

Федеральное агентство железнодорожного транспорта  
Уральский государственный университет путей сообщения

Кафедра «Электроснабжение транспорта»

Т.А. Несенюк  
А.Н. Штин

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ  
ТЯГОВЫХ И ТРАНСФОРМАТОРНЫХ  
ПОДСТАНЦИЙ**

Екатеринбург  
2007

Федеральное агентство железнодорожного транспорта  
Уральский государственный университет путей сообщения

Кафедра «Электроснабжение транспорта»

Т.А. Несенюк  
А.Н. Штин

# **ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЯГОВЫХ И ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ**

Методические указания к выполнению курсового проекта  
по дисциплине «Тяговые и трансформаторные подстанции»  
для студентов специальности 19401  
«Электроснабжение транспорта» заочного обучения

Екатеринбург  
2007

УДК 621.331:621.311.4  
Н55

Несенюк Т.А. , Штин А.Н. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций: методические указания к курсовому проектированию: Екатеринбург УрГУПС, 2007. – 65с.

Методические указания предназначены для выполнения курсового проекта по дисциплине «Тяговые и трансформаторные подстанции» для студентов заочного обучения специальности 190401 «Электроснабжение железных дорог».

В методике приведена последовательность проектирования тяговых и трансформаторных подстанций для железных дорог, электрифицированных на постоянном и переменном токе. В приложениях приведен обширный справочный материал по высоковольтному оборудованию тяговых и трансформаторных подстанций.

Данные методические указания разработаны на основе действующих и современных методик проектирования тяговых и трансформаторных подстанций.

Текстовая часть методических указаний составлена в соответствии ГОСТ 2.105 – 95.

Методические указания рекомендованы к печати на заседании кафедры «Электроснабжение транспорта», протокол №1 от 12. 09. 2007 г.

Авторы: А.Н. Штин, доцент кафедры «Электроснабжение транспорта»  
УрГУПС, канд.техн. наук;

Т.А.Несенюк, ассистент кафедры «Электроснабжение  
транспорта» УрГУПС.

Рецензент: Ю.П. Неугодников, доцент кафедры «Электроснабжение  
транспорта» УрГУПС, канд.техн. наук.

© Уральский государственный университет путей сообщения (УрГУПС), 2007

© Несенюк Т.А., 2007

© Штин А.Н., 2007

## Содержание

<b>Введение</b> .....	5
<b>1 Содержание курсового проекта и исходные данные</b> .....	5
<b>2 Разработка схемы внешнего электроснабжения</b> .....	12
<b>3 Составление структурной схемы тяговой подстанции</b> .....	16
<b>4 Расчет трансформаторной мощности тяговой подстанции</b> .....	17
4.1 Трансформаторная мощность тяговой подстанции постоянного тока.....	17
4.2 Трансформаторная мощность тяговой подстанции переменного тока.....	17
<b>5 Выбор силовых трансформаторов</b> .....	18
5.1 Повышающие трансформаторы.....	18
5.2 Головные понижающие трансформаторы подстанций.....	18
5.3 Трансформаторы для питания собственных нужд.....	19
5.5 Преобразовательные трансформаторы.....	19
<b>6 Расчет трехфазных токов короткого замыкания на шинах РУ тяговой подстанции</b> .....	20
6.1 Порядок расчета токов короткого замыкания .....	20
6.2 Составление расчетной схемы и схемы замещения.....	22
6.3 Расчет токов короткого замыкания на шинах тяговой подстанции.....	29
<b>7 Разработка схем главных электрических соединений тяговой подстанции</b> .....	32
<b>8 Расчет максимальных рабочих токов</b> .....	35
<b>9 Выбор оборудования для расчетной тяговой подстанции</b> .....	38
9.1 Выбор токоведущих частей.....	38
9.2 Выбор изоляторов.....	42
9.3 Выбор выключателей.....	44
9.4 Выбор разъединителей.....	46
9.5 Выбор измерительных трансформаторов.....	47
9.6 Разрядники и ограничители перенапряжений.....	48
9.7 Разрядные устройства.....	50
9.8 Сглаживающие и помехоподавляющие устройства.....	51
<b>Список использованных источников</b> .....	52
<b>Приложение А</b> Электрические параметры силовых и преобразовательных трансформаторов.....	54
<b>Приложение Б</b> Сопротивления расчетной схемы.....	59
<b>Приложение В</b> Способы преобразования схем замещения.....	60
<b>Приложение Г</b> Типовые кривые.....	61
<b>Приложение Д</b> Допустимые токовые нагрузки на проводники.....	62
<b>Приложение Е</b> Параметры изоляторов.....	63
<b>Приложение Ж</b> Электрические параметры выключателей.....	64
<b>Приложение И</b> Электрические параметры разъединителей.....	66
<b>Приложение К</b> Электрические параметры измерительных трансформаторов.....	68
<b>Приложение Л</b> Электрические параметры разрядников и ограничителей перенапряжений .....	70
<b>Приложение М</b> Схемы сглаживающих устройств.....	72



## Введение

Одним из основных элементов системы электроснабжения электрифицированных железных дорог являются тяговые и трансформаторные подстанции. Они осуществляют преобразование одного уровня напряжения в другой. На тяговых подстанциях (ТП) постоянного тока переменный ток преобразуется в постоянный.

