	45	48	50
l_3	70	72	75	74	72	73	77	72	76	80	76	75	70	72	75
	23	24	22	20	26	28	24	20	25	26	22	21	23	24	20
	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	48	50	52
l_4	72	73	74	75	76	77	78	79	80	79	78	77	76	75	74
	24	25	26	27	26	25	24	23	22	21	20	19	18	22	24
	55	54	53	52	51	50	49	48	47	46	45	44	43	42	41
l_5	80	79	78	77	76	75	74	73	72	71	70	68	69	70	71
	22	25	18	20	23	24	19	21	24	22	23	19	25	26	23
	42	44	42	48	52	48	46	55	54	52	55	46	45	48	50
	70	72	75	74	72	73	77	72	76	80	76	75	70	72	75

Примечание. Выбор длины участка ЛЭП согласно системе тяги на примере варианта 1 (l_1 : 20 км – постоянный ток; 45 км – переменный ток (27,5 кВ); 75 км – переменный ток (2×27,5 кВ)).

Таблица 4

Параметры преобразовательных агрегатов

№ варьанта	Тип выпрямителя	Схема выпрямления	Тип трансформатора	S _н , кВА	U _{дн} , кВ	I _{дн} , А	Примечания
1	ПВЭ-3	«М»	ТДПУ-20000/35Ж	13350-11300	3,7-3,2	3000	с РПН
2	ПВЭ-5АУ1	«О»	ТДП-16000/10ЖУ1	11600-13300	3,2-3,7	3200	с РПН
3	ТПЕД	«12П»	ТРДП-12500/10Ж	11400	3,2-3,7	3150	с РПН
4	ВИПЭ-2	«М»	ТДП-12500/10ИУ1	11800-В 9330-И	3,3-В 3,8-И	3000 1600	
5	ПВЭ-3	«О»	ТМПУ-16000/10Ж	11840	3,3	3000	с РПН
6	ПВЭ-5АУ1	«М»	2×ТМП-6300/35У	2×6000	3,3	2500	с РПН
7	ТПЕД	«12П»	ТРДП-12500/10Ж	11400	3,2-3,7	3150	с РПН
8	ВИПЭ-2	«М»	ТДП-12500/10ИУ1	11800-В 9330-И	3,3-В 3,8-И	3000 1600	
9	ПВЭ-5АУ1	«М»	2×ТМП-6300/35У	2×6000	3,3	2500	с РПН
10	ТПЕД	«12П»	ТРДП-12500/10Ж	11400	3,2-3,7	3150	с РПН

Таблица 5

Данные по пониженным трансформаторам (ТП), трансформаторам районной нагрузки (ТРН), фидерам районной нагрузки и количеству перерабатываемой электроэнергии

№ варьанта	ТП			ТРН			S _{ф 35кВ/} кол-во	S _{ф 10кВ/} кол-во	W _{пол.} кВт·ч × 10 ⁶
	S _н , МВА	U _{нн} , кВ	U _{ен} , кВ	S _н , МВА	U _{нн} , кВ	U _{ен} , кВ			
1	40	110	35	6,3	35	-	2	2	100
2	40	220	27,5	-	-	-	-	-	80
3	25	110	35	3,2	35	-	2	2	75
4	25	110	2×27,5	16	110	-	2	2	60
5	16	110	2×27,5	10	110	-	2	2	75
6	40	110	27,5	-	-	-	-	-	60
7	40	110	35	6,3	35	-	2	2	90
8	25	220	35	-	-	-	-	-	80
9	25	110	35	-	-	-	-	-	70
10	25	110	2×27,5	16	110	-	1	1	95
11	40	110	35	-	-	-	-	-	80
12	16	110	2×27,5	10	110	-	2	2	75
13	25	110	2×27,5	10	110	-	1	1	60
14	25	110	35	-	-	-	-	-	70
15	25	220	35	-	-	-	-	-	70

Таблица 6

Данные по цепям собственных нужд

Наименование потребителя	K _н	cosφ	Мощность, кВт						
			№ варианта						
			1	2	3	4	5	6	7
Рабочее освещение	0,7	1,0	30	34	33	36	33	35	34
Аварийное освещение	1,0	1,0	3,2	3,4	3,1	3,4	3,0	3,2	3,3
			2,2	2,3	2,4	2,5	2,4	2,3	2,3
Моторные нагрузки	0,75	0,8	32	33	38	36	33	34	35
			32	33	35	33	31	34	32
Печи отопления и calorиферы	0,65	1,0	34	33	32	31	30	36	32
			25	24	23	22	21	24	23
Потребители СЦБ	0,75	0,8	43	42	41	40	43	44	45
			44	43	42	41	44	45	43
Собственные нужды преобразовательных агрегатов	0,8	0,8	33	32	31	30	35	34	33
Цепи управления, защиты и сигнализации	0,7	1,0	3,4	3,2	3,0	3,3	3,2	3,4	3,1
			2,5	2,4	2,3	2,2	2,4	2,2	2,5
Зарядно-подзарядный агрегат	0,7	1,0	10,4	10,2	10,0	9,8	9,7	9,8	9,9
			9,5	9,4	9,3	9,2	9,4	9,2	9,5

Примечание. Выбор данных на примере варианта 1 (30 – постоянный ток; 25 – переменный ток).

Таблица 7

Данные для расчета заземляющих устройств

Расчетный параметр	№ варианта									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Сопротивление верхнего слоя земли, r_1 , Ом·м	300	400	500	600	200	300	400	500	600	500
Сопротивление нижнего слоя земли, r_2 , Ом·м	50	60	70	80	90	60	80	70	50	60
Толщина верхнего слоя земли, h , м	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	1,8	1,6	1,4
Время протекания $I_k^{(1)}$	0,4	0,5	0,6	0,7	0,6	0,5	0,4	0,5	0,6	0,7

Таблица 8

Время выдержки защит, с

Место установки защиты	№ варианта									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вводы 110, 220 кВ	2,5	2,0	2,5	2,0	2,0	2,5	2,0	2,0	2,0	2,5
Вводы 35 кВ	2,0	1,5	2,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	2,0
Вводы 2×27,5 кВ	1,5	1,0	1,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,5

Окончание таблицы 8

Время выдержки защит, с

Место установки защиты	№ варианта									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вводы 27,5 кВ	1,5	1,0	1,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,5
Вводы 10 кВ	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Фидер 35 кВ	1,5	1,0	1,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,5
Фидер 2×27,5 кВ	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Фидер 27,5 кВ	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Фидер 10 кВ	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

Таблица 9

РУ, токоведущие части, изоляторы и аппаратуру которого следует проверить

№ варианта	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
РУ	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	СН

1.2. Объем курсового проекта

В соответствии с номером шифра исходные данные выбираются студентом из указанных таблиц.

Объем курсового проекта должен соответствовать следующему содержанию:

- Однолинейная схема главных электрических соединений.
 - Структурная схема подстанции.
 - Выбор типа силового трансформатора.
 - Выбор типа трансформатора районной нагрузки.
 - Выбор типа преобразовательного агрегата.
 - Разработка однолинейной схемы тяговой подстанции.
 - Описание назначения основных элементов схемы тяговой подстанции.
- Выбор аппаратуры и токоведущих частей подстанции.
 - Расчет максимальных рабочих токов основных присоединений подстанции.
 - Выбор сборных шин и токоведущих элементов. Выбор изоляторов.
 - Выбор коммутационной аппаратуры.
 - Выключатели.
 - Разъединители.
 - Отделители.
 - Короткозамыкатели.
 - Предохранители.

- 2.4. Выбор измерительных трансформаторов.
 - 2.4.1. Выбор объема измерений.
 - 2.4.2. Разработка схем измерений.
 - 2.4.3. Выбор трансформаторов тока.
 - 2.4.4. Выбор трансформаторов напряжения.
- 2.5. Выбор устройств защиты от перенапряжений.

3. Расчет токов короткого замыкания.
 - 3.1. Расчетная схема тяговой подстанции.
 - 3.2. Электрическая схема замещения.
 - 3.3. Расчет сопротивлений элементов схемы замещения.
 - 3.4. Расчет токов короткого замыкания на шинах РУ.

4. Проверка токоведущих частей, изоляторов и аппаратуры по результатам расчета токов короткого замыкания.
 - 4.1. Расчет величины теплового импульса для всех РУ.
 - 4.2. Проверка токоведущих элементов.
 - 4.3. Проверка изоляторов.
 - 4.4. Проверка коммутационной аппаратуры.
 - 4.4.1. Выключатели.
 - 4.4.2. Разъединители.
 - 4.4.3. Отделители.
 - 4.4.4. Короткозамыкатели.
 - 4.4.5. Предохранители.
 - 4.5. Проверка измерительных трансформаторов.
 - 4.5.1. Проверка трансформаторов тока.
 - 4.5.2. Проверка трансформаторов напряжения.

5. Расчет параметров и выбор источников питания собственных нужд.
 - 5.1. Выбор аккумуляторной батареи и зарядно-подзарядного агрегата.
 - 5.2. Выбор трансформатора собственных нужд.

6. Расчет заземляющего устройства.

7. Экономическая часть проекта.
 - 7.1. Определение стоимости тяговой подстанции.
 - 7.2. Определение себестоимости перерабатываемой электроэнергии.
 - 7.3. Основные технико-экономические показатели тяговой подстанции.

8. Индивидуальное задание.

Объем графической части проекта:
1. Однолинейная схема тяговой подстанции.

2. РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ГЛАВНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ТЯГОВОЙ ПОДСТАНЦИИ

2.1. Варианты схем главных электрических соединений распределительных устройств тяговых подстанций

Первоначальной задачей курсового проекта является разработка однолинейной схемы тяговой подстанции (ТП), которая определяет состав необходимого оборудования и аппаратуры.

Схемы распределительных устройств (РУ) подстанции определяются местом ТП в схеме внешнего электроснабжения (опорная, промежуточная, тупиковая) и назначением конкретного РУ, а также количеством силовых и тяговых трансформаторов.

Однолинейная схема ТП составляется на основе типовых проектов [4, 6, 9, 11, 13] и конкретных условий задания.

В курсовом проекте однолинейная схема выполняется в виде чертежа, на котором показаны все РУ подстанции и соединения между ними. После выбора оборудования и аппаратуры на чертеже указываются их типы. Чертеж выполняется с учетом требований ЕСКД для электрических схем [8].

При выборе схемы главных электрических соединений ТП необходимо учитывать следующие требования:

- надежность работы;
- экономичность;
- удобство эксплуатации;
- безопасность обслуживания;
- возможность расширения.

Надежность работы тяговой подстанции обеспечивается:

- резервированием силовых трансформаторов, преобразовательных агрегатов, аппаратуры и токоведущих частей;
- секционированием сборных шин разъединителями или выключателями, снабженными соответствующими автоматическими устройствами;
- устройством обходных цепей с выключателями для замены основных выключателей на время ремонта.

Удобство эксплуатации и безопасность обслуживания основного оборудования схемы главных электрических соединений обеспечиваются простотой и наглядностью схемы, обеспечением минимального объема переключений при изменении режима работы, доступностью оборудования и аппаратуры для ремонта.

В соответствии с указанными требованиями разработаны типовые схемы РУ.

1. ОРУ-110(220) кВ опорных тяговых подстанций: а) с количеством вводов до 5 выполняется по схеме: с одной рабочей системой сборных шин, секционированной выключателем, и обходной системой сборных шин; б) с количеством вводов 5 и более – с двумя рабочими системами сборных шин и обходной системой шин.

