

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО
ТРАНСПОРТА**
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕ-
ЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
**МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ПУТЕЙ СООБЩЕНИЯ**
МГУПС (МИИТ)

Одобрено кафедрой
«Электрификация и
электрообеспечение»

ЗАДАНИЕ НА КУРСОВОЙ ПРОЕКТ
по дисциплине

Тяговые трансформаторные подстанции
С МЕТОДИЧЕСКИМИ УКАЗАНИЯМИ ДЛЯ СТУДЕНТОВ 5 КУРСА

специальности Системы обеспечения движения поездов (СДс)
специализации:
«Электрообеспечение железных дорог» (СЭ)

Москва 2015 г.

СОДЕРЖАНИЕ

1. ЗАДАНИЕ НА КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

- 1.1. Содержание курсового проекта и исходные данные
- 1.2. Оформление курсового проекта

2. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

- 2.1. Составление однолинейной схемы главных электрических соединений тяговой подстанции
- 2.2. Выбор трансформаторов собственных нужд
- 2.3. Выбор токоведущих частей и электрической аппаратуры
- 2.4. Расчет токов короткого замыкания
- 2.5. Проверка оборудования тяговой подстанции
- 2.6. Компенсирующие устройства тяговой подстанции переменного тока
- 2.7. Сглаживающее устройство тяговых подстанций постоянного тока
- 2.8. Выбор аккумуляторной батареи
- 2.9. Расчет защитного заземляющего устройства
- 2.10. Экономическая часть проекта

1. ЗАДАНИЕ НА КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

1.1. Содержание курсового проекта и исходные данные

Выполнение курсового проекта включает следующее:

- составление структурной схемы и схемы главных электрических соединений заданной тяговой подстанции;
- выбор высоковольтного оборудования заданной тяговой подстанции;
- расчет тока короткого замыкания (к. з.) с целью проверки выбранного оборудования для одного из распределительных устройств (РУ) заданной тяговой подстанции;
- выбор сглаживающего устройства (для подстанций постоянного тока) или компенсирующей установки (для подстанций переменного тока);
- выбор аккумуляторной батареи и зарядно-подзарядного устройства;
- выбор трансформатора собственных нужд (ТСН);
- расчет заземляющего устройства тяговой подстанции;
- определение годовых эксплуатационных расходов по тяговой подстанции и себестоимости переработки электроэнергии.

Соответствующие исходные данные принимаются в зависимости от трех последних цифр учебного шифра студента.

Род тока тяговой подстанции и способ выражения сопротивлений при расчете токов к. з. выбирается по последней цифре шифра студента в соответствии с табл. 1.1 задания.

Таблица 1.1

Последняя цифра шифра	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Род тока тяговой подстанции	Переменный системы 25 кВ				Постоянный			Переменный системы 2х25 кВ		
Представление сопротивлений при расчёте токов к.з.	В именованных единицах					В относительных единицах				

Тип тяговой подстанции и ее номер на рисунке 1.1, мощность к. з. на вводах опорных подстанций 1 и 5, связывающих их с энергосистемой, типы понижающих и преобразовательных трансформаторов, РУ, для которого следует произвести проверку выбранного оборудования, и прочее выбираются по предпоследней цифре учебного шифра студента, причем для подстанций переменного тока—по табл. 1.2, а для подстанций постоянного тока — по табл. 1.3.

Таблица 1.2

Исходные данные	Предпоследняя цифра учебного шифра									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тип тяговой подстанции и ее номер на рисунке	Опорная - №1	Транзитная №2	Отпаячная №3		Транзитная №4		Опорная №5	Туликовская "		
Мощность к.з. на вводах опорных подстанции № 1 и 5, связывающих их с энергосистемой (верхнее значение — $S_{кз1}$, нижнее — $S_{кзII}$), МВ А	1200	900	800		1000		1100	850		
	1400	1100	900		1200		1300	950		
Тип, мощность и напряжения понижающих трансформаторов (верхний ряд - для системы 25 кВ, нижний - для системы 2Х25 кВ)	ТДТНЭ 40000/110 115/27.5/11 ОРДНЖ 16000/110	ТДТНЭ 25000/110 115/38,5/27,5		ТДТНЭ 25000/110 115/27.5/11		ТДТНЭ 25000/110 115/38,5/27,5		ТДТНЭ 40000/110 115/38,5/27,5		ТДТНЭ 25000/110 115/27.5/11
		ОРДНЖ 16000/110		ОРДНЖ 16000/110		-ОРДНЖ 16000/110		ОРДНЖ 16000/110		ОРДНЖ 16000/110
РУ, аппаратуру которого следует выбрать и проверить	СН	ВН	НН		СН		НН		ВН	
Число фидеров, питающих контактную сеть	5	5	4		5		5		4	

Окончание табл. 1.2

Исходные данные	Предпоследняя цифра учебного шифра									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Число фидеров районных потребителей (верхний ряд) и максимальная мощность, передаваемая по одному фидеру (кВ • А) – нижний ряд (для системы 25 кВ.)	8	4	6		4		6		4	
	1000	1800	800		1600		2000		800	
Напряжение кВ, число фидеров шт. (верхний ряд) и Sф max (кВА) районного потребителя – нижний ряд (для системы 2Х25 кВ)	10 кВ, 4 шт.	35 кВ, 4 шт.	35 кВ, 8 шт.		35 кВ, 4 шт.		10 кВ, 4 шт.		10 кВ, 9 шт.	
	400	1800	1200		1600		400		650	
Номинальная мощность установки поперечной емкостной компенсации, квар (для системы 25 кВ)	4250	3650	3000		3650		4000		1840	
Количество энергии, отпускаемой за год на тягу поездов и районным потребителям. кВт • ч	100 x 10 ⁶	80x1 0 ⁶	60x10 ⁶		85x10 ⁶		110x10 ⁶		50x10 ⁶	

Таблица 1.3

Исходные данные	Предпоследняя			цифра шифра		
	0	1 2 3	4 5	6 7	8	9
Тип тяговой подстанции и её номер на рис. 1.1	Опорная №1	Транзитная №2	Отпаечная №3	Транзитная №4	Опорная №5	Тупиковая №6
Мощность к. з. на вводах опорных подстанций №1 и 5, связывающих их с энергосистемой (верхний ряд — Skз1, нижний ряд — S кзII, МВ. А)	700	750	600	800	900	600
	900	850	800	900	1000	900
Тип, мощность и напряжения понижающих трансформаторов	ТДПН 40000/110 115/38,5/11	ТДПН 25000/110 115/38,5/11	ТДПН 16000/110 115/38,5/11	ТДПН 25000/110 115/38,5/11	ТДПН 40000/110 115/38,5/11	ТДПН 16000/110 115/38,5/11
Тип преобразовательных трансформаторов	ТМРУ 16000/10 Ж	ТМРУ 16000/10 ЖУ1	ТДП 12500/10 ЖУ1	ТДП 16000/10 ЖУ1	ТМРУ 16000/10 ЖУ1	ТДП 12500/10 ЖУ1
РУ, аппаратуру которого следует выбрать и проверить	РУ 3,3 кВ	НН	ВН	СН	РУ 3,3 кВ	НН
Число фидеров, питающих контактную сеть	5	4	4	4	5	4
Число фидеров районных потребителей напряжением 35 кВ (верхний ряд) и максимальная мощность, передаваемая по одному фидеру (нижний ряд), кВА	6	4	4	4	9	4
	2500	1800	1400	1600	2000	1200
Количество энергии, отпускаемой за год на тягу поездов и нетяговым потребителям, кВт • ч	50x10 ⁶	40 x 10 ⁶	35x10 ⁶	40x10 ⁶	55x10 ⁶	35 x 10 ⁶

Выдержки времени релейных защит, данные для выбора ТСН и аккумуляторной батареи, а также заземляющего устройства, принимаются по третьей цифре от конца учебного шифра студента и приведены в табл. 1.4.