Назначение тяговых подстанций – электроснабжение тяговых (электропоезды, электропоезда), нетяговых железнодорожных (линии СЦБ, депо, вокзалы и т. д.), а также районных (заводы, фабрики, сельхозпредприятия, жилые здания и т. д.) потребителей. Трансформаторные подстанции осуществляют электроснабжение только нетяговых железнодорожных и районных потребителей.

Проектирование тяговых подстанций (ТП) производится согласно принятым нормам и правилам [1-5], с применением современного электротехнического оборудования [6-12]. При проектировании ТТП необходимо изучить устройство системы внешнего электроснабжения, структурные схемы ТП и схемы главных электрических соединений распределительных устройств (РУ) с различными уровнями напряжения [6-13]. При выполнении проекта следует использовать достижения науки и техники в области энергетики и электроаппаратостроения.

### 1 Содержание курсового проекта и исходные данные

Цель курсового проекта – закрепление знаний, полученных студентами заочного факультета по курсу «Тяговые и трансформаторные подстанции» и получение навыков проектирование тяговых подстанций.

Для выполнения курсового проекта рекомендуется следующая последовательность его выполнения:

- составить схемы внешнего электроснабжения (СВЭ) с помощью рисунка 1, таблицы 1 и выбрать расчетную СВЭ;
- на расчетной СВЭ произвести выбор расчетной ТП по ее типу, указанном в таблице. 1, и составить структурную схему ТП;
- произвести расчет трансформаторной мощности и выбрать силовые трансформаторы;
- составить расчетную схему и произвести расчет сопротивления от источников питания, параметры которых приведены в таблице 3, до шин заданного РУ выбранной ТП методом относительных единиц;
- рассчитать токи короткого замыкания во всех РУ расчётной тяговой подстанции;
- составить схему главных электрических соединений (СГЭС) тяговой подстанции;
- произвести расчет максимальных рабочих токов;
- выбрать оборудование тяговой подстанции по номинальным параметрам;
- проверить выбранное оборудование заданного РУ расчётной подстанции на действие токов короткого замыкания.

Курсовой проект следует представить в виде пояснительной записки, оформленной в соответствии с требованиями ЕСКД [17].

Курсовой проект должен содержать следующие разделы:

Введение

Содержание

Исходные данные

1 Составление схем внешнего электроснабжения и выбор расчетной подстанции.

2 Расчет мощности тяговой подстанции и выбор понизительных трансформаторов.

3 Расчеты токов КЗ во всех РУ расчетной подстанции.

4 Составление схемы главных электрических соединений (СГЭС).

5 Выбор оборудования тяговой подстанции.

Заключение.

Список используемых источников.

Графическая часть курсового проекта выполняется на формате А1 в соответствии с ЕСКД и состоит из схемы главных электрических соединений (СГЭС) тяговой подстанции. На схеме необходимо указать тип и параметры выбранного оборудования во всех РУ.

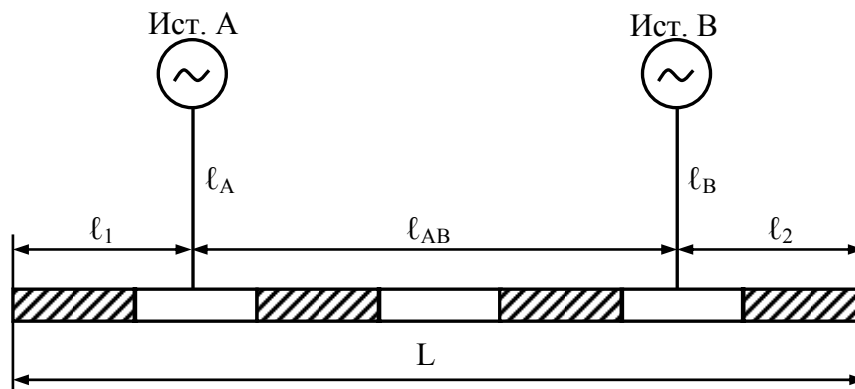


Рисунок 1 – План схемы внешнего электроснабжения

Таблица 1– Параметры схемы внешнего электроснабжения

Вариант	$\ell_1$ , км	$\ell_A$ , км	$\ell_{AB}$ , км	$\ell_B$ , км	$\ell_2$ , км	L, км	U <sub>ЛЭП</sub> , кВ	Тип ТП	Расчетное РУ	Тип ЛЭП
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	40	45	120	55	-	150	110	Опорная	110	1
2	65	50	170	70	-	235	110	Опорная	110	1
3	20	40	70	65	-	75	220	Отпаечная	35	2р
4	-	20	300	60	20	390	110	Отпаечная	35	2р
5	40	65	180	10	-	200	110	Транзитная	10	2о
6	-	10	540	65	110	630	220	Транзитная	10	2о
7	-	25	100	20	20	170	220	Транзитная	3,3	2р
8	-	40	400	30	100	580	220	Транзитная	27,5	2р
9	20	55	220	35	-	210	110	Тупиковая	110	2о
10	180	45	290	20	-	490	110	Тупиковая	110	2р
11	60	65	100	40	-	185	220	Опорная	35	2о
12	-	55	550	45	75	600	110	Опорная	35	2о
13	-	50	140	25	10	140	110	Отпаечная	10	2р
14	-	55	400	30	150	610	220	Отпаечная	10	2р
15	-	55	160	35	15	175	110	Транзитная	3,3	2о
16	30	10	370	50	-	380	110	Транзитная	27,5	2о
17	-	30	200	40	10	185	220	Отпаечная	220	2р
18	20	15	220	45	-	210	110	Отпаечная	110	2р
19	-	50	180	30	20	160	110	Тупиковая	35	2о
20	50	45	380	35	-	400	110	Тупиковая	27,5	2р
21	-	25	170	55	30	170	110	Опорная	10	2р
22	20	25	300	10	-	370	220	Опорная	10	2р
23	70	40	180	55	-	220	110	Транзитная	3,3	2о
24	100	35	450	50	-	580	220	Транзитная	27,5	2о



Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
25	-	15	90	40	40	190	220	Отпаечная	220	2р
26	-	35	200	35	40	290	110	Отпаечная	110	2о
27	60	20	50	60	-	110	110	Транзитная	35	1
28	60	55	600	15	-	630	220	Транзитная	27,5	1
29	80	30	80	25	-	150	220	Тупиковая	10	2р
30	80	60	380	30	-	420	110	Тупиковая	10	2р
31	-	20	110	25	-	200	110	Опорная	3,3	2о
32	-	60	280	10	60	320	220	Опорная	27,5	2о
33	-	20	180	30	15	185	110	Отпаечная	110	2р
34	-	25	400	65	90	610	110	Отпаечная	110	2р
35	80	30	80	25	-	150	220	Транзитная	35	2о
36	50	55	200	20	-	310	220	Транзитная	27,5	1
37	-	20	110	25	20	200	110	Тупиковая	10	2р
38	200	50	500	10	-	990	220	Опорная	10	2о
39	-	35	270	60	40	280	110	Опорная	3,3	2о
40	100	50	230	30	-	370	220	Отпаечная	27,5	2р
41	-	20	180	30	15	185	110	Отпаечная	110	2р
42	-	30	400	55	50	420	110	Отпаечная	110	2р
43	20	45	100	65	-	170	110	Транзитная	35	2о
44	-	50	260	40	40	360	220	Транзитная	27,5	1
45	70	55	100	50	-	155	110	Тупиковая	10	1
46	120	15	300	30	-	380	110	Опорная	10	2о
47	70	55	100	50	-	155	110	Опорная	3,3	1
48	-	30	240	25	30	355	220	Транзитная	27,5	3р
49	60	45	100	60	-	145	110	Транзитная	110	2о
50	100	45	200	60	-	280	220	Отпаечная	220	2р

Примечание: 1 – одноцепная ЛЭП, 2о – двухцепная ЛЭП на общих опорах, 2р – двухцепная ЛЭП на отдельных опорах

Таблица 2 – Мощности для питания тяги и нетяговых потребителей

Вариант	Мощность на тягу, $P_{\text{ТЯГИ}}$ , кВт	Трансформаторная мощность для питания нетяговой нагрузки по фидерам (ФНТП)								
		$S_{35}$ , кВт			$S_{27.5}$ , кВт			$S_{10}$ , кВт		
		1 ФНТП	2 ФНТП	3 ФНТП	1 ФНТП	2 ФНТП	3 ФНТП	1 ФНТП	2 ФНТП	3 ФНТП
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	8800	2000	2450	-	-	-	-	2800	-	-
2	13500	-	-	-	2050	1500	-	2100	1200	-
3	7000	2500	1200	-	-	-	-	800	1300	-
4	33000	3000	2500	-	1600	1800	-	900	1000	-
5	9100	600	1100	1000	-	-	-	1100	-	-
6	18000	-	-	-	1200	1600	1200	1900	-	-
7	6400	1700	-	-	-	-	-	1300	1700	1600
8	24000	-	-	-	1350	-	-	1600	2400	-
9	7600	1900	2700	1600	-	-	-	2000	-	-
10	19000	2500	4200	1500	2600	2300	-	1900	900	-
11	9900	2700	3500	4500	-	-	-	3300	3000	2800
12	27500	3400	2600	-	1700	-	-	1300	1300	-
13	9600	3400	-	-	-	-	-	4100	2800	-
14	22500	-	-	-	3500	2600	-	800	2700	1500
15	6600	1500	1600	2600	-	-	-	1100	1000	-
16	21500	1800	2100	-	1200	1300	-	1800	1900	-
17	7900	2200	400	-	-	-	-	2300	1600	-
18	17000	-	-	3200	2200	1800	-	2000	-	-
19	8700	1200	-	-	-	-	-	2400	1600	-
20	27000	-	-	-	3400	-	-	800	3100	2400
21	10000	4600	4400	-	-	-	-	4200	-	-
22	35000	3300	3200	-	2400	-	-	1500	1800	-
23	9200	3600	-	-	-	-	-	3100	2100	1500

## Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
24	38000	-	-	-	1600	1400	-	2000	-	-
25	3200	2500	2300	-	-	-	-	1000	900	-
26	2300	-	-	-	3900	-	-	1400	2200	-
27	8600	2700	-	-	-	-	-	1300	1700	700
28	30000	-	-	-	2300	1900	-	2200	-	-
29	6200	1600	2200	-	-	-	-	1200	2100	-
30	30000	3900	1200	-	3900	-	-	2700	-	-
31	6000	1700	1500	1600	-	-	-	3400	-	-
32	35000	3100	2500	-	1700	1700	900	1000	-	-
33	6500	2400	2700	-	-	-	-	2800	-	-
34	22500	-	-	-	3500	2600	-	2300	2100	1200
35	8900	2900	1700	4300	-	-	-	3600	-	-
36	28000	-	-	-	2400	1400	-	1400	1000	1000
37	9800	3500	2600	-	-	-	-	800	2700	1200
38	27000	-	-	-	3400	-	-	2400	700	3600
39	10500	5000	4500	1000	-	-	-	1900	4500	1400
40	23000	3800	800	-	3700	-	-	1100	-	-
41	9700	3200	2200	1800	-	-	-	2000	1400	-
42	26500	2200	400	-	900	-	-	2300	600	-
43	10000	6700	3500	-	-	-	-	4300	900	-
44	27500	-	-	-	2900	2400	-	1500	-	-
45	7900	1100	500	1000	-	-	-	2000	200	900
46	32000	3900	1200	-	3100	-	-	2800	-	-
47	7000	2600	400	-	-	-	-	300	1100	-
48	1950	-	-	-	2500	1900	-	1000	3500	-
49	6100	3600	3100	-	-	-	-	3400	-	-
50	22000	3200	200	1000	2100	-	-	3300	1700	-

Таблица 3 – Параметры источников питания СВЭ

Вариант	Источник А			Источник В		
	$S_C (N_{Г} * P_{Г})$	$\cos \varphi_{Г}$	$X_{*d}$	$S_C (N_{Г} * P_{Г})$	$\cos \varphi_{Г}$	$X_{*d}$
1-5	1000 МВА	-	-	4 x 60МВт	0,89	0,21
6-10	4 x 60 МВт	0,88	0,23	2100 МВА	-	-
11-15	1800 МВА	-	-	4x 165МВт	0,8	0,1
16-20	2x120 МВт	0,82	0,12	2000 МВА	-	-
21-25	110 МВА	-	-	6 x 60 МВт	0,91	0,17
26-30	3 x 60 МВт	0,86	0,16	1300 МВА	-	-
31-35	1700 МВА	-	-	2 x 63 МВт	0,84	0,14
36-40	3x120М ВТ	0,8	0,24	2200МВА	-	-
41-45	1800 МВА	-	-	2 x 60 МВт	0,85	0,18
46-50	2x165 МВт	0,82	0,25	2150МВт	-	-

Таблица 4 – Электрические параметры выпрямителей для вариантов постоянного тока (нечетных)

Вариант	Тип преобразователя	$U_{ан},$ кВ	$I_{ан},$ А	Охлаждение	Установка	Тип вентиля	Схема выпрямления	Число вентиля
<b>Неуправляемые выпрямители</b>								
1	ПВЭ-5	3,3	3150	Естественное воздушное	Наружная	ВЛ-200-10	6ПН	6x5x14=420
3							6ПМ	6x10x7=420
5,7	ТПЕД-3150-3,3к	3,3	3150	Естественное воздушное	Наружная или внутренняя	ДЛ-133-500-14	6ПН	6x3x16=288
9,11							6ПМ	6x6x8=288
13,15							12ППС	12x6x4=288
17	В-ТПЕД-3,15-3,3к	3,3	3150	Естественное воздушное на тепловых трубах	Наружная или внутренняя	ДЛ-252-2000-20	6ПН	6x1x8=48
19							6ПМ	6x2x4=48
21,23							12ППС	12x2x2=48
25,27	На блоках БСЕ1-4В	3,3	3150	Естественное воздушное на тепловых трубах	Наружная или внутренняя	ДЛ-173-2500-24(22)	6ПН	6x1x8=48
29,31							6ПМ	6x2x4=48
33,35							12ППС	12x2x2=48
<b>Регулируемые выпрямители</b>								
37,39	На блоках БСЕ1-3И В-ТПЕТ	4,0	1	Естественное воздушное на тепловых трубах	Внутренняя	Т-253-1250-18	6ПМ	6x1x6=36
41,43			600				12ППС	12x1x3=36
45,47			3150				6ПМ	(6x1x6)x2=72
49			3150				12ППС	(12x1x3)x2=72

## 2 Разработка схемы внешнего электроснабжения

Согласно правилам [1], схема внешнего электроснабжения (СВЭ) электрифицированной железной дороги должна обеспечивать питание ТП от энергосистемы потребителей с электроприемниками I категории (кроме подстанций, расположенных на слабозагруженных участках) [1]. Это означает, что каждая ТП должна иметь двухстороннее питание. При этом выход из работы любой из подстанций (секции шин) энергосистемы или любого участка ЛЭП не должен приводить к отключению ТП. По двухцепной тупиковой ЛЭП допускается питание не более одной тупиковой (концевой) ТП.

Среднее расстояние между ТП не должно превышать при системе электроснабжения постоянного тока 15 км и при системе электроснабжения переменного тока – 50 км [12]. Число и типы ТП между двумя опорными зависят от типа и уровня напряжения питающей ЛЭП, а также рода тока, на котором электрифицируется участок. Составление СВЭ заданного варианта необходимо привести в соответствии с таблицей 5 [1].