В данном РУ имеются следующие присоединения: 1) вводы ТП; 2) вводы ВН силовых трансформаторов (СТ); 3) вводы трансформаторов напряжения; 4) цепь обходного выключателя; 5) цепь секционного выключателя.

2. ОРУ-110(220) кВ транзитных тяговых подстанций выполняют по схеме «два ввода тяговой подстанции с рабочей и ремонтной перемычками между ними». Иначе данная схема называется мостиковой или схемой типа «Н».

В данном РУ имеются следующие присоединения: 1) вводы ТП; 2) вводы ВН силовых трансформаторов (СТ); 3) вводы трансформаторов напряжения; 4) рабочая и ремонтная перемычки.

3. ОРУ-110(220) кВ отпаечных и тупиковых ТП выполняют по схеме «два блока (ввода) с неавтоматической перемычкой (без выключателя)».

В данном РУ имеются следующие присоединения: 1) вводы ТП; 2) вводы ВН силовых трансформаторов (СТ); 3) вводы трансформаторов напряжения; 4) рабочая перемычка.

4. ОРУ-35(10) кВ с первичным напряжением ТП 110(220) кВ выполняются по схеме с одной рабочей системой шин, секционированной выключателем.

В данном РУ имеются следующие присоединения: 1) вводы СН (НН) силовых трансформаторов (СТ); 2) вводы трансформаторов напряжения; 3) фидеры районных потребителей; 4) цепь секционного выключателя; 5) возможно, вводы ВН трансформаторов собственных нужд; 6) возможно, вводы ВН преобразовательных трансформаторов; 7) возможно, фидеры продольного электроснабжения.

5. РУ-27,5 кВ имеет трехфазную рабочую систему шин и обходную шину. Две фазы секционированы разъединителями. Третья фаза выполняется в виде отрезка рельса, заглубленного в землю, соединяется с контуром заземления и не секционируется.

В данном РУ имеются следующие присоединения: 1) вводы СН (НН) силовых трансформаторов (СТ); 2) вводы трансформаторов напряжения; 3) фидеры контактной сети; 4) цепь обходного выключателя; 5) вводы ВН

трансформаторов собственных нужд; 6) фидеры ДПР; 7) рельсовый фидер (отсасывающий или обратный провод); 8) возможно, фидеры ПР.

6. РУ-2×27,5 кВ имеет трехфазную рабочую и обходную системы шин. Четыре шины рабочей системы шин, к которым подключены фидеры контактной сети и питающие провода соответствующих двух фаз, секционируются разъединителями. Шина третьей фазы выполняется в виде отрезка рельса, заглубленного в землю, и не секционируется. Обходная система шин состоит из контактного и питающего проводов.

В данном РУ имеются следующие присоединения: 1) вводы СН (НН) силовых трансформаторов (СТ); 2) вводы трансформаторов напряжения; 3) фидеры контактной сети; 4) цепь обходного выключателя; 5) вводы ВН трансформаторов собственных нужд; 6) фидеры ДПР; 7) рельсовый фидер (отсасывающий или обратный провод); 8) возможно, фидеры ПР.

7. РУ-3,3 кВ имеет рабочую систему шин («+» и «-») и запасную шину. Шина «+» и запасная шина секционируются на три секции разъединителями.

В данном РУ имеются следующие присоединения: 1) вводы НН преобразовательных агрегатов; 2) фидеры контактной сети; 3) цепь запасного выключателя; 4) ввод сглаживающего устройства; 5) ввод ограничителя перенапряжений.

2.2. Выбор типа силовых, районных и преобразовательных трансформаторов

Выбор типа указанных трансформаторов выполняется в соответствии с исходными данными по справочной литературе [7, 8, 11]. При этом следует учесть нижеследующие рекомендации.

На ТП переменного тока 1×27,5 кВ следует использовать динамически устойчивые по отношению к электродинамическому воздействию токов короткого замыкания силовые трансформаторы типа ТДТНЖУ, технические данные которых приведены в приложении 1.

Паспортные данные тяговых трансформаторов марки ОРДНЖ и ОРДТНЖ, применяемых на ТП переменного тока 2×27,5 кВ, указаны в приложении 2.

В случае разработки схемы ТП постоянного тока с одноступенчатой трансформацией необходима установка силового трансформатора ТРДНП, чьи технические данные представлены в приложении 3. Параметры преобразовательных трансформаторов типа ТРДП и двенадцатипульсового выпрямителя ТПЕД приведены в приложении 4.

3. ВЫБОР АППАРАТУРЫ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ ТЯГОВОЙ ПОДСТАНЦИИ

3.1. Расчет максимальных рабочих токов основных присоединений и выбор аппаратуры и токоведущих частей

Для обеспечения надежной работы аппаратуры и токоведущих частей электроустановки необходимо правильно выбрать их по условиям длительной работы в нормальном режиме и проверить для условий кратковременной работы в режиме к.з.

Выбор аппаратуры и токоведущих частей выполняется по номинальному току и напряжению:

$$U_{уст} \leq U_n;$$

$$I_{РАБ МАХ} \leq I_n,$$

где $U_{уст}$ – номинальное напряжение установки;

U_n – номинальное напряжение аппарата;

I_n – номинальный ток аппарата;

$I_{РАБ МАХ}$ – максимальный рабочий ток присоединения, в котором установлен аппарат.

Формулы для определения максимальных рабочих токов присоединений ТП приведены в таблице 10.

Таблица 10

Расчет максимальных рабочих токов

Наименование присоединения	Расчетная формула	Обозначение
Вводы опорных и транзитных ТП, перемычка транзитной ТП	$I_{РАБ МАХ} = \frac{k_{пр} \cdot k_{тр} \cdot S_{нпр\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_n}$	$k_{пр}$ – коэффициент перспективы, равный 1,3; $k_{тр}$ – коэффициент транзита: $k_{тр} = (1,5 \div 1,7)$ – для транзитных ТП; $k_{тр} = 2$ – для опорных ТП;
Вводы отпаечных и тупиковых ТП	$I_{РАБ МАХ} = \frac{k_{пер} \cdot S_{нпр\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_n}$	$S_{нпр\Sigma}$ – суммарная номинальная мощность силовых трансформаторов; $k_{пер}$ – коэффициент перегрузки трансформаторов, равный 1,4 ÷ 1,5; U_n – номинальное высшее напряжение ТП;
Сборные шины опорной ТП	$I_{РАБ МАХ} = \frac{k_{пр} \cdot k_{вр} \cdot k_{рн1} \cdot S_{нпр\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_n}$	$k_{рн1}$ – коэффициент распределения нагрузки по шинам первичного напряжения, равный 0,6 ÷ 0,8;

Окончание таблицы 10

Ввод ВН (СН, НН) понижающего трансформатора	$I_{РАБ МАХ} = \frac{k_{пер} \cdot S_{нпр}}{\sqrt{3} \cdot U_{но(c,n)}}$	$U_{но(c,n)}$ – номинальное напряжение соответственно обмотки ВН, СН, НН; $S_{нпр}$ – номинальная мощность силового трансформатора;
Сборные шины среднего и низкого напряжения	$I_{РАБ МАХ} = \frac{k_{рн2} \cdot n \cdot S_{нпр}}{\sqrt{3} \cdot U_{н(c,n)}}$	$k_{рн2}$ – коэффициент распределения нагрузки на шинах вторичного напряжения, равный 0,5 ÷ 0,7;
Фидер районного потребителя	$I_{РАБ МАХ} = \frac{k_{пр} \cdot S_{фmax}}{\sqrt{3} \cdot U_n}$	$S_{фmax}$ – полная мощность потребителя;
Первичная обмотка преобразовательного трансформатора	$I_{РАБ МАХ} = \frac{k_{пер} \cdot S_{нпр}}{\sqrt{3} \cdot U_n}$	$k_{пер}$ – коэффициент перегрузки преобразовательного трансформатора, равный 1,25;
Вторичная обмотка преобразовательного трансформатора:		
– при мостовой схеме выпрямления;	$I_{РАБ МАХ} = I_{дн} \cdot \sqrt{\frac{2}{3}}$	$I_{дн}$ – номинальный выпрямленный ток преобразователя;
– при нулевой схеме выпрямления;	$I_{РАБ МАХ} = \frac{I_{дн}}{2 \cdot \sqrt{3}}$	
– для 12-пульсовой схемы выпрямления:		
– для обмотки «звезда»;	$I_{РАБ МАХ} = I_{дн} \cdot \sqrt{\frac{2}{3}}$	
– для обмотки «треугольник»	$I_{РАБ МАХ} = I_{дн} \cdot \frac{\sqrt{2}}{3}$	
Главная плюсовая шина РУ-3,3 кВ	$I_{РАБ МАХ} = N \cdot I_{дн} \cdot k_{рн}$	N – число ПА; $k_{рн}$ – коэффициент распределения нагрузки на шинах, равный 0,8;
Запасная шина РУ-3,3 кВ	$I_{РАБ МАХ} = I_{max фид}$	$I_{max фид}$ – максимальный ток фидера к.с.;
Минусовая шина РУ-3,3 кВ	$I_{РАБ МАХ} = N \cdot I_{дн}$	
Фидер к.с. 27,5 кВ	$I_{РАБ МАХ} = 500 \div 1000 \text{ А}$	принимается в курсовом проекте
Фидер к.с. 2 × 27,5 кВ	$I_{РАБ МАХ} = 400 \text{ А}$	
Фидер к.с. 3,3 кВ	$I_{РАБ МАХ} = 1500 \div 2000 \text{ А}$	

4. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

При проектировании любой электроустановки необходим расчет токов короткого замыкания, так как на основании его результатов производится проверка выбранного оборудования, аппаратуры, токоведущих частей и расчет релейных защит.

4.1. Расчет токов симметричных коротких замыканий

Расчетным режимом для проверки аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов ТП в большинстве случаев является режим трехфазного короткого замыкания. Расчет токов при трехфазном к.з. выполняется в следующем порядке.

1. Составляется расчетная схема цепи к.з. Для этого заданную схему внешнего электроснабжения дополняют схемой ТП, на которой указывают понижающие трансформаторы, преобразовательные агрегаты и шины всех РУ. Схему составляют для максимального расчетного режима, т. е. учитывают параллельную работу понижающих и преобразовательных трансформаторов.

2. По расчетной схеме составляется электрическая схема замещения, на которой все элементы представляются в виде сопротивлений. Сопротивления схемы замещения считаются чисто индуктивными, так как в высоковольтных цепях активные сопротивления много меньше индуктивных.

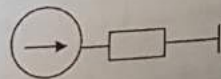
3. Выполняется расчет каждого из сопротивлений схемы замещения. Формулы для расчета сопротивлений элементов цепи к.з. приведены в таблице 11.

4. Преобразовывается схема замещения цепи к.з. до состояния: от каждого источника до места к.з. одно результирующее сопротивление.

Условные обозначения и схемы замещения элементов цепи к.з. приведены ниже.

1. Энергосистема: а) основные параметры – $S_{\Sigma}, S_{кз}, U_{ср}$;

б) условное обозначение; в) схема замещения.



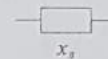
E_{Σ} x_{Σ}

2. Линия электропередач (ЛЭП): а) основные параметры – $x_0, l, U_{ср}$;

б) условное обозначение; в) схема замещения.



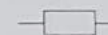
ЛЭП



x_l

3. Двухобмоточный трансформатор: а) основные параметры – S_m, U_m, u_k ;

б) условное обозначение; в) схема замещения.



x_T

4. Трехобмоточный трансформатор: а) основные параметры – $S_m, U_m, u_{квс}, u_{квн}, u_{кнс}$;

б) условное обозначение; в) схема замещения.