Таблица 1.4

Исходные данные		Третья цифра от конца учебного шифра									
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Время действия релейных защит $t_{з}, c$	На вводах 1 10 кВ	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0					
	На вводах 35 кВ	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4					
	На вводах 27,5 и 2x27,5 кВ	0,9	1,0	1,1	1,2	1,1					
	На вводах 10 кВ	0,8	0,9	1,0	1,1	0,9					
	На фидерах 35, 10, 27,5, 2x27,5 кВ	0,5	0,6	0,4	0,5	0,4					
Данные для выбора аккумуляторной батареи напряжением 220 В (верхний ряд — для промежуточных подстанций постоянного тока, нижний ряд — для переменного). Для опорных подстанций нагрузки принять в 2 раза больше	Ток длительной нагрузки, А	20	18	22	19	20					
		16	14	16	15	15					
	Ток аварийной нагрузки, А	12	13	14	13	12					
		11	12	12	11	12					
Данные для расчёта заземляющего устройства.	Площадь территории тяговой подстанции S, м ² (для опорных подстанций принять в 1,5 раза больше)	8000	9000	10000	9500	8500					
	Удельное сопротивление земли ρ , Ом-м	135	130	150	145	140					

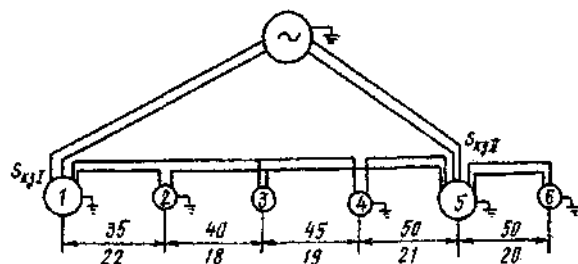
По согласованию с преподавателем студент может выполнить проект целиком исследовательского характера, либо разработать отдельные вопросы исследовательского плана (например, применение на подстанциях переменного тока $2 \times 27,5$ кВ трехобмоточных однофазных трансформаторов, применение двенадцатипульсовых преобразовательных агрегатов на тяговых подстанциях постоянного тока, применение на тяговых подстанциях постоянного тока трансформаторов $110/3$ кВ, подстанций постоянного тока повышенного напряжения (6, 12 кВ), подстанций переменного тока $94/27,5$ кВ, блочно-модульных подстанций НИИЭФА-ЭНЕРГО и др.).

1.2. Оформление курсового проекта

Курсовой проект следует представить в виде пояснительной записки, оформленной в соответствии с нормативными требованиями [10]. Пояснительная записка должна содержать:

1. Оглавление;
2. Исходные данные;
3. Расчетно-текстовую и графическую части;
4. Список использованной литературы.

Рис. 1.1. Схема присоединения подстанций к системе внешнего электроснабжения



Примечания:

1. Расстояния между подстанциями даны в км и соответствуют: верхние значения—системе переменного тока 25 кВ, нижние—системе постоянного тока. Для системы 2×25 кВ принять следующие расстояния между подстанциями: между 1 и 2 подстанциями—80 км, 2 и 3—70 км, 3 и 4—70 км, 4 и 5—80 км, 5 и 6—80 км.
2. Индуктивные сопротивления ЛЭП 110 кВ принять равными 0,4 Ом/км.
3. На всех подстанциях, за исключением отпаечной 3, нейтрали понижающих трансформаторов заземлены.

Курсовой проект может быть оформлен в рукописном виде или с использованием компьютерных технологий (т.е. представлен в напечатанном виде).

Пояснительная записка оформляется на листах стандартной бумаги А4 (210x297 мм) на одной стороне с соответствующими полями и её следует разбить на разделы и подразделы. Каждый раздел следует начинать с нового листа. При необходимости следует приводить ссылки на использованную литературу. Не допускается применять в тексте сокращения слов, кроме общепринятых и установленных ГОСТами.

Страницы пояснительной записки должны быть пронумерованы. В приводимых результатах расчета следует производить округление до 3-4 значащих цифр. Все размерности электрических величин приводить в системе СИ с учетом ГОСТ 8.417-81.

Рисунки и таблицы также должны быть пронумерованы и их следует приводить сразу же после первой ссылки на них в тексте записки.

Однолинейная схема главных электрических соединений тяговой подстанции выполняется на листе чертежной бумаги А1 или представляется в виде распечатки на принтере (плоттере) соответствующего формата.

2. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

2.1 Составление однолинейной схемы главных электрических соединений тяговой подстанции.

Отправным моментом в выполнении курсового проекта является составление однолинейной схемы главных электрических соединений заданной тяговой подстанции. Такая схема определяет состав необходимого высоковольтного оборудования, а дальнейшие расчеты позволяют выбрать и проверить это оборудование.

Вначале следует составить структурную схему заданной тяговой подстанции. Такая схема определит состав подстанции по распределительным устройствам. Далее следует перейти к составлению однолинейной схемы подстанции.

Схему главных электрических соединений проектируемой тяговой подстанции следует составить на основе составленной структурной схемы подстанции и типовых проектных решений соответствующих распределительных устройств, которые приведены, например, в [1, 2, 5, 6,].

Как следует из рисунка, на электрифицируемом участке предусмотрены опорные подстанции 1 и 5, транзитные 2 и 4, отпаечная 3 и тупиковая 6.

Для опорных тяговых подстанций типовой является схема открытого распределительного устройства ОРУ-110 кВ с одинарной, секционированной выключателем, и обходной системами шин.

ОРУ-110 кВ транзитных подстанций выполняют по мостиковой схеме «Н» с рабочей и ремонтной перемычками. В рабочей перемычке устанавливается высоковольтный выключатель.

ОРУ-110 кВ отпаечных и тупиковых подстанций также выполняются по мостиковой схеме «Н», аналогично схемам транзитных подстанции. В отличие от последних, вместо выключателя в рабочей перемычке устанавливается разъединитель и, кроме того, отсутствует ремонтная перемычка. Отпаечные и тупиковые подстанции, как правило, нормально питаются от одной из двух ЛЭП.

ОРУ-35 кВ, служащие на тяговых подстанциях с первичным напряжением 110 кВ для питания нетяговых промышленных и сельскохозяйственных потребителей прилегающего к подстанции района, выполняются с одинарной системой шин, секционированной выключателем. Для сооружения ОРУ-35 кВ применяют блоки заводского изготовления [1, 3, 5, 11].

РУ-10 кВ применяются на тяговых подстанциях переменного тока для питания нетяговых районных потребителей, а на подстанциях постоянного тока—для питания преобразовательных агрегатов и ТСН. РУ-10 кВ подстанций постоянного тока размещают в камерах внутренней установки типа КВВО, а на подстанциях переменного тока — в шкафах наружной установки типа КРУН-10 [1, 5, 11].

Электроснабжение устройств автоблокировки осуществляется от тяговых подстанций по линиям 10 кВ, 50 Гц, которые получают питание от подключаемого к шинам собственных нужд повышающего трансформатора 0,38/10 кВ.