Таблица 5 – Количество промежуточных ТП между двумя опорными ТП

Род тока	Тип ЛЭП	$U_{ЛЭП}$ , кВ	Число ТП между двумя опорными			$L_{MAX}$ , км
			Всего	Транзитных	Отпаечных	
Постоянный	Одноцепная	110 или 220	3	3	0	60
	Двухцепная на общих опорах	110 или 220	5	5	0	90
	Двухцепная на отдельных опорах	110 или 220	5	2	3	90
Переменный	Одноцепная	110 или 220	3	3	0	200
	Двухцепная на общих опорах	110	3	3	0	200
		220	5	5	0	300
	Двухцепная на отдельных опорах	110	3	2	1	200
		220	5	2	3	300

Примечание:  $L_{MAX}$  — максимальное расстояние между двумя опорными ТП.

На слабозагруженных участках допускается обеспечение надежности питания ТП как потребителей с электроприемниками II категории. Это означает, что допускается одностороннее питание ТП, или подключение ТП к ЛЭП отпайкой с помощью одного ввода с выключателем [1].

На основании исходных данных о расположении источников питания по рисунку 1 и таблице 1 необходимо разместить ТП и составить возможные варианты схем внешнего электроснабжения (СВЭ).

Составление СВЭ производится в следующем порядке:

- 1) на участке заданной длины следует расположить наименее возможное количество тяговых подстанций с учетом вида тяги и соответственно, расстояния между ТП. Принимается, что на концах участка устанавливаются ТП.
- 2) из всех подстанционных участков выбираются опорные тяговые подстанции с учетом типовых схем внешнего электроснабжения таблицы 5.

Опорные ТП соединяются с помощью ЛЭП с источниками питания. В результате будет получено несколько вариантов СВЭ, из которых необходимо выбрать оптимальный.

Для определения общего количества ТП на электрифицируемом участке длиной  $L$  воспользуемся формулой (2.1)

$$N_{ТП} = INT\left(\frac{L}{l_{max}}\right) + 1, \quad (2.1)$$

где  $INT( )$  – функция, определяющая количество промежутков между ТП, значение в функции округляется в большую сторону;

$l_{max}$  – максимальное расстояние между ТП (для *постоянного* тока составляет не более 15 км, а для *переменного* — не более 50 км).

Ниже приведены примеры составления схем внешнего электроснабжения (СВЭ) [12].

Произведем выбор СВЭ при следующих исходных данных: участок переменного тока,  $l_A = 140$  км,  $l_B = 200$  км,  $l_1$  - не дано,  $l_{AB} = 500$  км,  $l_2 = 260$  км,  $L = 680$  км,  $U_{ЛЭП} = 220$  кВ.

Составим план схемы внешнего электроснабжения в масштабе  $1: 10^6$  (1 мм = 10 км) (рис. 1). Для этого проведем в масштабе линию, равную длине электрифицируемого участка ( $L = 680$  км). Так как длина  $l_1$  не дана, то от правого конца участка откладываем длину  $l_2 = 260$  км и из этой точки поднимаем перпендикуляр, равный расстоянию от участка до источника питания В ( $l_B = 200$  км). Затем откладываем расстояние между источниками питания  $l_{AB} = 500$  км и из этой точки также поднимаем перпендикуляр равный расстоянию от участка до источника питания А ( $l_A = 140$  км). Таким образом, построен план СВЭ.

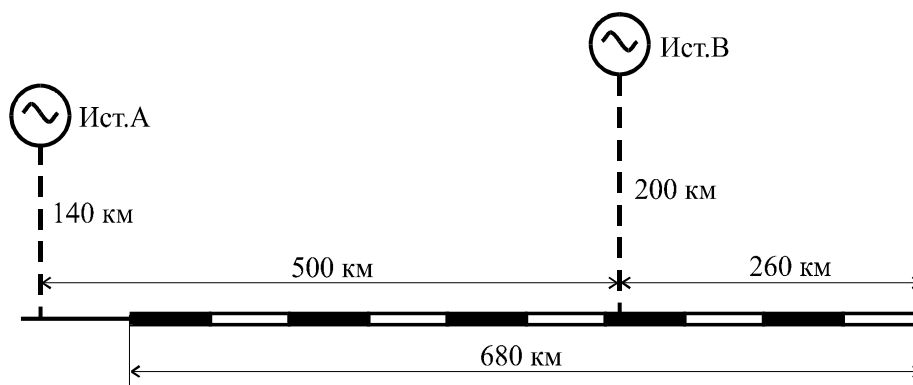


Рисунок 2 – План схемы внешнего электроснабжения

Если максимальное расстояние между ТП при электрической тяге на переменном токе составляет 50 км, то общее количество ТП участка длиной 680 км составит:

$$N_{ТП} = INT\left(\frac{680}{50}\right) + 1 = 15.$$

Возможны несколько вариантов расположения ТП. На рисунке 3 в качестве примера приведены три варианта расположения тяговых подстанций.

Первый вариант – ТП расположены равномерно на расстоянии

$$L_{cp} = \frac{680}{14} = 48,57 \text{ км.}$$

Второй вариант – 14 подстанций, начиная с левого края, расположены через 50 км ( $13 \cdot 50 = 650$  км), а ТП15 от ТП14 на расстоянии 30 км.

Третий вариант – 14 подстанций, начиная с правого края, расположены через 50 км ( $13 \cdot 50 = 650$  км), а ТП1 от ТП2 на расстоянии 30 км.