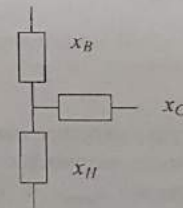
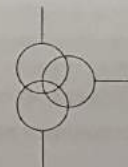


Таблица 11

Расчетные формулы для определения сопротивлений элементов цепи к.з.

Наименование элемента	Сопротивление элемента	
	в именованных единицах	в относительных единицах
Энергосистема	$x_{\Sigma} = \frac{U_{ср}^2}{S_{\Sigma}}$	$x_{\Sigma} = \frac{S_{\delta}}{S_{\Sigma}}$
ЛЭП	$x_l = x_0 \cdot l$	$x_{\Sigma} = \frac{S_{\delta}}{U_{ср}^2} \cdot x_l$
Двухобмоточный трансформатор	$x_T = \frac{u_k \cdot U_m^2}{100 \cdot S_m}$	$x_T = \frac{u_k \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_m}$



Трехобмоточный трансформатор	$u_{кв} = 0,5(u_{кв-с} + u_{кв-н} - u_{кв-в})$	$x_{в*} = \frac{u_{кв} \cdot S_{\theta}}{100 \cdot S_{н}}$
	$u_{кс} = 0,5(u_{кв-с} + u_{кв-н} - u_{кв-в})$	
	$u_{кн} = 0,5(u_{кв-н} + u_{кв-с} - u_{кв-в})$	
	$x_{с*} = \frac{u_{кс} \cdot S_{\theta}}{100 \cdot S_{н}}$	
	$x_{н*} = \frac{u_{кн} \cdot S_{\theta}}{100 \cdot S_{н}}$	$x_{в*} = \frac{u_{кв} \cdot S_{\theta}}{100 \cdot S_{н}}$
	$x_{с*} = \frac{u_{кс} \cdot S_{\theta}}{100 \cdot S_{н}}$	$x_{с*} = \frac{u_{кс} \cdot S_{\theta}}{100 \cdot S_{н}}$
	$x_{н*} = \frac{u_{кн} \cdot S_{\theta}}{100 \cdot S_{н}}$	$x_{н*} = \frac{u_{кн} \cdot S_{\theta}}{100 \cdot S_{н}}$

Примечание. При выражении сопротивлений в относительных единицах сопротивления всех элементов приводятся к одним базисным условиям: произвольно принятому значению базисной мощности S_{θ} и базисному напряжению, принимаемому равным среднему напряжению ступени, где определяется ток к.з. $U_{\theta} = U_{ср}$.

5. Определяется удаленность точки к.з. по величине расчетного сопротивления [4]:

$$x_{расч*} = \frac{S_c}{S_{\theta}} \cdot x_{рез*},$$

где $x_{рез*}$ – результирующее сопротивление от источника до места к.з.;

S_c – мощность источника.

Если значение $x_{расч*} < 3$, точка к.з. считается неудаленной и для определения величины тока к.з. используют метод типовых кривых [4, 6].

В противном случае используют приближенный метод [4, 6].

В процессе расчета токов к.з. необходимо определить значение периодической составляющей тока к.з., аperiodической составляющей, ударного тока и полного тока к.з. Расчетные формулы приведены в [4, 6].

4.2. Расчет токов несимметричных коротких замыканий

При проверке аппаратуры и токоведущих частей в ОРУ-27,5 и 2×27,5 кВ необходимо определить ток двухфазного к.з.

В рамках курсового проекта ток двухфазного к.з. на шинах ОРУ-27,5 кВ определяется через соотношение между током трехфазного к.з. $I_k^{(3)}$ и током двухфазного к.з. $I_k^{(2)}$ [4]:

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_k^{(3)}.$$

В ОРУ-2×27,5 кВ ток к.з. между контактным проводом и рельсовой цепью определяется по выражению [6]:

$$I_{к-р} = \frac{0,8 \cdot U_{н}}{2 \cdot z_c + 0,8 \cdot z_{нпр} / n},$$

где $U_{н} = 27,5$ кВ;

n – количество работающих трансформаторов;

$$z_c = \frac{U_{н}^2}{S_k};$$

$$z_{нпр} = \frac{2 \cdot u_k \cdot U_{н}^2}{100 \cdot S_{нпр}},$$

где S_k – мощность к.з. на первичной стороне понижающего трансформатора, МВА;

u_k – напряжение к.з. трансформатора, %;

$S_{нпр}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Ток к.з. между контактным проводом и питающим проводом определяется по формуле [6]:

$$I_{к-н} = \frac{U_{н}}{2 \cdot z_c + z_{нпр} / n},$$

где $U_{н} = 55$ кВ;

$$z_c = \frac{U_{н}^2}{S_k};$$

$$z_{нпр} = \frac{u_k \cdot U_{н}^2}{100 \cdot S_{нпр}}.$$

Ток однофазного к.з. в курсовом проекте определяется приближенно по отношению [4]:

$$I_k^{(1)} = 0,55 \cdot I_k^{(3)}.$$

4.3. Расчет токов к.з. на шинах 3,3 кВ

Установившийся ток на шинах постоянного тока 3,3 кВ определяется по формуле [6]:

$$I_{уст} = \frac{1,1 \cdot I_{дв} \cdot N}{100 \cdot \frac{U_k}{S_{кз}} + S_{пр.тр.Σ}}$$

где $I_{дв}$ – номинальный выпрямленный ток выпрямителя, А;
 N – число работающих выпрямителей;
 $S_{пр.тр.Σ}$ – суммарная мощность преобразовательных трансформаторов, МВА;
 $S_{кз}$ – мощность к.з. на шинах, от которых питаются преобразовательные агрегаты, МВА;
 U_k – напряжение к.з. преобразовательного трансформатора, %.
 Установившийся ток к.з. на шинах 3,3 кВ определяется по формуле

$$I_{куст} = κ I_k,$$

где $κ$ – коэффициент, учитывающий наличие быстродействующих выключателей, отключающих ток к.з. до момента достижения им пикового значения, равный 0,6÷0,7.

5. ПРОВЕРКА ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ, ИЗОЛЯТОРОВ И АППАРАТУРЫ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ РАСЧЕТА ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Выбранные по условиям нормального режима работы аппараты необходимо проверить по условиям к.з., в частности на электродинамическую и термическую устойчивость.

5.1. Расчет величины теплового импульса для всех РУ

Для удобства проверки выполняется расчет величины теплового импульса для всех РУ по выражению

$$W_k = I_{по}^2 \cdot (t_{откл} + \tau_a),$$

где $I_{по}$ – начальное значение периодической составляющей тока к.з. ($I_{по} = I_k$);
 τ_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока к.з., с;

$$t_{откл} = t_{по} + t_{рз},$$

где $t_{рз}$ – время срабатывания релейной защиты рассматриваемой цепи;

$t_{по}$ – полное время отключения выключателя до погасания дуги, определяется по справочным данным [7, 8, 11].

5.2. Выбор и проверка аппаратуры и токоведущих частей

5.2.1. Токоведущие элементы. Изоляторы

Шины открытых РУ-27,5; 35; 110; 220 кВ выполняют сталеалюминиевыми гибкими проводами марки АС.

Шины подвешивают на изоляторах ПФ или ПС, собранных в гирлянды, или используют полимерные подвесные изоляторы. Количество фарфоровых или стеклянных подвесных изоляторов в гирлянде в соответствующих РУ указано в таблице 12. Марки полимерных подвесных изоляторов, выпускаемых ЗАО «Завод полимерных изоляторов» (г. Новосибирск), приведены в таблице 13.

Таблица 12

Параметры ОРУ

Тип изолятора	Количество изоляторов в гирлянде при напряжении установки, кВ				Расстояние между проводами фаз, см			
	27,5	35	110	220	27,5	35	110	220
ПС-70	3	4	9	16	160	160	300	550
ПФ-70	3	4	8	14	-/-	-/-	-/-	-/-

Таблица 13

Марки полимерных подвесных изоляторов

Характеристики изоляторов	ЛК-70/35	ЛК-120/35	ЛК-70/110	ЛК-120/110	ЛК-70/220	ЛК-120/220
Номинальное напряжение, кВ	35	35	110	110	220	220
Разрушающая сила при растяжении, кН	70	120	70	120	70	120
Длина пути утечки, не менее, мм	900	900	2500	2500	4600	4600
Длина изоляционной части, мм	370	370	1010	1010	1850	1850
Масса, кг	1,6	1,8	2,8	3,2	4,7	4,9
Строительная высота, мм	597	597	1377	1377	2077	2077

В курсовом проекте проводится выбор сборных шин 110; 220 кВ опорных подстанций, шин ОРУ-27,5 кВ; 35 кВ; 10 кВ; 3,3 кВ всех ТП, а также проводов всех присоединений подстанций.
Сечение проводов выбирается по допустимому току

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб макс}}$$

Проверка на электродинамическую устойчивость для гибких проводов не выполняется ввиду большого расстояния между фазами.
Проверка на термическую устойчивость выполняется по условию

$$q_{\text{ш}} \geq q_{\text{мин}}$$

где $q_{\text{мин}}$ – минимальное сечение, термически устойчивое при к.з.

Минимальное сечение, при котором протекание тока к.з. не вызывает нагрев проводника выше кратковременно допустимой температуры, определяется по формуле

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_c \cdot 10^6}}{C}$$

где C – константа, значение которой для алюминиевых шин равно 90, $\text{А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$.

Для проводов и шин открытых РУ дополнительно выполняется проверка по условиям коронирования [6].

Условие проверки при этом следующее:

$$1,07E \leq 0,9E_0,$$

где E_0 – максимальное значение начальной напряженности поля, кВ/см;

E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода, кВ/см;

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left[1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right];$$

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\text{н}}}{r_0 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot D}{r_0}}$$

где $U_{\text{н}}$ – номинальное линейное напряжение, кВ;

m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода, $m = 0,82$;

r_0 – радиус провода, см;

D – расстояние между проводами фаз, см.

В РУ-3,3; 6; 10 кВ применяются жесткие алюминиевые шины. При токах до 3000 А применяются однополосные и двухполосные шины прямоугольного сечения; при больших токах – шины коробчатого сечения, так как они обеспечивают меньшие потери и лучшие условия охлаждения [8].

Для проверки жестких шин на электродинамическую устойчивость необходимо определить механическое напряжение $\sigma_{\text{расч}}$, возникающее в них при к.з.:

$$\sigma_{\text{расч}} = 1,76 \cdot \frac{l^2 \cdot i_y^2}{a \cdot W} \cdot 10^{-8}, \text{ МПа,}$$

где l – расстояние между соседними опорными изоляторами, м (РУ-10 кВ: $l = 1$ м, РУ-3,3 кВ: $l = 0,5$ м);

a – расстояние между осями шин соседних фаз, м (в РУ-10 кВ $a = 0,25$ м);

i_y – ударный ток трехфазного к.з., кА;

W – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, м^3 .

Момент сопротивления однополосных прямоугольных шин при расположении на ребро

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6},$$

при расположении шин плашмя

$$W = \frac{b^2 \cdot h}{6},$$

где b и h – толщина и ширина шины, м.