На каждой тяговой подстанции имеется по два понижающих трансформатора, причем нормально в работе находится один из них, а другой — в резерве. В вынужденных режимах, например при отключении смежной подстанции, в работе могут находиться оба понижающих трансформатора.

Отметим некоторые особенности в схемах главных электрических соединений тяговых подстанций постоянного и переменного тока.

Подстанции постоянного тока. На тяговых подстанциях постоянного тока применяется схема с двойной трансформацией. Типы понижающих и преобразовательных трансформаторов приведены в табл. 1.3 задания.

В качестве полупроводниковых преобразователей рекомендуется использовать выпрямители типа ПВЭ-5 АУ-1.

Главная плюсовая и запасная шины РУ-3,3 кВ разделяются двумя разъединителями на три секции, а минусовая шина не секционируется [1, 3, 5, 11]. При этом к крайним секциям шин присоединяют по одному выпрямительному агрегату (один—рабочий, другой—резервный) и фидеры контактной сети, а к средней секции—запасной выключатель, сглаживающее и разрядное устройства.

Подстанции переменного тока. На тяговых подстанциях переменного тока системы 25 кВ устанавливаются трехобмоточные трансформаторы заданной мощности (табл. 1.2). На каждой подстанции имеется два таких трансформатора, причем в работе находится один из них, а другой — в резерве.

На тяговых подстанциях переменного тока системы 2х25 кВ применено три однофазных понижающих трансформатора (табл. 1.2), причем третий трансформатор может работать параллельно с каждым из двух или заменять любой из них. Для этого его подключение предусмотрено через переключку, позволяющую подавать на него соответствующие фазы ЛЭП [5].

Питание нетяговых потребителей 10 кВ осуществляется с помощью двух (один—рабочий, другой—резервный) понижающих трансформаторов 27,5/11 кВ (табл. 1.2), присоединяемых к шинам П1 и П2 ОРУ-2х27,5 кВ (аналогично ТСНам), или от отдельных трансформаторов 110/11 кВ.

ОРУ-27,5 кВ и 2х27,5 кВ выполняются с секционированной двумя разъединителями рабочей и запасной системами шин. Применяемое в ОРУ-27,5 кВ и 2х27,5 кВ оборудование в основном одинаково. От каждой секции шин ОРУ-27,5 кВ или 2х27,5 кВ питаются трансформаторы собственных нужд (ТСН), причем один из них рабочий, другой—резервный. Вторичное напряжение ТСН—380 В. К каждой секции шин ОРУ-27,5 кВ или 2х27,5 кВ присоединяются также измерительные трансформаторы напряжения, включаемые по схеме открытого треугольника.

Для электроснабжения потребителей, расположенных вдоль линии железных дорог, применяется система ДПР (два провода— рельс).

Для компенсации реактивной мощности на подстанциях переменного тока 27,5 кВ в курсовом проекте предусматривается установка поперечной емкостной компенсации (КУ), которая устанавливается в «отстающую» фазу.

Общие указания по разделу

При выполнении курсового проекта вначале необходимо составить структурную, а затем однолинейную схему главных электрических соединений заданной тяговой подстанции, которая определяет состав электрооборудования подстанции. После этого необходимо выбрать и проверить конкретный тип оборудования только для заданного РУ (см. табл. 1.2 или 1.3).

Предварительно можно определить мощность ТСН, а затем уже перейти к выбору и проверке оборудования заданного РУ тяговой подстанции.

2.2. Выбор трансформаторов собственных нужд

На тяговых подстанциях всех типов устанавливается два ТСН с вторичным напряжением 380/220 В, каждый из которых рассчитывается на полную мощность собственных нужд (СН).

Питание ТСН на тяговых подстанциях постоянного тока осуществляется от шин РУ-10 кВ, а на подстанциях переменного тока—от шин ОРУ-27,5 кВ или 2х27,5 кВ.

На опорных тяговых подстанциях ввиду значительного увеличения в зимнее время расхода энергии СН на подогрев масла высоковольтных выключателей помимо ТСН дополнительно устанавливают два трансформатора подогрева, мощность которых при первичном напряжении 110 кВ принимается равной 250 кВ А.

Необходимая мощность для питания СН переменного тока может быть определена на основании мощностей всех потребителей подстанции [5, п.52].

В условиях курсового проектирования мощность СН может быть определена по следующим приближенным выражениям:

а) для опорных тяговых подстанций

$$S_{сн} = K_{сн} \cdot n_{тп} \cdot S_{нтп} + S_{аб} + S_{мх} + S_{под}; \quad (2.1)$$

б) для остальных типов тяговых подстанций

$$S_{сн} = K_{сн} \cdot n_{тп} \cdot S_{нтп} + S_{аб} + S_{мх}; \quad (2.2)$$

где $K_{сн}$ - коэффициент собственных нужд, который можно принять равным 0,005—0,007 для подстанций переменного тока и 0,008—0,01—для подстанций постоянного тока;

$n_{тп}$ - число понижающих трансформаторов на тяговой подстанции ($n_{тп} = 2$);

$S_{нтп}$ — номинальная мощность понижающего трансформатора;

$S_{аб}$ — мощность устройств автоблокировки (для опорных и транзитных подстанций равна 60 кВ А, для отпаечной и тупиковой — 40 кВА);

$S_{мх}$ — мощность передвижной базы масляного хозяйства (принять 20 кВА);

$S_{под}$ — мощность трансформатора подогрева опорных подстанций (принять 250 кВА).

Определив по вышеприведенным соотношениям требуемую мощность СН, следует по [3] выбрать тип ТСН. После определения мощности ТСН можно перейти к выбору оборудования заданного РУ проектируемой тяговой подстанции.

2.3. Выбор токоведущих частей и электрической аппаратуры

Токосоведущие части и электрические аппараты выбираются по нормальным условиям длительного режима работы, а затем проверяются по аварийному кратковременному режиму — короткому замыканию. При выборе электрической аппаратуры учитываются род установки (наружная или внутренняя), габариты, масса, удобство размещения и эксплуатации. Общие условия выбора аппаратуры по длительному режиму заключаются в сравнении рабочего напряжения и максимального рабочего тока с его номинальным напряжением и током.

Рассмотрим некоторые рекомендации при определении максимальных рабочих токов $I_{p \text{ гоax}}$ для различных цепей тяговой подстанции.

Определение $I_{p \text{ шax}}$ для вводов опорной и транзитной подстанций и перемычки между вводами, может быть осуществлено по выражению:

$$I_{p \text{ шax}} = \frac{(K_{\text{пр}} \times n_{\text{тп}} \times S_{\text{нтп}} + S_{\text{транз}}) \times K_p'}{\sqrt{3}U_H}, \quad (2.3)$$

где: $k_{\text{пр}}$ - коэффициент перспективы развития потребителей,

$$I_{p \text{ шax}} = \frac{(K_{\text{пр}} \times n_{\text{тп}} \times S_{\text{нтп}} + S_{\text{транз}}) \times K_p'}{\sqrt{3}U_H},$$

равен 1,3;

$n_{\text{тп}}$ — число понижающих трансформаторов на подстанции, равно 2;

$S_{\text{нтп}}$ — номинальная мощность понижающего трансформатора заданной подстанции;

$S_{\text{транз}}$ — транзитная мощность, проходящая через шины данной подстанции для питания соседних подстанций;

K_p' — коэффициент одновременности максимальных нагрузок данной и соседних подстанций, равен 0,7-0,8;

U_H — номинальное напряжение, $U_H = 110$ кВ.