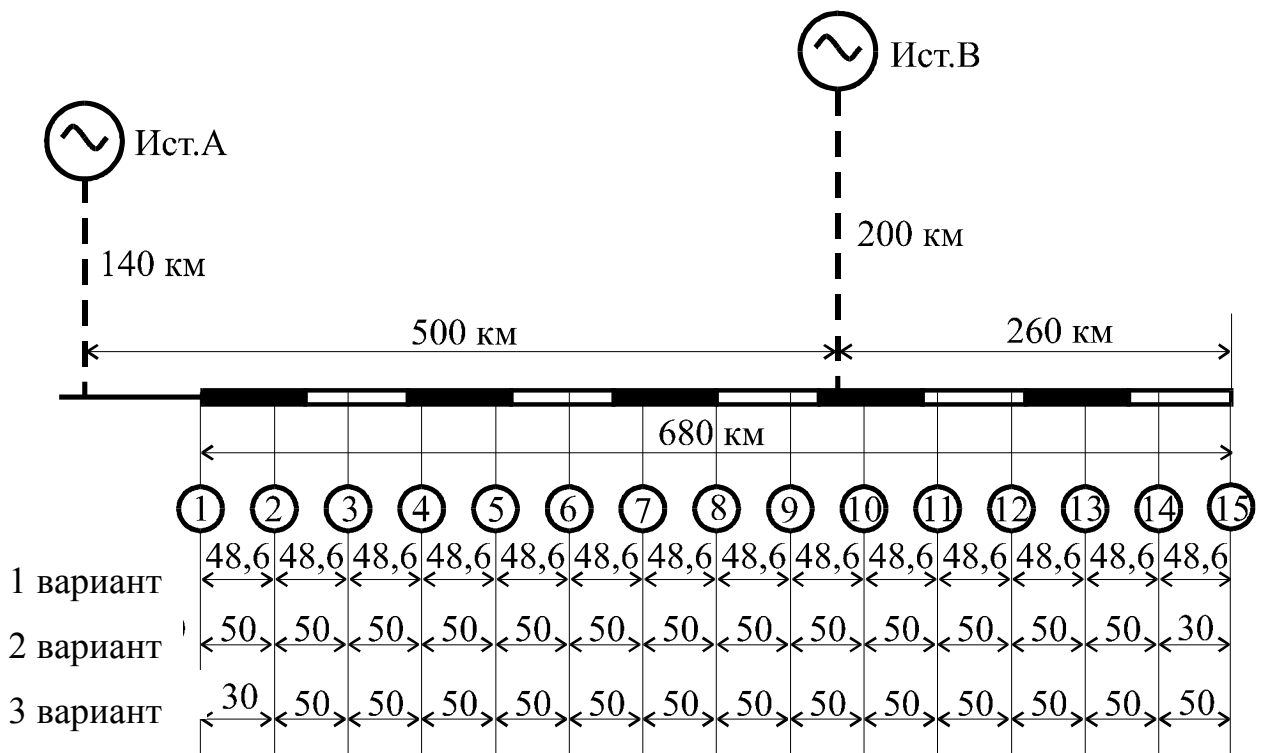


Рисунок 3 – Варианты расположения тяговых подстанций

В качестве примера на рисунке 4 рассмотрим три варианта (а, б, в) составления схем внешнего электроснабжения при питании промежуточных ТП от двухцепной ЛЭП на отдельных опорах для 2 варианта расположения ТП по рисунку 3. В этом случае при  $U_{ЛЭП} = 220$  кВ, между двумя опорными ТП допускается не более 5 промежуточных ТП, причем две из них должны быть транзитными (таблица 5). Результаты расчета приведены в таблице 6. Более подробно рассмотрены примеры составления схем внешнего электроснабжения в [13].