Далее расчетное напряжение сравнивается с допустимым для различных алюминиевых сплавов [6]:

$$\sigma_{\text{доп АДО}} = 40 \text{ МПа;}$$

$$\sigma_{\text{доп АДЗ1Т}} = 75 \text{ МПа;}$$

$$\sigma_{\text{доп АДЗ1Т1}} = 90 \text{ МПа.}$$

Механическое напряжение в многополосных шинах складывается из двух напряжений: от взаимодействия шин разноименных фаз и взаимодействия полос пакета одной фазы:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\text{ф}} + \sigma_{\text{а}},$$

где σ_ϕ определяется как и для однополосных шин;

$$\sigma_n = \frac{M_n}{W_n} 10^{-6}$$

(размеры элементов в данной формуле необходимо подставлять в см),
 где W_n – сопротивление пакета, определяется по рис. 120 [9];
 M_n – изгибающий момент,

$$M_n = \frac{F_n \cdot l_n}{12},$$

где l_n – расстояние между дополнительными прокладками, расположенными между шинами в середине пролета: $l_n = l/2$;

F_n – усилие между полосами двухполосного пакета, определяемое по формуле

$$F_n = \kappa_\phi \cdot l_g \cdot i_y^2 / 10b$$

(размеры элементов подставлять в м),

где κ_ϕ – коэффициент формы для двухполосного пакета, определяемый по кривым рис. 119 [9].

Проверка жестких шин на термическую устойчивость выполняется так же, как и для гибких шин.

Жесткие шицы РУ-3,3 кВ на электродинамическую устойчивость не проверяют, так как полное время отключения к.з. в цепях постоянного тока мало и при этом ток к.з. не достигает установившегося значения.

В РУ-3,3; 6; 10 кВ шины крепятся на опорных и проходных изоляторах.

Выбор опорных изоляторов выполняется:

– по номинальному напряжению

$$U_{из} \leq U_n;$$

– допустимой нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{доп},$$

где $F_{расч}$ – сила, действующая на изолятор

$$F_{расч} = 0,176 \cdot i_y^2 \cdot l/a,$$

где l, a – см. выше;

$F_{доп}$ – допустимая нагрузка [7, 8, 11]

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр},$$

где $F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб [7, 8, 11]

Проходные изоляторы выбираются:

– по напряжению

$$U_{уст} \leq U_n;$$

– номинальному току

$$I_{раб\ max} \leq I_n.$$

Проверяются:

– по допустимой нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{доп},$$

где

$$F_{расч} = 0,5 F_{разр},$$

$F_{расч}, F_{доп}$ – см. выше;

– термической стойкости

$$q \geq q_{\min} = \frac{\sqrt{B_r \cdot 10^6}}{C},$$

где q – сечение токоведущего стержня изолятора, мм².

5.2.2. Выключатели

Высоковольтные выключатели выбираются по следующим условиям:

1) по напряжению установки

$$U_n \geq U_{н\ уст};$$

2) номинальному току

$$I_n \geq I_{раб\ max};$$

3) конструктивному исполнению: масляные с большим или малым объемом масла, вакуумные, элегазовые.

Марки и технические данные ряда вакуумных и элегазовых выключателей приведены в таблицах 14–16.

Выбранные выключатели проверяются:

1) на электродинамическую стойкость

$$i_y \leq i_{np},$$

где i_y – ударный ток к.з. в цепи выключателя;

i_{np} – амплитудное значение предельного сквозного тока к.з. (по каталогу);

2) термическую стойкость

$$B_k \leq I_m \cdot t_m,$$

где B_k – тепловой импульс в цепи выключателя;

I_m – ток термической стойкости (по каталогу);

t_m – время протекания тока термической стойкости (по каталогу);

3) номинальному току отключения

$$I_{н\ откл} \geq I_{н.л.},$$

где $I_{н\ откл}$ – номинальный ток отключения (по каталогу);

$I_{н.л.}$ – действующее значение периодической составляющей тока к.з. в момент расхождения контактов;

4) номинальному току отключения аperiodической составляющей тока к.з.

$$i_{a\ ном} \geq i_a,$$

где $i_{a\ ном}$ – номинальное нормируемое значение аperiodической составляющей тока к.з.

$$i_{a\ ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{н\ откл},$$

где $\beta_{ном}$ – номинальное содержание аperiodической составляющей, определяется по кривой $\beta_{ном} = f(\tau)$ [6, рис. 11] или по формуле

$$\beta_{ном} = e^{-\tau/0,045},$$

где $\tau = t_{з\ min} + t_{св}$ – время от начала к.з. до расхождения контактов выключателя;

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

$t_{св}$ – собственное время отключения выключателя: от момента подачи импульса на электромагнит отключения привода выключателя до момента расхождения контактов, принимается из справочных данных [7, 8, 11],

$$i_{от} = I_{н.л.} \cdot e^{-t/T_a},$$

где $T_a = 0,05$ с – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока к.з. при $t = 0$;

5) полному току отключения

$$\sqrt{2} \cdot I_{н\ откл} (1 + \beta_n) > \sqrt{2} \cdot I_k + i_{от};$$

6) включающей способности:

$$I_k \leq I_{н\ вкл};$$

$$i_y \leq i_{н\ вкл};$$

где I_k – эффективное значение номинального тока включения;

$i_{н\ вкл}$ – амплитудное значение номинального тока включения [7, 8, 11].

Быстродействующие выключатели постоянного тока выбираются по условию

$$I_{max\ откл} \geq I_{к\ уст};$$

где $I_{max\ откл}$ – максимальный ток отключения [7, 11];

$I_{к\ уст}$ – установившийся ток к.з. на шинах 3,3 кВ, определяемый по формуле

$$I_{к\ уст} = \kappa \cdot I_k,$$

где κ – коэффициент, учитывающий наличие быстродействующих выключателей, отключающих ток к.з. до момента достижения им пикового значения, равный 0,6+0,7.

На электродинамическую и термическую стойкость быстродействующие выключатели не проверяются.

Таблица 14

Технические данные вакуумных и элегазовых выключателей 10 кВ

Параметры	Марка выключателя					
	ВВП-10	LF-1(2)	LF-3	ЗАН-3	ЗАН-5	ВВ/ТЕЛ
Номинальное напряжение, кВ	10	10	10	12	12	10
Номинальный ток, А	3200	630, 1250 (2000)	1250, 2500, 3150	1250+ 12000*	800+ 1250	630 1000 1600
Номинальный ток отключения, кА	40	25; 31,5	25; 31,5	31,5+ 80	13,1+ 25	20 (31,5)
Сквозной ток к.з.: - наибольший пик, кА, не более - начальное действующее значение - периодической составляющей, кА	128 40	64, 81	64, 81	125 (160) 31,5+ 80	63 13,1+ 25	52 (81) 20 (31,5)
Ток термической стойкости, кА	40	25; 31,5	25; 31,5	31,5+ 80	13,1+ 25	20 (31,5)
Время протекания тока к.з., с	3	3	3	3	3	3
Собственное время отключения, с	0,035	0,048	0,048	0,065	0,065	0,015
Полное время отключения, с	0,055	0,07	0,07	0,08	0,08	0,025
Время включения, с	0,075	0,065	0,065	0,08	0,075	0,07
Механический ресурс, В-О	5000	10000	10000	10000	10000	50000 30000
Коммутационный ресурс, В-О: - при номинальном токе - при номинальном токе отключения	5000 25	10000 40	10000 40	10000 85+30	10000 25	50000 100 100
Масса масла (элегаза), кг	0,8	0,4 (0,46)	0,52	-	-	-
Тип привода	Пружин	Пружин.	Пружин.	Пружин н.	Пружин н.	ЭМ (встроен.) ЭМ (встроен.)
Срок службы, лет	30	30	30	20+25	20+25	25 25

Примечание: * - более 4000 А и $I_{н\text{откл}} = 80$ кА реализуется при параллельной работе трех выключателей.

Таблица 15

Технические данные вакуумных и элегазовых выключателей 35 (27,5) кВ

Параметры	Марка выключателя					
	ВВ/ТЕЛ	ВБЭТ	ВВУС	ВВНТ-35(27,5)	ВБЭС-35	ЗАН-3
Номинальное напряжение, кВ	35	35(27,5)	35(27,5)	35 (27,5)	35	36
Номинальный ток, А	630	35 (27,5) 630 (1600)	1000	630	1600	1250+ 12000*
Номинальный ток отключения, кА	12,5	20	25	20 (25)	25	31,5+80 12,5 (20)
Сквозной ток к.з.: - наибольший пик, кА, не более - начальное действующее значение - периодической составляющей, кА	32 12,5	52 20	63 25	51 20 (25)	51 25	125 (160) 31,5+80 12,5 (20)
Ток термической стойкости, кА	12,5	20	25	20 (25)	25	31,5+80 12,5 (20)
Время протекания тока к.з., с	3	3	3	3	3	3
Собственное время отключения, с	0,015	0,06	0,035	0,05	0,05	0,04 0,065
Полное время отключения, с	0,025	0,08	0,06	0,08	0,08	0,08 0,12
Время включения, с	0,07	0,15	0,135	0,07	0,07	0,13 5000
Механический ресурс, тыс. В-О	30000	20000	20000	20000	20000	20000 2000
Коммутационный ресурс, В-О: - при номинальном токе - при номинальном токе отключения	30000 100	25000 200	20000 70	25000 50	20000 50	10000 85+30 33
Масса масла (элегаза), кг	-	200 (70)	-	180 (60)	180	-
Тип привода	ЭМ (встроен.)	ПЭМУ-500 (200)	ПЭМУ (пру- жин.)- 500(200)	Пруж жив.	ПЭМУ-500 (200)	Пру- жив. 1(2,3)
Срок службы, лет	30	25	30	25	25	20+25 30

Примечание: * - более 4000 А и $I_{н\text{откл}} = 80$ кА реализуется при параллельной работе трех выключателей.

Технические данные вакуумных и элегазовых выключателей на 110(220) кВ

Параметры	Марка выключателя										
	ВВП-110	ВГТ-110(220)	ВЭВ-110(220)	ВГБП(ВГБУ)-220	ВБ-110	РМ-121(242)	ЗАРПГ-145(245)	ЗАРПДТ-145(245)	ЛТВ-145	НПЛ-245	
Номинальное напряжение, кВ	110	110(220)	110(220)	220	110	121(242)	145(245)	145(245)	145	245	
Номинальный ток, А	2000	2500	2000; 2500	2000	2500	1200; 2000; 3000	3150	3150	3150	2000; 3150	
Номинальный ток отключения, кА	31,5	40	40	40(50)	40	20; 40; 50; 63	31,5(40); 40(50)	40(50)	40	31,5; 50	
Сквозной ток к.з.:											
– наибольший пик, кА, не более	80	102	102	102	100	102	100	100(125)	102	158	
– начальное действующее значение периодической составляющей, кА	31,5	40	40	40(50)	40	20; 40; 50; 63	31,5(40); 40(50)	40(50)	40	31,5; 50	
Ток термической стойкости, кА	31,5	40	40	40(50)	40	20; 40; 50; 63	31,5(40); 40(50)	40(50)	40	31,5; 50	
Время протекания тока к.з., с	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
Собственное время отключения, с	0,03	0,035	0,035	0,035	0,032	0,025	0,027	0,027	0,025	0,02	
Полное время отключения, с	0,05	0,055	0,055	0,055	0,055	0,055	0,055(59)	0,055(58)	0,04	0,04	
Время включения, с	0,085	0,1	0,08	0,08	0,6	0,053	0,060(65)	0,060	0,04	0,07	
Механический ресурс, тыс. В-О	10000	5000	5000	3000	10000	5000	15000	15000	10000	10000	
Коммутационный ресурс, В-О:											
– при номинальном токе	10000	3000	5000	2500	2500	2000	6000	6000	2500	5700;	
– при номинальном токе отключения	25	34	20	20	40	20	40	40	40	2500	
Масса элегаза, кг	-	6,3(20)	27,3	40	27	30(43)	8(21,9)	27(67)	5	18	
Тип привода	Пружин.	Пружин.	Пружин.	Пневм. (гидравл.)	Пружин.	Пружин.	Пружинный	Пружинный	ВЛГ-1002А (пружинный)		
Срок службы, лет	30	40	40	30	40	30	30	30	30	30	

5.2.3. Разъединители

Разъединители выбираются:

- 1) по напряжению установки

$$U_n \geq U_{н\text{уст}}$$

- 2) номинальному току

$$I_n \geq I_{\text{раб max}}$$

- 3) виду установки (внутренняя или наружная);

- 4) конструктивному исполнению: однополюсные или трехполюсные; с заземляющими ножами или без них; с вертикальным расположением главных ножей или с горизонтальным; с ручным или двигательным приводом; внутренней или наружной установки; с фарфоровыми или полимерными опорно-стержневыми изоляторами.