Транзитную мощность $S_{\text{траю}}$ можно определить следующим образом: при заданной транзитной подстанции № 2 или 4 (см. рис. 1.1)

$$S_{\text{транз}} = n_{\text{тп}} \cdot S_{\text{нтп стп}}, \quad (2.4)$$

при заданной опорной подстанции № 1 (см. рис. 1.1)

$$S_{\text{транз}} = n_{\text{тп}} \cdot S_{\text{нтп стп}} + n_{\text{тп}} \cdot S_{\text{нтп транз}}, \quad (2.5)$$

при заданной опорной подстанции № 5 (см. рисунок)

$$S_{\text{транс-п.тп}} \cdot S_{\text{нТП отп}} + n_{\text{тп}} \cdot S_{\text{нТП транс}} + S_{\text{нТП туп}}, \quad (2.6)$$

где $n_{\text{тп}}$ — число трансформаторов на подстанции ($n_{\text{тп}}=2$);

$S_{\text{нТП отп}}$, $S_{\text{нТП транс}}$, $S_{\text{нТП туп}}$ — номинальные мощности понижающих трансформаторов соответственно отпаечной, транзитной и тупиковой подстанций.

Определение $I_{\text{р max}}$ вводов отпаечной (№ 3) и тупиковой (№ 6) (см. рис. 1.1) подстанций может производиться по выражению:

$$I_{\text{р max}} = \frac{K_{\text{пер}} \times n_{\text{тп}} \times S_{\text{нТП}}}{\sqrt{3}U_{\text{н}}}, \quad (2.7)$$

где $K_{\text{пер}}$ — коэффициент допустимой перегрузки трансформатора, зависящий от температуры охлаждающей среды и начальной нагрузки, принимается в соответствии с ГОСТ 14209—85; в курсовом проекте можно принять $K_{\text{пер}}=1,5$;

$n_{\text{тп}}$ — число понижающих трансформаторов на подстанции ($n_{\text{тп}}=2$);

$S_{\text{н тп}}$ — номинальная мощность понижающего трансформатора.

Максимальный рабочий ток сборных шин опорной тяговой подстанции может быть определен по выражению:

$$I_{\text{р max}} = \frac{K_{\text{пер}} \times K_{\text{рн I}} (n_{\text{тп}} \times S_{\text{нТП}} + S_{\text{транс}})}{\sqrt{3}U_{\text{н}}}, \quad (2.8)$$

где $K_{\text{рн I}}$ — коэффициент распределения нагрузки по шинам первичного напряжения, равен 0,6—0,8;

$S_{\text{транс}}$ — транзитная мощность, ее расчет приведен выше.

Максимальный рабочий ток понижающих трансформаторов определяется по выражению:

$$I_{\text{р max}} = \frac{K_{\text{пер}} \times S_{\text{нТП}}}{\sqrt{3}U_{\text{н}}}. \quad (2.9)$$

где $K_{PH I}$ — коэффициент распределения нагрузки по шинам первичного напряжения, равен 0,6—0,8;

$S_{транз}$ — транзитная мощность, ее расчет приведен выше.

Максимальный рабочий ток понижающих трансформаторов определяется по выражению:

$$I_{p \max} = \frac{K_{ПЕР} \times S_{НТП}}{\sqrt{3}U_H}. \quad (2.9)$$

Для сборных шин СН и НН понижающих трансформаторов и цепи секционного выключателя $I_{p \max}$ может быть определен по выражению:

$$I_{p \max} = \frac{K_{PH II} \times \eta_{ТП} \times S_{НТП}}{\sqrt{3}U_H}, \quad (2.10)$$

где $K_{рн II}$ — коэффициент распределения нагрузки по шинам вторичного напряжения, равный 0,5—0,7 (0,5— при числе присоединений пять и более, 0,7 — при меньшем числе присоединений).

Максимальный рабочий ток нетяговых потребителей определяется по выражению:

$$I_{р max} = \frac{k_{пр} \cdot S_{ф max}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}} \quad (11)$$

Для первичной обмотки преобразовательного трансформатора $I_{р max}$ определяется по выражению:

$$I_{р max} = \frac{k_{пер} \cdot S_{н пр тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{н1}} \quad (2.12)$$

где $K_{пер}$ — коэффициент перегрузки, с учетом перегрузочной способности выпрямителя ПВЭ-5 АУ-1 (принять $K_{пер}=1,25$);

$S_{н пр тр}$ — номинальная мощность преобразовательного трансформатора;

$U_{н1}$ — номинальное напряжение первичной обмотки преобразовательного трансформатора.

Максимальный рабочий ток вторичной обмотки преобразовательного трансформатора может быть определен:

для трехфазной мостовой схемы выпрямления

$$I_{р max} = I_{дн} \cdot \sqrt{\frac{2}{3}}$$

для схемы выпрямления «звезда две обратные звезды»

$$I_{р max} = \frac{I_{дн}}{2\sqrt{3}}$$

где $I_{дн}$ — номинальный выпрямленный ток полупроводникового преобразователя.

Для главной («плюсовой») шины РУ-3,3 кВ тяговой подстанции постоянного тока:

$$I_{p\max} = K_{pH} * N * I_{dH}, \quad (2.13)$$

где N—число преобразовательных агрегатов на подстанции (N=2);

K_{pH} — коэффициент распределения нагрузки на шинах (при N=2 $K_{pH}=0,8$).

Для запасной шины РУ-3,3 кВ $I_{p\max} = I_{ф\max}$, где $I_{ф\max}$ — максимальный рабочий ток фидера контактной сети: в курсовом проекте можно принять $I_{ф\max} = 2000$ А.

Для запасной шины РУ-3,3 кВ $I_{p\max} = N * I_{dH}$

Максимальный рабочий ток фидера контактной сети подстанции переменного тока системы 25 кВ можно принять равным 500 А, а для системы 2х25 кВ — 400 А.

Таким образом, с учетом приведенных рекомендаций и соответствующих исходных данных могут быть определены максимальные рабочие токи оборудования подстанции. По этим значениям, а также с учетом номинального напряжения могут быть выбраны высоковольтные коммутационные аппараты, трансформаторы тока и напряжения, токоведущие части и изоляторы, разрядники всех РУ заданной тяговой подстанции.

Выбранное оборудование по заданному РУ следует свести в таблицу. После выбора оборудования заданного РУ (табл. 1.2 или 1.3) по условиям длительного режима следует произвести его проверку по условиям к. з., т. е. на электродинамическую и термическую стойкость. Для этого следует сначала определить токи к. з. на шинах того РУ, аппаратуру которого следует проверить.

2.4. Расчет токов короткого замыкания

Общие указания. Расчетным режимом для проверки оборудования подстанции является режим трехфазного к. з.

Расчет токов к. з. производится на основании электрической схемы, поэтому вначале следует ее составить. Для этого заданную схему внешнего электроснабжения (см. рис. 1.1) следует дополнить упрощенной схемой заданной тяговой подстанции, на которой достаточно указать только понижающие трансформаторы, преобразовательные агрегаты для подстанций постоянного тока и шины всех РУ.

При составлении такой схемы следует исходить из получения максимальных токов к. з., т. е. надо учесть параллельную работу понижающих и преобразовательных трансформаторов.