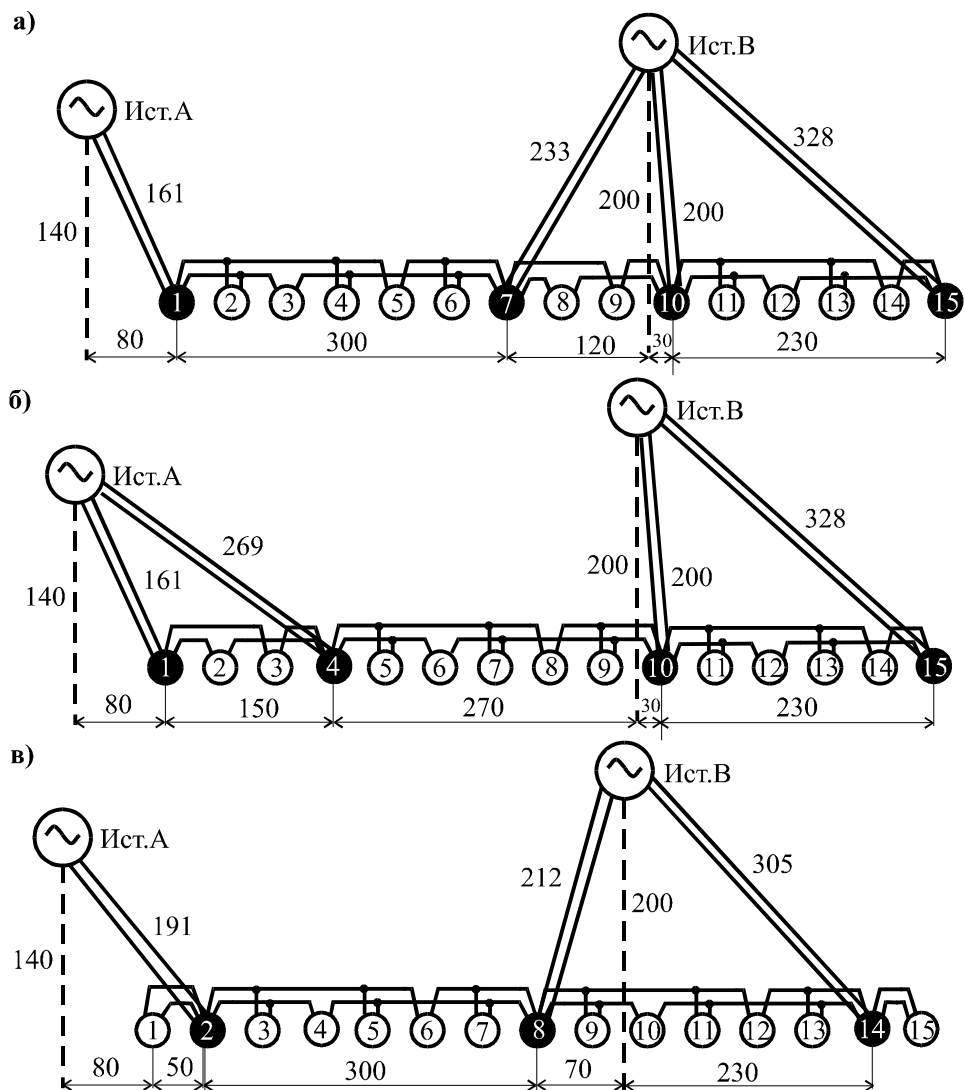


Рисунок 4 – Варианты составления СВЭ для 2 варианта расположения тяговых подстанций двухцепной ЛЭП на отдельных опорах

Таблица 6 – Число ТП и общие длины ЛЭП примера

Вариант расположения ТП	Вариант СВЭ	Количество опорных ТП	Суммарная длина ЛЭП от источников питания до опорных ТП, км
1	а	4	$161+238+200+328=927$
	б	4	$161+266+200+328=955$
	в	3	$190+215+291=696$
2	а	4	$161+233+200+328=922$
	б	4	$161+269+200+328=958$
	в	3	$191+212+305=708$
3	а	4	$161+244+200+328=933$
	б	4	$161+252+200+328=941$
	в	3	<b><math>178+219+290=687</math></b>

Проанализировав таблицу 6, выбираем наиболее эффективный вариант схемы внешнего электроснабжения с меньшим количеством опорных тяговых подстанций и наименьшей длиной ЛЭП – вариант 3в.



### 3 Составление структурной схемы тяговой подстанции

После составления СВЭ необходимо, в соответствии с заданным типом подстанции (табл. 1), выбрать одну расчетную ТП и согласовать выбор с руководителем.

Исходя из данных варианта, составляют структурную схему ТП, т.е. указывают наличие РУ всех напряжений, трансформаторов и фидеров.

Пример выполнения структурной схемы приведен на рисунке 5 для 2 варианта по рисунку 4в.