Выбранные разъединители проверяются:

- 1) на электродинамическую стойкость

$$i_y \leq i_{пр}$$

- 2) на термическую стойкость

$$B_k \leq I_m^2 t_m$$

Разъединители РУ-3,3 кВ на электродинамическую и термическую стойкость не проверяются.

В таблице 17 представлены технические данные разъединителей нового типа SGF, RUHRTAL зарубежного производства и РГ отечественного производства. Разъединители марки SGF выпускают горизонтально-поворотного типа, RUHRTAL – горизонтально-поворотного, вертикально-пантографного, горизонтально-пантографного, рубящего, двухразрывно-поворотного типов. Разъединители марки РГ (РГП) выпускают горизонтально-поворотного типа.

Технические данные разьединителей новых серий

Параметры	SGF-123(245) 110 (220)	RUHRTAL		РГ (РГП)			
		36	123	245	35	110	220
Номинальное напряжение, кВ	1600, 2500	4000	2500, 3150, 4000	2500, 4000	1000, 2000	1000, 2000	1000, 2000
Номинальный ток, А	100	100	100, Г2,5, 160	12,5, 160	40, 80	80, 100	80, 100
Ток электродинамической стойкости, кА							
Ток термической стойкости, кА	40 (40,50)	31,5	31,5; 63	63	16; 31,5	31,5; 40	31,5; 40
Допустимое время протекания тока к.з., с	3	3	3	3	3	3	3

5.2.4. Короткозамыкатели

Выбираются по напряжению установки

$$U_n \leq U_{н уст.}$$

Проверяются:

1) на электродинамическую стойкость

$$i_y \leq i_{пр};$$

2) на термическую стойкость

$$B_k \leq I_m^2 t_m.$$

В РУ-110, 220 кВ применяются однополюсные короткозамыкатели. Двухполюсные короткозамыкатели проверяются на электродинамическую и термическую стойкость по току двухфазного к.з. на землю. Однополюсные короткозамыкатели проверяются только на термическую стойкость по току однофазного к.з.

5.2.5. Отделители

Выбираются:

1) по напряжению установки

$$U_n \geq U_{н уст};$$

2) по номинальному току

$$I_n \geq I_{раб max.}$$

Проверяются:

1) на электродинамическую стойкость

$$i_y \leq i_{пр};$$

2) на термическую стойкость

$$B_k \leq I_m^2 t_{т.}$$

В настоящее время на вводах силовых трансформаторов рекомендуется устанавливать вместо отделителей и короткозамыкателей выключатели ввиду низкой надежности работы отделителей и короткозамыкателей в зимнее время в условиях холодного климата [14].

5.2.6. Предохранители

Предохранители на напряжение свыше 1000 В используют для защиты трансформаторов напряжения (ТН) в РУ 6; 10 кВ. При этом применяют предохранители типа ПKN, ПК и ПКТ (трубчатые с кварцевым наполнителем).

Предохранители выбирают по номинальному току

$$I_n \geq I_{\text{раб max}}$$

Проверяют по номинальному току отключения

$$I_{\text{н откл}} \geq I_{\text{к}}$$

5.2.7. Выбор измерительных трансформаторов

Контрольно-измерительные приборы устанавливаются для контроля электрических параметров в схеме подстанции и расчетов за электроэнергию, потребляемую и отпускаемую ТП.

1. Измерение тока выполняется на вводах силовых трансформаторов со стороны всех ступеней напряжения; на всех питающих и отходящих линиях, фидерах контактной сети, ТСН (по вводу НН).

2. Измерение напряжения осуществляется на шинах всех РУ и преобразовательных агрегатах (со стороны выпрямленного напряжения).

3. Учет активной и реактивной энергии с помощью счетчиков выполняется на вводах низкого напряжения понизительных, тяговых трансформаторов, фидерах потребителей, ТСН (счетчик активной энергии устанавливается по вводу НН).

5.2.7.1. Трансформаторы тока

Трансформаторы тока (ТТ) выбирают:

1) по напряжению установки

$$U_n \geq U_{\text{н уст}}$$

2) по номинальному току первичной обмотки

$$I_{1н} \geq I_{\text{раб max}}$$

где $I_{1н}$ – номинальный ток первичной обмотки ТТ (5, 10, 15, 20, 30, 40, 50, 75, 100, 150, 200(250), 300, 400 (500), 600 (750), 800, 1000, 1200, 1500, 2000, 3000, 4000, 5000, 6000, 8000, 10000, 15000 А) (в скобках указаны номинальные токи ТТ, выполненных с секционированной первичной обмоткой);

3) по роду установки (внутренняя, наружная);

4) по классу точности (при питании расчетных счетчиков – 0,5; цитовых приборов и контрольных счетчиков – 1; релейной защиты – 3 и 5 (10)).

Выбранный ТТ проверяется:

1) на электродинамическую стойкость

$$i_y \leq \kappa_{\text{дин}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н}$$

где $\kappa_{\text{дин}}$ – коэффициент динамической стойкости, выбирается из [7, 8, 11] или рассчитывается по формуле

$$\kappa_{\text{дин}} = \frac{i_{\text{пр}}}{\sqrt{2} \cdot I_{1н}}$$

2) термическую стойкость

$$B_k \leq (\kappa_T \cdot I_{1н})^2 \cdot t$$

где t – время термической стойкости [7, 8, 11];

κ_T – кратность термической стойкости, выбирается из [7, 8, 11] или рассчитывается по формуле

$$\kappa_T = \frac{I_T}{I_{1н}}$$

3) соответствие классу точности для номинальной нагрузки

$$z_2 \leq z_{2 \text{ ном}}$$

где z_2 – вторичная нагрузка наиболее нагруженной фазы ТТ.

Так как индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, то

$$z_2 = r_2,$$

где $r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}$

$r_{\text{приб}}$ — сопротивление токовых обмоток измерительных приборов и реле

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2},$$

где $S_{\text{приб}}$ — мощность, потребляемая приборами и реле [6, 8];

$I_{2н}$ — номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока;

$r_{\text{пров}}$ — сопротивление проводов

$$r_{\text{пров}} = \rho \cdot \frac{l_{\text{пр.расч}}}{q_{\text{пр}}},$$

где ρ — удельное сопротивление материала провода (для контрольных кабелей с медными жилами — $1,75 \times 10^{-8}$; с алюминиевыми — $2,83 \times 10^{-8}$); провода контрольных кабелей с медными жилами обязательно применяют во вторичных цепях подстанций с напряжением 220 кВ, в остальных случаях обычно с алюминиевыми жилами;

$q_{\text{пр}}$ — сечение проводов, которое должно быть не меньше $4,0 \times 10^{-6} \text{ м}^2$ (для алюминиевых) и $2,5 \times 10^{-6} \text{ м}^2$ (медных), но не более $10 \times 10^{-6} \text{ м}^2$ [6];

$l_{\text{пр.расч}}$ — расчетная длина соединительных проводов, которая зависит от схемы соединения ТТ с приборами (рис. 2).

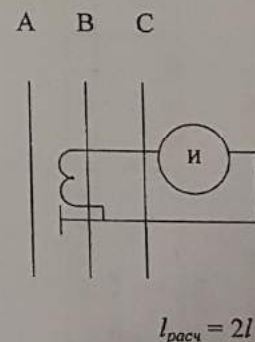
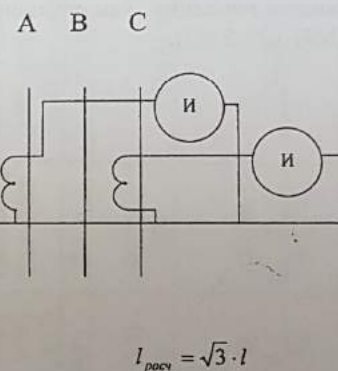
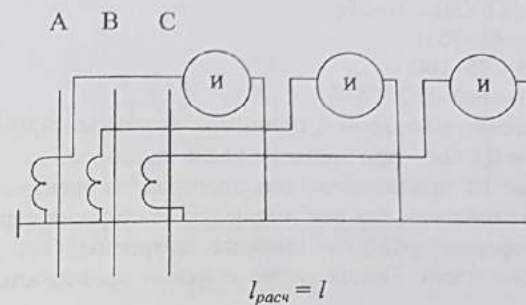


Рис. 2. Расчетная длина соединительных проводов

Длина проводов от ТТ до приборов l может быть принята, м:
РУ-10 кВ (КВВО) — 4-6;

РУ-10 кВ (КРУН) – 30–50;

РУ-35 кВ – 60–75;

РУ-110 кВ – 75–100;

РУ-220 кВ – 100–150.

Сопротивление контактов r_k принимается равным 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом – при большем числе приборов.

Встроенные ТТ принимаются без проверки на электродинамическую и термическую стойкость, так как токоведущие стержни аппаратов (вводы силовых трансформаторов), в которые встроены ТТ, являются их первичными обмотками. Токоведущие стержни проверяются при выборе этих аппаратов.

В таблице 18 представлена информация по новым типам ТТ – элегазовым, и с таким видом изоляции, как очищенный кварцевый песок, пропитанный маслом (ИМВ-123(245)).