Для последующей проверки высоковольтного оборудования достаточно будет знать только токи к. з. на шинах того РУ, которое задано в табл. 1.2 или 1.3.

Далее, на основании составленной электрической схемы составляется схема замещения, на которой все элементы представляются в виде сопротивлений, которые считаются чисто индуктивными (x).

Как известно, в основе расчета токов к. з. лежит закон Ома, в связи с чем необходимо определить результирующее сопротивление от источника питания до места к. з.

Сопротивления элементов цепи к. з. можно выражать в именованных или относительных единицах. Способ представления сопротивлений задан в табл. 1.1.

Выражения для определения сопротивлений в именованных и относительных единицах для различных элементов цепи к. з. приведены в табл. 2.1.

При определении сопротивлений в именованных единицах лучше находить их сразу для напряжений, где определяются токи к. з. Если же сопротивления определены при другом напряжении, то их приводят к напряжению точки к. з. по выражению:

$$\overset{\circ}{x} = x \frac{U_{\text{ср}1}^2}{U_{\text{ср}2}^2}, \quad (2.14)$$

где x — сопротивление в именованных единицах на соответствующей ступени;

$U_{\text{ср}1}$ — среднее напряжение ступени приведения;

$U_{\text{ср}2}$ — среднее напряжение ступени, для которой определено сопротивление x .

При выражении сопротивлений в относительных единицах все элементы приводятся к одним и тем же базовым условиям. В качестве таких условий выбирается произвольное значение базовой мощности S_b и базовое напряжение, принимаемое равным среднему напряжению ступени, где находится ток к. з., т. е. $U_b = U_{\text{ср}}$.

После определения всех сопротивлений цепи к. з. производится преобразование схемы замещения с целью приведения ее к простейшему виду, т. е. к одному результирующему (суммарному) сопротивлению x_{Σ} или $x^*_{b\Sigma}$.

На основании этих значений определяется действующее значение тока к. з. I_k . Так как питание места к. з. осуществляется от системы бесконечной мощности, то найденное значение I_k будет равно и начальному значению периодической составляющей тока к. з. ($I_{\text{по}}$), и установившемуся току к. з. (I_{∞}), и току к. з. для произвольного момента времени (I_t).

Далее находят ударный ток к. з.:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_k = 2,55 I_k, \quad (2.15)$$

где K_y — ударный коэффициент, для высоковольтных цепей тяговой подстанции равен 1,8.

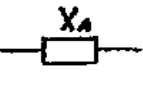
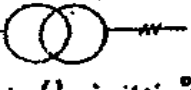
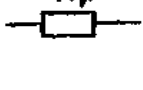

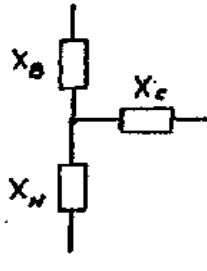
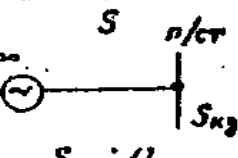
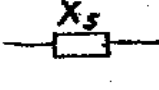
Расчет несимметричных токов к. з. Наряду с определением симметричного тока к. з. (трехфазного) при проверке оборудования тяговых подстанций переменного тока необходимо знать и токи несимметричного к. з. - двухфазного. Также, для проверки короткозамыкателя и заземляющего устройства необходимо знать ток однофазного к. з.

Несимметричные токи к. з. рассчитывают методом симметричных составляющих. При выполнении курсового проекта можно воспользоваться упрощенным подходом к их определению.

Так, ток двухфазного к. з. на,шинах ОРУ-27.5 кВ может быть найден через известное соотношение между током трехфазного $I_k^{(3)}$ и двухфазного $I_k^{(2)}$ к. з.:

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_k^{(3)}. \quad (2.16)$$

Таблица 2.1

Наименование элемента, его условное обозначение и основные параметры	Схема замещения элемента	Сопротивление элемента	
		в абсолютных единицах	в относительных единицах
$\Lambda \text{ЭП}$ $X_0; \ell; U_{cp}$		$x_{\Lambda} = x_0 \ell$	$x_{* \text{ЭП}} = x_{\Lambda} \frac{S_0}{U_{cp}^2}$
Тр-р  $S_{II}; U_{II}; u_k \%$		$x_T = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_{II}^2}{S_{II}}$	$x_{* \text{Тр}} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_0}{S_{II}}$
Тр-р  $S_{II}; U_{II}; \begin{cases} u_{кв-с} \\ u_{кв-н} \\ u_{кн-с} \end{cases}$		$u_{кв} = 0,5(u_{кв-с} + u_{кв-н} - u_{кн-с})$ $u_{кн} = 0,5(u_{кв-с} + u_{кн-с} - u_{кв-н})$ $u_{кв} = 0,5(u_{кв-н} + u_{кн-с} - u_{кн-с})$	$x_{* \text{БВ}} = \frac{u_{кв}}{100} \cdot \frac{S_0}{S_{II}}$ $x_{* \text{БС}} = \frac{u_{кн}}{100} \cdot \frac{S_0}{S_{II}}$ $x_{* \text{БН}} = \frac{u_{кн}}{100} \cdot \frac{S_0}{S_{II}}$
 $S_{кз}; U_{cp}$		$x_S = \frac{U_{cp}^2}{S_{кз}}$	$x_{* \text{С}} = \frac{S}{S_{кз}}$

Для ОРУ-2х27,5 кВ ток к. з. между контактным проводом и средней точкой вторичной обмотки понижающего трансформатора, соединенной с рельсами подъездного пути подстанции, может быть найден по выражению:

$$I_k = \frac{U_n}{2Z_s + Z_{тп}}, \quad (2.17)$$

где U_n - номинальное напряжение—27,5 кВ;

Z_s - сопротивление связи энергосистемы с шинами тяговой подстанции;

$Z_{тп}$ - сопротивление однофазного понижающего трансформатора.

$$Z_{тп} = \frac{2u_k}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n}$$

Ток к. з. между контактным и питающим проводом в ОРУ 2х27,5 кВ может быть определен по выражению:

$$I_k = \frac{U_n}{2Z_s + Z_{тп}}, \quad (2.18)$$

где U_n - номинальное напряжение — 55 кВ;

Z_s -сопротивление связи энергосистемы с шинами тяговой подстанции, вычисленное при $U_n=55$ кВ;

$Z_{тп}$ — сопротивление однофазного понижающего трансформатора (при $U_n=55$ кВ).

Однофазный ток к. з. $I_k^{(1)}$ на стороне 110 кВ может быть найден через соотношение между ним и трехфазным током к. з.:

$$I_k^{(1)} = \frac{3}{2 + \frac{X_0 \cdot \Sigma}{X_1 \cdot \Sigma}} \cdot I_k^{(3)}, \quad (2.19)$$

где $Z_{1\Sigma}$ — суммарное сопротивление прямой последовательности до точки к. з.;

$Z_{0\Sigma}$ — суммарное сопротивление нулевой последовательности до точки к. з.

Принимая, что тяговые подстанции получают питание от системы внешнего электроснабжения по двум одноцепным ЛЭП со стальным грозозащитным тросом (с односторонним заземлением), для которых сопротивление нулевой последовательности в 3,5 раза больше сопротивления прямой последовательности, из (2.19) с учетом этого соотношения получим:

$$I_{\kappa}^{(1)} = 0,55 I_{\kappa}^{(3)}. \quad (2.20)$$

Таким образом, с помощью этого соотношения по известному току трехфазного к. з. на шинах 110 кВ может быть найдено значение однофазного тока к. з.