Таблица 18

Технические данные трансформаторов тока новых серий

Параметры	Марка трансформатора тока					TG-245	
	ИМВ-123(245)	ТТФ-110	ТТФ-220	TG-145	Основное исполнение	Варианты	
Номинальный первичный ток, А	50÷3000	100, 150, 200, 300, 400, 600, 750, 1000, 1500, 2000	600÷1200, 750+1500, 1000÷2000, 1500÷3000	300–600–1200 (осн. исполн.) 400–800, 500–1000, 1000–2000, 1500–3000 (по заказу)	500–1000–2000	500–1000; 300–600–1200; 400–800–1600–2000	
Номинальный вторичный ток, А	5 или 1	5 или 1	5 или 1	5 или 1	5 или 1	5 или 1	
Класс точности обмоток: – для измерений – для защиты	0,2 5Р или 10Р	0,2 (0,5) 10Р	0,2 (0,5) 10Р	0,2 5Р или 10Р	0,5 10Р	0,2 10Р	
Номинальная вторичная нагрузка, ВА: – обмотки для измерений – для защиты	30 от 30 до 75	20, 30, 60	20, 30, 60	20, 30, 40	30 30	20 20	
Номинальная предельная кратность	20	20, 30	20, 30	20	20	20	
Время протекания тока термической стойкости, с	2	3	3	3	3	3	
Ток термической стойкости (I _T), кА, для первичных токов: – 50–150 А – 200–300 А – 400–3000 А	20 40 63	16+60	50+60	20	15	20	
Ток электродинамической стойкости, кА	2,5× I _T	45+170	125+150	80	125	80	

5.2.7.2. Трансформаторы напряжения

ТН выбираются:

1) по напряжению установки

$$U_n \geq U_{уст};$$

2) конструкции и схеме соединения обмоток (в соответствии с измерительными приборами и реле, присоединяемыми к ТН);

3) классу точности (при питании расчетных счетчиков – 0,5; щитовых приборов, контрольных счетчиков и реле – 1; 3);

4) на соответствие классу точности по вторичной нагрузке

$$S_2 \leq S_{2ном},$$

где $S_{2ном}$ – номинальная мощность ТН в выбранном классе точности (при установке однофазных ТН, соединенных в звезду, $S_{ном}$ представляет собой сумму мощностей трех трансформаторов, соединенных по схеме открытого треугольника – двух трансформаторов;

S_2 – суммарная мощность, потребляемая подключенными к ТН приборами.

$$S_2 = \sqrt{[\sum(S_{приб} \cdot \cos \varphi_{приб})]^2 + [\sum(S_{приб} \cdot \sin \varphi)]^2},$$

где $S_{приб}$ – мощность, потребляемая всеми катушками одного прибора [6, 8];

$\cos \varphi_{приб}$ – коэффициент мощности прибора.

В таблице 19 приведены марки используемых ТН и трансформаторов напряжения новых типов (элегазовые, емкостные, с литой изоляцией, антиферрорезонансные), а также указаны их номинальные параметры.

Таблица 19

Трансформаторы напряжения

Место установки ТН	Тип ТН	$U_{н2}$, В	$S_{2н}$, ВА (класс точности 0,5)
Шины опорных ТП и перемычка транзитной ТП	Три однофазных ТН: 3×НАМИ-110(220), 3×ЗНОГ-110(220), СРА(СРВ)-123(245)	$100/\sqrt{3}$	3×400 3×150 3×200(400)
Обходная система шин РУ-110(220) кВ опорных ТП	Один однофазный ТН: НАМИ-110(220), ЗНОГ-110(220), СРА(СРВ)-123(245)	$100/\sqrt{3}$	400 150 200(400)
Шины районных РУ-35 кВ ТП	Три однофазных ТН: 3×ЗНОМ-35, 3×ЗНОЛ-35, Трехфазный НАМИ-35	$100/\sqrt{3}$ 100	3×150 200
Шины РУ-10 кВ ТП постоянного тока или районного РУ-10 кВ ТП переменного тока	1.Трехфазные ТН: НТМИ-10, НАМИТ-10 2.Три однофазных ТН: 3×НОМ-10, 3×НОЛ-10	$100/\sqrt{3}$	120 200 3×75 3×75
Шины РУ-27,5 кВ ТП	Два однофазных ТН: 2×ЗНОМ-35, 2×ЗНОЛ-35, Трехфазный НАМИ-35	100 100	2×150 200
Шины РУ-2×27,5 кВ ТП	Четыре однофазных ТН: 4×ЗНОМ-35, 4×ЗНОЛ-35, Трехфазный НАМИ-35	100 100	4×150 200

При секционированной системе СШ устанавливаются два ТН на обеих секциях, каждый из которых должен обеспечивать питание всех измерительных приборов в классе точности 0,5.

5.2.8. Устройства защиты от перенапряжения

Защита от волн перенапряжения, набегающих по воздушным линиям, и от коммутационных перенапряжений выполняется ограничителями перенапряжения или разрядниками. Марки и технические данные ограничителей перенапряжения, выпускаемых различными предприятиями, приведены в таблицах 20–21.

Таблица 20

Ограничители перенапряжения

Номинальное напряжение сети, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Остающееся напряжение при импульсе 8/20 мкс, кВ					Остающееся напряжение при коммутац. импульсе, кВ				
			1,5 кА	3 кА	5 кА	10 кА	20 кА	40 кА	125 А	250 А	500 А	1000 А
VariSTAR – UltraSIL (ОАО «Электрозавод») + Cooper Power Systems Division)												
3	5,1	6	17,2	18,2	19,1	20,8	23,0	25,9	14,8	-	15,9	-
10	12,7	15	40,4	43,0	44,9	49,0	54,2	61,0	34,9	-	37,4	-
10	15,3	18	48,5	51,6	53,9	58,8	65,0	73,2	41,9	-	44,8	-
35	42,0	54	134	142	148	162	179	202	115	-	124	-
35	48,0	60	150	160	167	182	201	227	130	-	139	-
VariSTAR – AZG4 (ОАО «Электрозавод») + Cooper Power Systems Division)												
110	76	96	191	200	207	220	242	280	-	173	178	185
110	84	108	211	221	228	243	268	310	-	192	197	204
110	98	120	246	258	266	283	312	361	-	224	229	238
220	152	192	382	400	413	439	484	561	-	347	356	369
220	160	198	402	420	435	463	509	590	-	365	375	389
220	165	204	415	434	449	477	525	608	-	377	386	401
ЗЕК7 (Siemens)												
12	15	12	-	-	41,7	45,3	51,7	-	-	-	34,5	-
12	15	12	-	-	36,8	39,9	45,5	-	-	-	30,4	-
36	45	36	-	-	119,5	129,8	148,0	-	-	-	98,7	-
36	45	36	-	-	106,2	115,4	131,6	-	-	-	87,8	-
40,5	50	40,5	-	-	119,0	128,0	148,0	-	-	-	98,0	-

Таблица 21

Ограничители перенапряжения

Номинальное напряжение сети, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Остающееся напряжение при импульсе 8/20 мкс, кВ					Остающееся напряжение при коммутац. импульсе, кВ				
			1,5 кА	3 кА	5 кА	10 кА	20 кА	40 кА	125 А	250 А	500 А	1000 А
EXLIM R (Asea Brown Boveri + Уралэлектротрактормаш)												
123	58	72	-	-	180	192	214	-	-	-	149	155
123	72	90	-	-	225	240	267	-	-	-	186	194
123	77	96	-	-	240	256	285	-	-	-	199	207
123	78	108	-	-	270	288	320	-	-	-	224	232
123	78	120	-	-	300	320	356	-	-	-	248	258
123	78	132	-	-	330	352	391	-	-	-	273	284
ОПН-РС/ТЕЛ (ПГ Таврида Электрик)												
10	12,7	10	0,5 кА	1 кА	5 кА	10 кА	20 кА	40 кА	-	-	-	-
			31,7	-	40,0	42,8	-	-	-	-	31,5	-
ОПН-КР/ТЕЛ (ПГ Таврида Электрик)												
10	10,5	10	-	27,5	31,2	34,0	-	-	-	-	26,1	-
10	11,5	10	-	29,9	33,9	37,0	-	-	-	-	28,4	-
10	12,0	10	-	32,4	36,7	40,0	-	-	-	-	30,7	-
ОПН-КС/ТЕЛ (ПГ Таврида Электрик)												
10	10,5	10	-	-	20,6	33,0	-	-	-	-	24,0	26,0
10	11,5	10	-	-	33,2	35,8	-	-	-	-	27,1	28,2

Ограничители перенапряжения

Номинальное напряжение сети, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Остающееся напряжение при импульсе 8/20 мкс, кВ					Остающееся напряжение при коммутационном импульсе, кВ							
			0,5 кА	1 кА	5 кА	10 кА	20 кА	40 кА	125 А	250 А	500 А	1000 А	2000 А		
10	10,5	10	ОПН-У/ТЕЛ (ПП Таврида Электрик)												
10	11,5	10	26,2	-	20,6	33,0	-	-	-	-	-	-	24,9	26,0	-
10	12,7	10	28,4	-	33,2	35,8	-	-	-	-	-	-	27,1	28,2	-
			31,5	-	36,8	39,6	-	-	-	-	-	-	30,0	31,2	-
27	30	27	ОПН-У/ТЕЛ (ПП Таврида Электрик)												
27	33	27	76	-	90	97	-	-	-	-	-	-	72	75	-
35	38,5	35	84	-	99	107	-	-	-	-	-	-	80	83	-
35	40,5	35	96	-	113	122	-	-	-	-	-	-	91,5	95	-
35	42,0	35	101	-	118	128	-	-	-	-	-	-	96	100	-
110	73	110	105	-	123	133	-	-	-	-	-	-	100	104	-
110	77	110	185	-	218	233	251	-	-	-	-	-	178	183	-
110	84	110	195	-	230	245	264	-	-	-	-	-	186	193	-
220	146	220	213	-	251	269	289	-	-	-	-	-	203	211	-
220	154	220	370	-	436	466	502	-	-	-	-	-	356	366	-
220	168	220	390	-	460	492	528	-	-	-	-	-	372	386	-
220		220	426	-	502	538	580	-	-	-	-	-	406	422	-

В РУ напряжением 10 кВ и выше соответственно устанавливаются вентильные разрядники: РВО-10; РВС-35; РВМ-35У (РУ-27,5 кВ); РВС-110, 220. В РУ-3,3 кВ устанавливаются разрядники: 1) на выводах выпрямленного напряжения преобразователя – РБК-3.3 (шестипульсовая схема выпрямления); РВКУ-1.65 (двенадцатипульсовая); 2) плюсовой-минусовой выводы агрегата – РВБК-3.3 (шестипульсовая); РВКУ-1.65 (двенадцатипульсовая); 3) плюсовая-минусовая шины 3,3 кВ – РВПК-3.3; 4) фидеры контактной сети – РВКУ-3.3.

Ограничители перенапряжения или разрядники выбирают по условию

$$U_n \geq U_{нуст.}$$

В настоящее время на тяговых подстанциях вместо разрядников рекомендуется устанавливать ограничители перенапряжения [11, 15].

6. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ И ВЫБОР ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

6.1. Выбор аккумуляторной батареи и зарядно-подзарядного агрегата

В качестве аккумуляторных батарей (АБ) используются, как правило, свинцово-кислотные и в отдельных случаях щелочные железо-никелевые АБ.

Выбор аккумуляторной батареи заключается в определении типового номера батареи, состоящей из СК-аккумуляторов стационарного типа, и расчете числа последовательно включенных элементов.

Число элементов АБ, работающей в режиме постоянного подзаряда, определяется:

$$n = \frac{U_{ши}}{U_{подз}}$$

где $U_{ши}$ – напряжение на шинах АБ, равное 258 В (для ТП с первичным напряжением 110, 220 кВ), от которого питаются приводы выключателей;

$U_{подз}$ – напряжение подзаряда, равное 2,15 В.

Номер АБ определяют, исходя из расчетной емкости $Q_{расч}$ и наибольшего тока при разряде,

$$Q_{расч} = I_{дл.разр} \cdot t_{ав} = (I_{пост} + I_{ав}) t_{ав}$$

где $I_{дл. разр}$ – расчетный ток длительного разряда;
 $I_{пост}$ – ток, потребляемый постоянно подключенными потребителями;
 $I_{ав}$ – ток, потребляемый потребителями, подключенными к АБ в аварийном режиме;
 $t_{ав}$ – время аварийного режима, равное 2 ч.

$$I_{пост} = \frac{P_{усз}}{U_{бн}},$$

где $P_{усз}$ – мощность цепей управления, защиты и сигнализации;
 $U_{бн} = 220$ В;

$$I_{ав} = \frac{P_{ав}}{U_{бн}},$$

где $P_{ав}$ – мощность аварийного освещения.
 Номер АБ по условиям длительного режима

$$N_{дл} \geq 1,1 Q_{расч} / Q_1,$$

где Q_1 – емкость двухчасового разряда аккумулятора СК-1, равная 22 А·ч.
 Наибольший ток при кратковременном режиме разряда АБ

$$I_{кр. разр} = I_{дл. разр} + I_{вкл},$$

где $I_{вкл}$ – ток, потребляемый наиболее мощным приводом при включении выключателя (табл. 22).