Расчет тока к. з. на шинах постоянного тока 3,3 кВ.

Установившийся ток к. з. на шинах 3,3 кВ определяют по выражению:

$$I_{\kappa \text{ уст}} = \frac{1,1 I_{\text{дн}} N}{\frac{S_{\text{н пр тр}}}{S_{\text{кз}}} + \frac{u_{\kappa}}{100}}, \quad (2.21)$$

где $I_{\text{дн}}$ — номинальный выпрямленный ток выпрямительного агрегата;

N — число выпрямительных агрегатов, нормально находящихся в работе, $N=1$;

$S_{\text{н пр тр}}$ — мощность преобразовательных трансформаторов, питающих выпрямительный агрегат;

$S_{\text{кз}}$ — мощность тока к. з. на шинах переменного тока 10 кВ, от которых питаются преобразовательные трансформаторы;

u_{κ} — напряжение тока к. з. (в %) преобразовательного трансформатора.

После определения токов к. з. на шинах заданного РУ можно приступить к проверке выбранного для этого РУ оборудования.

Общие указания. Выбранное по условиям длительного режима оборудование тяговой подстанции следует проверить по условиям к. з., т. е. на электродинамическую и термическую стойкость.

Еще раз отметим, что в курсовом проекте проверку оборудования следует осуществить только для одного (заданного в табл. 1.2 или 1.3) РУ.

В принципе, для проверки электродинамической стойкости оборудования необходимо было бы находить механические напряжения в материале оборудования $\sigma_{\text{расч}}$ и сравнивать с допустимым значением $\sigma_{\text{доп}}$ в соответствии с условием:

$$\sigma_{\text{дин}} = \sigma_{\text{расч}} \quad (2.22)$$

Непосредственно такой подход реализуется только для проверки жестких шин. Для остальной типовой электрической аппаратуры используется косвенный подход, при котором заводы-изготовители приводят гарантийный ток к. з., при котором обеспечивается электродинамическая стойкость, т. е. должно соблюдаться условие:

$$i_y = i_{\text{дин}} (\text{скв}),$$

где i_y — расчетное значение ударного тока к. з.;

$i_{\text{дин}} (\text{скв})$ — каталожное нормируемое значение динамического (предельного сквозного) тока к. з.

Согласно ПУЭ на электродинамическую стойкость не проверяют аппараты и проводники, защищенные предохранителями с плавкими вставками на ток до 60 А, а также аппараты и шины цепей трансформаторов напряжения при условии их расположения в отдельной камере.

Для проверки на термическую стойкость, в принципе, следовало бы находить температуру нагрева аппарата или проводника током к. з. и сравнивать ее с кратковременно допустимой.

Однако практически при проверке на термическую стойкость используется косвенный подход, при котором определяется не температура, а характеризующие ее показатели.

Так проверка шин на термическую стойкость заключается в определении минимального сечения q_{\min} , термически устойчивого при к. з.:

$$q_{\text{ш}} \geq q_{\min}, \quad (2.24)$$

где $q_{\text{ш}}$ — выбранное по $I_{\text{р max}}$ сечение шин.

Для остальной аппаратуры проверка на термическую стойкость заключается в сравнении расчетного теплового импульса тока к. з. $B_{\text{к}}$ с нормируемым каталожным значением $B_{\text{н}}$:

$$B_{\text{н}} \geq B_{\text{к}}. \quad (2.25)$$

Нормируемый тепловой импульс $B_{\text{н}}$ задается либо непосредственно в каталогах, либо определяется через приводимые значения тока I_{T} и время t_{T} термической стойкости,

$$B_{\text{н}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}}. \quad (2.26)$$

Расчетный тепловой импульс может быть определен по выражению:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{я0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \quad (2.27)$$

где $I_{\text{я0}}$ - начальное значение периодической составляющей

$$I_{\text{я0}} = I_{\text{к}};$$

$T_{\text{а}}$ - постоянная времени аperiodической составляющей тока к. з. (принимается $T_{\text{а}} = 0,05$ с).

Время, в течение которого проходит ток к. з., равно:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{з}} + t_{\text{в}}, \quad (2.28)$$

где $t_{\text{з}}$ — время действия защиты рассматриваемой цепи (табл. 1.4 задания);

$t_{\text{в}}$ — полное время отключения выключателя до погасания дуги, определяется по справочным данным, например [3].

Некоторые конкретные особенности выбора и проверки оборудования тяговых подстанций рассмотрены ниже.

Токоведущие части и изоляторы. В РУ-10 кВ сборные шины и ошиновка выполняются жесткими алюминиевыми проводниками, а при напряжении 27,5 кВ и выше — гибкими стале-алюминиевыми проводами сечением не менее 70 мм (по условиям механической прочности и коронобразования).

Гибкие провода открытых РУ на электродинамическую стойкость не проверяют ввиду большого расстояния между фазами.

Жесткие шины на электродинамическую стойкость проверяют в соответствии с выражением (2.22). Определение $\sigma_{\text{расч}}$ выполняется по известной методике, см. [5, 7].

Жесткие алюминиевые шины РУ-3,3 кВ на электродинамическую устойчивость не проверяют, так как полное время отключения к. з. в цепях постоянного тока очень мало (сотые доли секунды) и при этом ток к. з. не достигает установившегося значения.

Проверка шин на термическую устойчивость производится по выражению (2.24). При этом минимальное сечение q_{min} при котором протекание тока к. з. не вызывает нагрев проводника выше кратковременно допустимой температуры, определяется по выражению:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (2.29)$$

где B_k — тепловой импульс тока к. з., находится по выражению (2.27);

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

Изоляторы, на которых крепятся токоведущие части в распределительных устройствах, проверяются в соответствии с выражением:

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}, \quad (2.30)$$

где $F_{\text{доп}}$ — допустимая нагрузка на изолятор; $F_{\text{доп}} = 0,6 F_{\text{разр}}$ ($F_{\text{разр}}$ разрушающее усилие (приводится в каталогах);
 $F_{\text{расч}}$ — сила, действующая на изолятор. Ее расчет ведется обычным способом и приведен, например, в [5, 7].

Изоляторы РУ-3,3 кВ на термическую стойкость не проверяются.

Высоковольтные выключатели переменного тока. Помимо проверки на электродинамическую и термическую стойкость в соответствии с выражениями (2.23) и (2.25) высоковольтные выключатели проверяются еще на отключающую и включающую способность.

Отключающая способность выбранного выключателя проверяется для момента расхождения контактов τ на симметричный ток отключения $I_{пт}$ и возможность отключения апериодической составляющей $i_{ат}$, а также по параметрам напряжения восстановления на контактах выключателя после погасания дуги отключения.

Время τ от начала к. з. до расхождения контактов выключателя определяют по выражению:

$$\tau = t_{з\ min} + t_{св}, \quad (2.31)$$

где $t_{з\ min}$ — минимальное время действия релейной защиты, принимается 0,01 с;
 $t_{св}$ — собственное время отключения выключателя, время от момента подачи импульса на электромагнит отключения выключателя до момента расхождения контактов принимается по каталогу [3].

Так как в курсовом проекте источником питания является система бесконечной мощности ($Sc = \infty$), то $I_{пт}$ равно действующему значению тока к. з., т. е. $I_{пт} = I_k$.

Тогда условие проверки на симметричный ток отключения будет таково:

$$I_{н\ откл} \geq I_k, \quad (2.32)$$

где $I_{н\ откл}$ - номинальный ток отключения выключателя (берется по каталогу).

Проверка на отключение апериодической составляющей тока к. з. $i_{ат}$ производится по условию:

$$i_{н\ ном} \geq i_{ат}, \quad (2.33)$$

где $i_{ат}$ — апериодическая составляющая тока к. з. в момент расхождения контактов выключателя;

$$i_{ат} = I_k \cdot e^{-\tau/T_a},$$

где $T_a = 0,05$ с;

$i_{a \text{ ном}}$ — номинальное нормируемое значение апериодической составляющей тока кз.

Значение $i_{a \text{ ном}}$ находится по выражению:

$$i_{a \text{ ном}} = \sqrt{2} \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{н. откл}}, \quad (2.34)$$

где $\beta_{\text{ном}}$ — номинальное содержание апериодической составляющей. Может быть найдено по кривой $\beta_{\text{ном}} = f(\tau)$ например, [2, 5], или по выражению

$$\beta_{\text{ном}} = e^{-\tau/0,045}.$$

Для выключателей, имеющих $\tau > 0,09$ с, принимается $\beta_{\text{ном}} = 0$. В этом случае проверку выключателя можно производить только на симметричный ток отключения, т. е. по выражению (2.32).

Проверку выключателей по параметрам восстанавливающего напряжения обычно не производят, так как в подавляющем большинстве случаев реальные условия восстановления напряжения на контактах выключателя соответствуют условиям испытания выключателя.

При проверке выключателей по включающей способности достаточно, чтобы были выполнены условия:

$$I_{\text{н. вкл}} \geq I_{\text{к}}; \quad i_{\text{н. вкл}} \geq i_{\text{у}},$$

где $I_{\text{к}}$ — эффективное значение номинального тока включения;

$i_{\text{н. вкл}}$ — амплитудное значение номинального тока включения (приводится в каталогах).

Разъединители, отделители, короткозамыкатели. Проверка этой аппаратуры производится по условиям (2.23) и (2.25). При этом проверка короткозамыкателя ведется по однофазному току к. з., найденному по выражению (2.20).

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

Быстродействующие выключатели (БВ) постоянного тока.

Быстродействующие выключатели проверяются по условию:

$$I_{\text{пик откл}} \geq I_{\text{к уст}}, \quad (2.36)$$

где I_K уст - установившийся ток к. з. На шинах 3,3 кВ определяется по выражению (2.21);

$I_{\text{max откл}}$ — максимальный ток отключения (приводится в каталоге).

На электродинамическую и термическую устойчивость БВ не проверяются.

Трансформаторы тока (ТА). Встроенные трансформаторы тока на электродинамическую и термическую стойкость не проверяются, так как токоведущие стержни аппаратов, в которые встроены ТА, являются их первичными обмотками и они проверяются при выборе этих аппаратов.

Некоторые особенности в проверке ТА состоят в том, что для них в каталогах приводятся не амплитудные (предельные сквозные) токи $i_{\text{амп}}$ и токи термической стойкости I_T , а коэффициенты электродинамической K_d и термической K_T стойкости. Эти коэффициенты определяются выражениями:

$$K_d = \frac{i_{\text{пред. скв}}}{\sqrt{2} I_{H1}}; \quad K_T = \frac{I_T}{I_{H1}}, \quad (2.37)$$

где I_{H1} — номинальный первичный ток трансформатора тока.

Отсюда можно найти $I_{\text{пред скв}}$ и I_T , а затем воспользоваться условиями проверки (2.23) и (2.25).

Дополнительно ТА проверяют на соответствие классу точности для номинальной нагрузки. Порядок такой проверки приводится, например, в [2, 5, 7].

Трансформаторы напряжения (ТН). Выбранный трансформатор напряжения проверяется на соответствие классу точности по величине вторичной нагрузки. Порядок такой проверки приведен, например, в [2, 5, 7].

2.6. Компенсирующие устройства тяговых подстанций переменного тока

В соответствии с заданием на тяговых подстанциях переменного тока 27,5 кВ предусматривается установка (в «отстающую» фазу) поперечной емкостной компенсации (КУ) заданной мощности (табл. 1.2) (расчет мощности КУ производится в курсе «Электроснабжение электрических железных дорог»).

По заданной мощности КУ по [5] выбирается число последовательно и параллельно соединенных конденсаторов соответствующего типа, а также реактор [5].

В проекте следует привести схему установки КУ и кратко описать принцип ее работы, руководствуясь [2, 3, 5].

2.7. Сглаживающее устройство тяговых подстанций постоянного тока

В соответствии с «Правилами защиты устройств связи от влияния тяговой сети электрических железных дорог постоянного тока» рекомендуется на тяговых подстанциях применять двухзвенные резонансно-апериодические сглаживающие устройства по схемам, предложенным ВНИИЖТом и Западно-Сибирской железной дорогой [5, 7].

В курсовом проекте для тяговой подстанции постоянного тока необходимо выбрать одно из этих сглаживающих устройств, привести его схему и параметры, а также кратко описать принцип его работы.

2.8. Выбор аккумуляторной батареи

Для выбора аккумуляторной батареи определяют типовой номер батарей, состоящей из свинцово-кислотных аккумуляторов стационарного типа (СК), рассчитывают число последовательно включенных элементов, выбирают зарядно-подзарядное устройство (ЗПУ).

Полные рекомендации по выбору аккумуляторной батареи приведены в [5, 7, 11].

Вместо свинцово-кислотных батарей в курсовом проекте можно применить современные необслуживаемые аккумуляторные батареи различных зарубежных фирм.

2.9. Расчет защитного заземляющего устройства

Защитное заземляющее устройство тяговой подстанции сооружается в соответствии с требованиями, предъявляемыми к электроустановкам выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью [5, 7, 8, 14].

В целях выравнивания электрического потенциала на территории тяговой подстанции на глубине $t_r = 0,5 \div 0,7$ м прокладывают продольные и поперечные горизонтальные заземлители и соединяют их между собой в заземляющую сетку.

По плану расположения электрооборудования в соответствии с нормативными требованиями к расположению продольных и поперечных горизонтальных заземлителей определяют общую длину горизонтальных заземлителей L_r .

В условиях курсового проекта, когда план расположения электрооборудования не разрабатывается, L_r можно определить в первом приближении по выражению $L_r \approx 22\sqrt{S}$, где S — площадь территории тяговой подстанции, m^2 .

Для определения сопротивления заземляющего устройства, выполненного в виде горизонтальной сетки в однородной земле, может быть использовано выражение [7]:

$$R = 0,444\rho/\sqrt{S} + \rho/L_r, \quad (2.38)$$

где ρ — удельное сопротивление земли, Ом·м.