Таблица 22

Ток включения привода выключателя, А, для некоторых типов приводов при $U_{н} = 220$

Тип привода	Тип выключателя	$I_{вкл}$, А
ППрК-1400(1800)	ВМТ-110(220), ВГТ-110(220)	2,5
ППрК-1800	ВЭБ-110	2,5
Пневматический	ВГБП-220	2,5
Гидравлический	ВГБУ-220	2,5
FSA2 (пружинный)	PM-121(245)	6
Пружинный	ЗАР1FG-145(245)	6
Пружинный	ЗАР1DT-145(245)	6
BLG-1002A (пружинный)	ЛТВ-145; НРЛ-245	6
ПЭМУ-800	ВМУЭ-35	122
ПЭМУ-500	ВМУЭ-27,5	100

Окончание таблицы 22

Тип привода	Тип выключателя	$I_{вкл}$, А
ПЭМУ-200	ВВК-27,5	48
ПЭМУ-500	ВВУС-35 (ВВЭС-35)	100
ПЭМУ-200	ВВУС-27,5 (ВВЭС-27,5)	48
Пружинный	ВБНТ-35	3
Пружинный	ВБНТ-27,5	3
ПЭМ-1(2,3)	ВГБЭ(ЭП)-35	40
ПЭ-11	ВМП-10, ВКЭ-10, ВМПЭ-10	58
Встроенный ЭМ	ВВ/TEL-10	10
A7204-M706 (пружинный)	ВГП-10	3
Встроенный пружинный	ЗАН-3; ЗАН-5	3
Встроенный пружинный	LF-1(2,3)	7

Номер АБ по условиям кратковременного режима

$$N_{кр} = \frac{I_{кр. разр}}{46},$$

где 46 А – ток кратковременного разряда для СК-1.
 Наибольший ток подзарядного агрегата

$$I_{зар.л} = I_{пост} + I_{зар},$$

где $I_{зар} = 5,25N$ – для СК-1+СК-5;
 $I_{зар} = 3,75N$ – для остальных.
 Мощность зарядного агрегата

$$P_{зар} \geq U_{зар} \cdot I_{зар},$$

где $U_{зар} = n \cdot 2,15 + (2+3)$,

где n – число элементов АБ.

Мощность подзарядного преобразователя

$$P_{подз} \geq U_{ин} \cdot (I_{подз} + I_{пост}),$$

где $I_{подз} = I_{пост} + 0,15N$;

$$U_{ин} = 258$$
 В.

По указанным условиям выбираются зарядный и подзарядный преобразователи [7, 11].

Обычно выбираются в качестве подзарядных и зарядных преобразователей выпрямители типа ВА3П-380/260-40/80 при СК-10 и два таких агрегата при $N \geq 10$.

6.2. Выбор трансформатора собственных нужд

На тяговой подстанции устанавливаются два ТСН с вторичным напряжением 380/220 В, каждый из которых рассчитан на полную мощность собственных нужд.

Питание ТСН на ТП постоянного тока осуществляется от шин 10(35) кВ, а на подстанции переменного тока – от шин ОРУ-27,5 кВ или 2×27,5 кВ.

На опорных тяговых подстанциях при использовании масляных выключателей в РУ-110(220) кВ расход энергии СН в зимнее время значительно увеличивается ввиду большого числа выключателей, имеющих мощные устройства подогрева масла и приводов. Поэтому помимо двух основных ТСН на таких ТП устанавливаются два трансформатора подогрева, мощность которых принимают 400 кВА при первичном напряжении 220 кВ и 250 кВА – при 110 кВ. При использовании элегазовых или вакуумных выключателей в указанных РУ устройства подогрева масла и приводов питаются от обычных ТСН.

Необходимая мощность для питания СН переменного тока может быть определена суммированием мощностей всех потребителей подстанции.

Расчетная мощность ТСН определяется [6]:

$$S_{\text{расч ТСН}} = 0,8 \cdot S_y,$$

где S_y – установленная мощность ТСН:

$$S_y = \sqrt{(\Sigma P_y)^2 + (\Sigma Q_y)^2},$$

где ΣP_y , ΣQ_y – суммарная соответственно активная и реактивная установленная мощность СН:

$$P_y = \kappa_n P,$$

$$Q_y = P_y \operatorname{tg} \varphi,$$

где κ_n – коэффициент использования;

P – заданная мощность СН;

$\operatorname{tg} \varphi$ – тангенс φ конкретного вида СН.

Для ТП, на которых не устанавливают отдельные трансформаторы подогрева, к мощности P_y необходимо прибавить мощность подогрева масла и приводов выключателей, установленных на открытой части ТП (прил. 5).

Тип ТСН выбирается по справочной литературе [7, 8, 11].

7. РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЯЮЩЕГО УСТРОЙСТВА

Расчет заземляющего устройства (ЗУ) в курсовом проекте предлагается выполнить по методике, изложенной в [5].

В основу расчета положен графо-аналитический метод, основанный на применении теории подобия, которая предусматривает:

1. Замену реального грунта с изменяющимся по глубине удельным сопротивлением эквивалентной двухслойной структурой с сопротивлением верхнего слоя ρ_1 , толщиной h и сопротивлением верхнего слоя ρ_2 , значения которых определяются методом вертикального электрического зондирования (рис. 3).

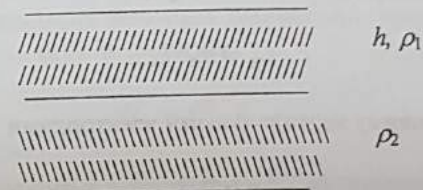


Рис. 3. Модель реального грунта

2. Замену реального сложного заземляющего контура, состоящего из системы вертикальных электродов, объединенных уравнительной сеткой с шагом 4–20 м, и любой конфигурации – эквивалентной квадратной расчетной моделью с одинаковыми ячейками, однослойной структурой земли (ρ_2) при сохранении их площадей (S), общей длины вертикальных (L_a), горизонтальных (L_z) электродов, глубины их залегания (h_z), значения сопротивления растекания (R_z) и напряжения прикосновения (U_{np}) (рис. 4).

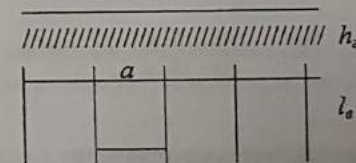


Рис. 4. Эквивалентная расчетная модель заземляющего контура

Предварительно принимаются следующие расчетные величины:

1) длина горизонтальных заземлителей

$$L_r = (22 + 25)\sqrt{S};$$

2) число вертикальных электродов

$$n_B = (0,3 + 0,35)\sqrt{S};$$

3) длина вертикального электрода

$$l_B \geq 2 \cdot h,$$

где h – толщина верхнего слоя земли;
 S – площадь контура заземления;

4) общая длина вертикальных электродов

$$L_B = n_B \cdot l_B;$$

5) расстояние между вертикальными электродами

$$a \geq 2 \cdot l_B;$$

6) глубина заложения горизонтальных электродов $h_z = 0,5 + 0,8$ м.

Площадь заземляющего контура S принимается по плану открытой части ТП, при этом сохраняется расстояние от границы контура до ограждения не менее 2 м. В рамках данного курсового проекта рекомендуется принять площади подстанций соответственно:

- опорной – 16000 м²;
- транзитной – 10000 м²;
- отпаечной (тупиковой) – 6000 м².

Сопротивление заземляющего контура

$$R_s = A \frac{\rho_2}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_2}{L_r + L_B},$$

где $\rho_2 = \left(\frac{\rho_1}{\rho_2}\right)^a \cdot \rho_1$ – эквивалентное сопротивление грунта, Ом·м;

$$A = \left(0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_B + h_r}{\sqrt{S}}\right) \text{ при } 0 < \frac{l_B + h_r}{\sqrt{S}} \leq 0,1;$$

$$A = \left(0,355 - 0,25 \cdot \frac{l_B + h_r}{\sqrt{S}}\right) \text{ при } 0,1 < \frac{l_B + h_r}{\sqrt{S}} \leq 0,5;$$

$$\alpha = 0,19 \left(1 + \lg \frac{4,8h}{l_B}\right) \text{ при } 0,1 < \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1,0;$$

$$\alpha = \left(0,43 \frac{h - h_r}{l_B} + 0,27 \lg \frac{a}{l_B} + 0,04\right) \text{ при } 1 < \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10.$$

Полученное значение сопротивления заземляющего контура R , не должно превышать 0,5 Ом для ТП постоянного тока. Следует учесть наличие естественных заземлителей, чье сопротивление в среднем принимается 2÷3 Ом.

В связи с тем, что окончательным критерием безопасности электроустановки является величина напряжения прикосновения U_{np} [4], определяется его величина по формуле

$$U_{np} = I_k^{(1)} \cdot R_s \cdot \kappa_{np},$$

где $I_k^{(1)}$ – ток однофазного к.з. на землю в РУ питающего напряжения, А;
 κ_{np} – коэффициент прикосновения:

$$\kappa_{np} = M \cdot \beta \cdot \left(\frac{a \cdot \sqrt{S}}{l_B \cdot L_r}\right)^{0,45},$$

где $\beta = \frac{R_{чел}}{R_{чел} + R_{см}}$ – коэффициент, характеризующий условие контакта человека с землей;

$R_{см}$ – сопротивление растекания тока со ступней человека:

$$R_{см} = 1,5\rho_1;$$

$R_{чел} = 1000$ Ом – расчетное сопротивление тела человека;

M – функция отношения ρ_1/ρ_2 , представленная в таблице 23.

Таблица 23

Функция отношения ρ_1/ρ_2

ρ_1/ρ_2	0,5	1	2	3	4	5	6	7	8	10	12
M	0,30	0,5	0,62	0,69	0,72	0,75	0,77	0,79	0,8	0,82	0,83

Допустимое значение напряжения прикосновения определяется в зависимости от времени протекания тока к.з. из [4].

При невыполнении условия $U_{пр} \leq U_{пр, доп}$ необходимо произвести подсыпку слоем щебня $0,15 \pm 0,2$ м по всей территории ОРУ ТП, что позволяет получить значение $\rho_1 = 5000 \pm 10000$ Ом·м и, соответственно, снизить $U_{пр}$, или изменить параметры заземляющего контура для снижения $R_г$.

8. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

8.1. Определение стоимости и расчет затрат на переработку электрической энергии

Определение стоимости проектируемой ТП производится по укрупненным показателям стоимости строительства (УПСС) объектов электрификации железнодорожного транспорта с учетом основных узлов и элементов подстанции [6, приложения 10–19].

Для удобства рекомендуется свести расчет стоимости оборудования ТП, строительных и монтажных работ в таблицу 24.

Таблица 24

Таблица стоимости ТП

Наименование	Строительные работы, тыс. руб.	Монтажные работы, тыс. руб.	Оборудование, тыс. руб.
1. Верхнее строение пути			
2. Здание ТП			
3. Благоустройство территории			
4. ОРУ-110(220) кВ			
5. ОРУ-35 кВ			
6. РУ-10 кВ			
7. Тяговый блок			
8. Питание автоблокировки			
9. Шкафы СН			
10. Прожекторное освещение			
11. Заземление			
12. Отдельно стоящие молниесотводы			
13. Порталы шинных мостов и опоры			
14. Подвеска шин к трансформаторам 110(220) кВ			
15. Резервуар для слива масла, $V, м^3$			
16. Кабельные каналы			
17. Прокладка кабелей и др.			
ИТОГО	$C_{стр} \Sigma =$	$C_{монт} \Sigma =$	$C_{обор} \Sigma =$

В связи с изменением стоимости строительных, монтажных работ и оборудования ТП значения стоимостей, приведенных в указанной литературе [6], необходимо умножить на коэффициент инфляции, равный 250 (данные на 2010 год).

Стоимость ТП определяется по формуле

$$C_{ТП} = C_{стр} + C_{монт} + C_{обор}$$

Годовые эксплуатационные расходы

$$C_{Э} = C_w + C_a + C_{рем} + C_{зп}$$

где $C_w = \frac{1,5\%}{100} \beta \cdot W$ – стоимость потерь электроэнергии;

β – стоимость 1 кВт·ч (1,3 руб./кВт·ч – на 2011 год);

W – перерабатываемое за год количество электрической энергии;

$C_a = \frac{5,5\%}{100} C_{ТП}$ – стоимость амортизационных отчислений;

$C_{рем} = \frac{3\%}{100} C_{ТП}$ – стоимость годового обслуживания и ремонта ТП;

$C_{зп}$ – годовой фонд заработной платы, зависящий от метода обслуживания, штата должностных лиц и окладов [11, табл. 31.6 и 31.7], с учетом средств материального поощрения в размере 40 % от ФЗП.

Расчет годового фонда зарплаты сводится в таблицу 25.

Таблица 25

Расчет ФЗП

Должность	Количество штатных единиц	Оклад, руб.
1. Начальник		
2. Старший электромеханик		
3. Электромеханик		
4. Электромонтер		
5. Уборщица		
Итого		$C_{зп} \text{ мес} \Sigma =$

При расчете $C_{ЗП}$ учитывается так называемая 13-я зарплата, равная месячному ФЗП. В результате

$$C_{ЗП} = 12 \cdot C_{ЗП, \text{мес}} + \frac{40\%}{100} 12 \cdot C_{ЗП, \text{мес}} + C_{ЗП, \text{мес}}$$

Далее определяется себестоимость перерабатываемой за год электроэнергии

$$\beta_{\text{пер}} = \frac{C_{\Sigma}}{W}, \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч.}$$

Стоимость 1 кВА установленной мощности рассчитывается по формуле

$$C_{\Sigma} = \frac{C_{\text{ТП}}}{S_{\Sigma}},$$

где S_{Σ} – установленная мощность всех силовых трансформаторов ТП, питающихся от входного РУ.

8.2. Основные технико-экономические показатели ТП

Для характеристики спроектированной ТП приводятся следующие технико-экономические показатели (табл. 26).

Таблица 26

Технико-экономические показатели ТП

Наименование	Единица измерения	Расчетное значение
1. Площадь ТП	м ²	
2. Установленная мощность оборудования	кВА	
3. Обслуживающий штат	чел.	
4. Стоимость ТП	тыс. руб.	
4.1. Стоимость строительных работ	-/-	
4.2. Стоимость монтажных работ	-/-	
4.3. Стоимость оборудования	-/-	
5. Стоимость 1 кВА установленной мощности	руб./кВА	
6. Себестоимость перерабатываемой электроэнергии	руб./кВтч	

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 640 с.
2. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. – 4-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 424 с.
3. Нормы технологического проектирования электрификации железных дорог. – М.: Транспорт, 1983. – 57 с.
4. Бей Ю.М., Мамошин Р.Р. Тяговые подстанции: учебник для вузов железнодорожного транспорта. – М.: Транспорт, 1986. – 319 с.
5. Васильев А.А., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций: учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
6. Гринберг-Басин М.М. Тяговые подстанции: пособие по дипломному проектированию. – М.: Транспорт, 1986. – 168 с.
7. Даыдова И.К., Попов В.М., Эрлих В.М. Справочник по эксплуатации тяговых подстанций и постов секционирования. – М.: Транспорт, 1978. – 416 с.
8. Нехлепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
9. Прохорский А.А. Тяговые и трансформаторные подстанции. – М.: Транспорт, 1983. – 496 с.
10. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
11. Справочник по электроснабжению железных дорог / под ред. К.Г. Марквардта. – М.: Транспорт, 1982. – Т. 2. – 392 с.
12. Электротехнический справочник. – М.: Энергоатомиздат, 1982. – 412 с.
13. Система тягового электроснабжения 2×25 кВ / Б.М. Бородулин и др. – М.: Транспорт, 1989. – 125 с.
14. Инструктивно-методические указания 4-90. – М.: Транзлектропроект, 1991. – 30 с.
15. Ограничители перенапряжений нелинейных типов ОПН-110ПН-УХЛ1, ОПН-220ПН-УХЛ1: техническое описание и инструкция по эксплуатации. – СПб., 1992. – 22 с.

Приложение 1

Характеристики динамически устойчивых трансформаторов ТДТНЖУ для тяговых подстанций системы электроснабжения 1×27,5 кВ

Наименование параметра	Значение
Номинальная мощность, кВА	40000
Номинальная мощность обмоток, кВА:	
- ВН	40000
- СН	40000
- НН	40000
Номинальное напряжение обмоток, кВ:	
- ВН	110
- СН	35 (27,5)
- НН	27,5 (10 или 6)
Схема и группа соединения обмоток для сочетания напряжений:	
- СН-35 кВ	Y _н /Y/Δ
- СН-27,5 кВ	Y _н /Δ/Δ
Вид, диапазон и число ступеней регулирования напряжения	РПН типа РНТА-У-35/400; ±9×1,78 %
Потери, кВт:	
- хх	39
- кз	220
Напряжение к.з., %, при сочетании напряжений:	
110/27,5/10	
- ВН-СН	17,5
- ВН-НН	10,5
- СН-НН	6,5
110/35/27,5	
- ВН-СН	10,5
- ВН-НН	17,5
- СН-НН	6,5
Ток хх, %	0,25
Трансформаторы тока:	
- обмотка ВН	ТВТ-35-І-1000/5
- нейтраль обмотки ВН	ТВТ-35-У-6000/5
- обмотка СН	ТВТ-35-У-3000/5
Установленная мощность системы охлаждения, кВт	3,0

Приложение 2

Характеристики трансформаторов для тяговых подстанций системы электроснабжения 2×27,5 кВ

Параметры	Тип трансформатора			
	ОРДНЖ-16000/110-76У1	ОРДНЖ-16000/220-76У1	ОРДТНЖ-25000/110-81У1	ОРДТНЖ-25000/220-76У1
Номинальная мощность, кВА	16000	16000	25000	25000
Номинальное напряжение обмоток, кВ				
ВН	110	220	110	220
СН	-	-	35 или 10	35 или 10
НН	27,5-27,5	27,5-27,5	27,5-27,5	27,5-27,5
Напряжение к.з., %				
ВН-НН	10,5	11,5	9,6	13,2
ВН-СН	-	-	17,0	20,7
СН-НН	-	-	6,0	6,5
НН1-НН2	20	24	-	-
Ток хх, %	0,5	0,6	0,5	0,6
Потери, кВт:				
хх	27	29	26	30
к.з.:				
ВН-НН	84	95	135	140
ВН-СН	-	-	140	145
СН-НН	-	-	90	100

Приложение 3

Характеристики силового трансформатора ТРДТНП-20000/110ИУ1
для тяговых подстанций постоянного тока с одноступенчатой трансформацией

Наименование параметра	Значение
Номинальная мощность обмоток, кВА:	
- сетевой	17950
- тяговой	13150
- ветяговой	4800
Номинальное напряжение обмоток, кВ:	
- сетевой	110
- тяговой (полное):	
У	1462
Δ	1594
- тяговой (отпайка):	
У	1300
Δ	1313
- ветяговой	10
Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение выпрямителя, кВ	3,9+3,3
Номинальный ток выпрямителя, А	3150
Схема и группа соединения обмоток	У _н /У/Δ/Δ-0-11-11
Напряжение к.з., %	
ВН-НН	15
ВН-СН	17
СН-НН	4

Приложение 4

Электрические характеристики тягового трансформатора
ТРДП-12500/10ЖУ1 и выпрямителя ТПЕД-3150-3.3к-У1

Наименование параметра	Значение параметра
<i>ТРДП-12500/10ЖУ1</i>	
1. Напряжение короткого замыкания (коммутации), %	8,2
2. Потери мощности, кВт:	
- при холостом ходе	16
- при коротком замыкании	71,5
3. Ток холостого хода, %	1,1
<i>Сетевая обмотка</i>	
4. Типовая мощность, кВА	12500
5. Номинальная мощность, кВА	11400
6. Напряжение, кВ, при соединении обмоток по схеме:	
- У / Δ / У	10,5
- Δ / Δ / У	6,3
<i>Вентильная обмотка</i>	
7. Напряжение, В, для схемы:	
- параллельной	2610
- последовательной	1305
8. Ток, А, для схемы:	
- параллельной	1260
- последовательной	2520
9. Общая масса, кг	24200
10. Масса активной части, кг	13000
11. Масса масла, кг	5800
<i>ТПЕД-3150-3.3к-У1</i>	
1. Номинальное напряжение, кВ	3300
2. Номинальный ток, А	3150
3. Тип применяемых диодов	ДП133-500-14
4. Тип применяемых охладителей	О243-150

Приложение 5

*Мощность подогрева масла (электрика) и приводов
высоковольтных выключателей*

Тип выключателя	$P_{\text{масля(электрика)}}$, кВт	$P_{\text{привода}}$, кВт
ВМТ-220	12	4,8
ВМТ-110	6	1,6
ВВП-110	-	3,2
ВГТ-220	-	2,4
ВГТ-110	-	0,8
ВЭБ-110	4,8	1,6
ВГВП-220	7,2	2,4
ВГБУ-220	7,2	2,4
РМ-121	4,8	0,7
ВБ-110	0,05	0,8
РМ-245	7,2	0,7
ЗАР1FG-145	-	0,7
ЗАР1FG-245	-	0,7
ЗАР1DT-145	8	0,7
ЗАР1DT-245	15	0,7
ЛТВ-145	4,8	0,7
НРЛ-245	-	0,7
ВВУС-35	0,6	0,8
ВВУС-27,5	0,2	0,8
ВМКЭ-35	5,4	0,8
ВМК-27,5	1,8	0,8
ВГЭЭ-35	0,8	0,8
ВМУЭ-35	4,8	1,6
ВМУЭ-27,5	1,6	1,6
ВВК-35	4,8	1,6
ВВК-27,5	1,6	1,6
ВВС-35	4,8	1,2
ВВС-27,5	1,6	0,4
ВБНТ-35	4,8	0,8
ВБНТ-27,5	1,6	0,8

Учебное издание

ТЯГОВЫЕ И ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ

Учебно-методическое пособие с заданием на курсовой проект
для студентов заочной формы обучения специальности
«Электроснабжение железнодорожного транспорта»

Редактор *Ф.А. Ильина*
Компьютерная верстка: *Е.Ю. Пузина*

Подписано в печать 27.05.2011.
Формат 60×84 1/16. Печать офсетная.
Усл. печ. л. 3,75. Уч.-изд. л. 3,99.
Тираж 150 экз. Заказ 1510

Типография ИрГУПС,
г. Иркутск, ул. Чернышевского, 15