Общее сопротивление заземляющего устройства следует определять с учетом естественных заземлителей R_e , сопротивление которых можно принять равными 2÷3 Ом. Тогда значение R_3 будет равно:

$$R_3 = RR_e/(R+R_e). \quad (2.39)$$

После этого проверяют выполнение условия $R_3 < 0,5$ Ом. Если это условие не выполняется, то заземляющее устройство следует дополнить вертикальными заземлителями. Это позволяет снизить R_3 до требуемого значения и уменьшить диапазон его сезонных колебаний. Длину вертикального заземлителя принимают равной

$l_B = 3 \div 5$ м. Для снижения эффекта взаимного экранирования вертикальные заземлители следует размещать по периметру горизонтальной заземляющей сетки на расстоянии $a \geq 2 l_B$ друг от друга. Число вертикальных заземлителей определяется выражением:

$$n_B = 4\sqrt{S}/a \quad (2.40)$$

Сопротивление заземляющего устройства, состоящего из горизонтальной сетки и вертикальных заземлителей, определяется выражением [16]

$$R = A\rho/\sqrt{S} + \rho/(L_r + n_B l_B), \quad (2.41)$$

где A — коэффициент, значение которого равно:

$$A = 0,444 - 0,84t_{\text{отн}} \quad \text{при } 0 \leq t_{\text{отн}} < 0,1;$$

$$A = 0,385 - 0,25 t_{\text{отн}} \quad \text{при } 0,1 \leq t_{\text{отн}} < 0,5;$$

$t_{\text{отн}}$ — относительная глубина погружения в землю вертикальных электродов:

$$t_{\text{отн}} = (1 + t_r)/\sqrt{S} \quad (2.42)$$

После этого определяют сопротивление заземляющего устройства с учетом естественных заземлителей (по выражению 2.39) и проверяют выполнение условия $R_3 \leq 0,5$ Ом.

Если оно не выполняется, то следует изменить конструктивные параметры заземляющего устройства (L_r , l_B , n_B) и повторить расчет.

При выполнении условия $R_3 \leq 0,5$ Ом расчет заземляющего устройства считается законченным.

В заключение определяется потенциал заземлителя в аварийном режиме и сравнивается с допустимым значением [5, 7, 8]:

$$R_3 I_3^{(1)} \leq 10 \text{ кВ} \quad (2.43)$$

где $I_3^{(1)}$ — ток однофазного короткого замыкания в РУ-110 кВ, кА.

Если $R_3 I_3^{(1)} > 5$ кВ, то должны предусматриваться меры по защите отходящих кабелей связи и телеуправления.

Особенности защитного заземления РУ-3,3 кВ тяговых подстанций постоянного тока. При перекрытии изоляции в РУ-3,3 кВ ток к. з., достигая десятков килоампер, стекает через заземляющее устройство в землю и через рельс цепи отсоса возвращается на минус шину. Такой режим представляет опасность как для людей, обслуживающих подстанцию, так и для подземных коммуникаций (кабели, трубы и др.). В силу ряда причин такое повреждение может длительно не устраняться со стороны данной и смежной подстанций, что особенно опасно. В этих условиях сооружение заземляющего устройства, обеспечивающего безопасность людей, потребовало бы больших капитальных затрат. Более целесообразно сооружение обычного заземляющего устройства, отвечающего требованиям ПУЭ ($R_3 \leq 0,5$ Ом), со специальной быстродействующей защитой, отключающее подстанцию со всех сторон при перекрытии изоляции в РУ-3,3 кВ. Для защиты подземных металлических коммуникаций от разрушения токами к. з. применяют специальное устройство — короткозамыкатель.

Общие указания по разделу. Вначале, исходя из вышеприведённой методики, необходимо произвести расчёт заземляющего устройства. Затем следует составить схему заземляющего устройства заданной тяговой подстанции, приняв за основу схемы, приведённые в [5, 7].

2.10 Экономическая часть проекта

В экономической части проекта необходимо определить годовые эксплуатационные расходы и себестоимость переработки электроэнергии на тяговой подстанции, отпускаемой на тягу поездов и районным потребителям.

Годовые эксплуатационные расходы C_3 включают в себя стоимость потерь электроэнергии $C_э$, отчисления на амортизацию оборудования тяговой подстанции $C_а$, расходы на обслуживание и текущий ремонт $C_{рем}$ и годовой фонд зарплаты работников тяговой подстанции $C_{зарп}$

$$C_3 = C_э + C_а + C_{рем} + C_{зарп}. \quad (2.44)$$

Для определения стоимости потерь электроэнергии можно принять, что потери электроэнергии на подстанции составляют 1,5 % от перерабатываемой за год электроэнергии, значения которой приведены в табл. 1.2, 1.3. Стоимость электроэнергии принять в соответствии с установленной в настоящее время в регионе проживания студента.

Стоимость тяговых подстанций и амортизационные отчисления принять в соответствии с нынешними ценами.

Стоимость ежегодного обслуживания и ремонта подстанций принять по фактическим расходам, существующим в настоящее время в вашем регионе

Годовой фонд заработной платы зависит от штата работников тяговой подстанции и их должностных окладов. В связи с этим в проекте для заданной тяговой подстанций по [13] можно выбрать метод ее оперативного обслуживания и соответствующую численность персонала тяговой подстанции. Усредненные значения должностных месячных окладов принять в соответствии с действующими в данное время в вашем регионе.

После определения годовых эксплуатационных расходов $C_э$, в соответствии с выражением (2.44) следует определить себестоимость переработки

$$p_{пер} = \frac{C_э}{W_{год}}$$

где $W_{год}$ — количество переработанной за год электроэнергии.
электроэнергии $p_{пер}$, руб./кВт-ч,

8. СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

8.1 Список основной литературы

1. Марикин А.И., Мизинцев А.В. Новые технологии в сооружении и реконструкции тяговых подстанций. – М.: УМЦ по образованию на ж.д. транспорте, 2008. – 220 с.
2. Петров Е.Б. Электрические подстанции. Методические указания по дипломному и курсовому проектированию. – М.: Маршрут, 2004. – 245 с.
3. Силовое оборудование тяговых подстанции железных дорог. Сборник справочных материалов. – М.: Трансиздат, 2004. – 384 с.
4. Инструкция по безопасности при эксплуатации электроустановок тяговых подстанций и районов электроснабжения железных дорог ОАО «РЖД». – М.: Техинформ, 2008. – 192 с.

8.2. Список дополнительной литературы

5. Бей Ю.М., Мамошин Р.Р., Пупынин В.Н., Шалимов М.Г. Тяговые подстанции: Учебник для вузов ж.-д. транспорта. – М.: Транспорт, 1986. – 319 с.
6. Правила устройства системы тягового электроснабжения железных дорог Российской Федерации. ЦЭ-462. – МПС, 1997. – 78 с.
7. Прохорский А.А. Тяговые и трансформаторные подстанции. Учебник для техникумов ж.д. трансп. – М.: Транспорт, 1983 – 496 с.
8. Инструкция по заземлению устройств электроснабжения на электрифицированных железных дорогах. ЦЭ-191. М.: МПС, 1993. – 68 с.
9. Усатенко С.Т. и др. Выполнение электрических схем по ЕСКД. Справочник. – М.: Изд-во стандартов, 1990. – 325 с.
10. Почаевец В.С. Электрооборудование и аппаратура электрических подстанций. Уч. пособ. Для студентов вузов, техникумов, колледжей ж.д. транспорта. – М.: УМК МПС России, 2002. – 56 с.
11. Инструкция по техническому обслуживанию и ремонту оборудования тяговых подстанций электрифицированных железных дорог. ЦЭ-936. – М.: Трансиздат, 2003. – 80 с.
12. Типовой проект организации труда на тяговой подстанции. ЦЭ МПС. – М.: Трансиздат, 2002. – 40 с.
13. Инструкция по техническому обслуживанию и ремонту оборудования тяговых подстанций электрифицированных железных дорог. ЦЭ-936. М.: Трансиздат, 2003. – 80 с.