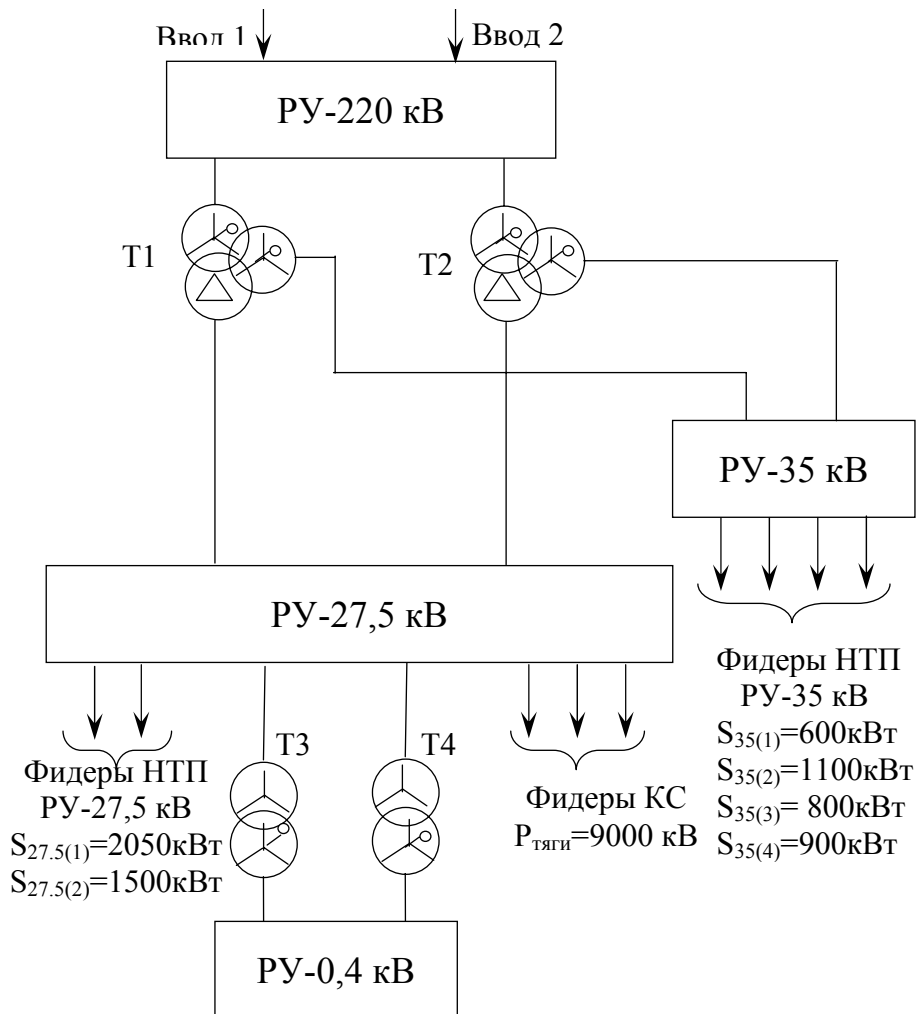


Рисунок 5 – Структурная схема расчетной ТП 7

## 4 Расчет трансформаторной мощности тяговой подстанции

### 4.1 Трансформаторная мощность тяговой подстанции постоянного тока

Методика расчета трансформаторной мощности приводится для ТП постоянного тока с двойной трансформацией, где тяговая нагрузка и трансформаторы собственных нужд питаются от РУ напряжением 10 кВ.

Расчетная трансформаторная мощность ТП постоянного тока для совместного питания тяговой нагрузки и нетяговых потребителей  $S$  определяется по формуле

$$S = (S_{\Sigma T} + S_{\phi 35}) \cdot k_P, \quad (4.1)$$

$$S_{\Sigma T} = (S_T + n_{TCH} \cdot S_{TCH} + S_{\phi 10}) \cdot k_P, \quad (4.2)$$

где  $S_{\phi 10}$  – суммарная мощность фидеров нетяговых потребителей (НТП), потребляемой РУ 10 кВ ТП постоянного тока, кВА (табл.2);

$S_T$  – мощность тяговой нагрузки, кВА.

$$S_T = \frac{P_T}{\cos \varphi}, \quad (4.3)$$

где  $P_T$  – заданная мощность для питания тяговой нагрузки (таблица 2), кВт;

$\cos \varphi$  – величина косинуса угла сдвига первой гармоники сетевого тока ПА относительно питающего напряжения, для 6П схемы выпрямления равна 0,94, для 12П – 0,98 [12-14];

$S_{TCH}$  – мощность одного трансформатора собственных нужд  $S_{TCH}=400$  кВА;

$n_{TCH}$  – количество трансформаторов собственных нужд, можно принять для опорных ТП равным 4 шт., а для на остальных (транзитная, отпаечная, тупиковая ) ТП равным 2 шт;

$k_P$  – коэффициент, учитывающий разновременность наступления максимумов нагрузок, принимается равным 0,95...0,98 [8].

### 4.2 Трансформаторная мощность тяговой подстанции переменного тока

Расчетная трансформаторная мощность ТП переменного тока для совместного питания тяговой нагрузки и нетяговых потребителей  $S$  определяется по формуле

$$S = (S_{\Sigma T 27,5} + S_{\Sigma 35(10)}) k_P \quad (4.4)$$

$$S_{\Sigma T 27,5} = (S_T + n_{TCH} \cdot S_{TCH} + S_{ДПР}) k_P, \quad (4.5)$$

где  $S_{\Sigma T 27,5}$  – мощность потребляемая РУ-27,5 ТП переменного тока, кВА;

$S_{ДПР}$  – мощность нетяговых потребителей в РУ 27.5 кВ, кВА;

$S_{\Sigma 35(10)}$  – суммарная мощность фидеров НТП, потребляемой РУ 35 или 10 кВ ТП постоянного тока из таблицы 2, кВА

Трансформаторные мощности  $S_{TCH}$ , и  $S_T$  определяют по выражениям (4.3), а  $\cos \varphi$  следует принять равным 0,8 [12];

$$S_{\Sigma 35(10)} = (S_{\phi 35} + S_{\phi 10}) k_P \quad (4.6)$$

где  $S_{\phi 35}$  – суммарная мощность всех фидеров НТП РУ-35 кВ;

$S_{\phi 10}$  – суммарная мощность всех фидеров НТП РУ-10 кВ.

## 5 Выбор силовых трансформаторов

### 5.1 Повышающие трансформаторы электростанций

Генераторы на электростанциях вырабатывают электроэнергию с напряжением 6, 10, 15 или 20 кВ. Чтобы передать эту энергию потребителям на достаточно большие расстояния, необходимо повысить напряжение до 110 кВ или выше. Для этого на электростанциях после генераторов устанавливают повышающие двухобмоточные трансформаторы. Число таких трансформаторов равно числу генераторов, а мощность одного трансформатора должна быть не ниже мощности одного генератора [10]. Следовательно,

$$S_{ТГ} \geq S_{НГ}, \quad (5.1)$$

где  $S_{ТГ}$  – номинальная мощность повышающего трансформатора, установленного после генератора;

$S_{НГ}$  – номинальная мощность одного генератора.

Параметры повышающих двухобмоточных трансформаторов приведены в таблице А.1. Более подробные данные о них можно получить в [11-15].

### 5.2 Головные понижающие трансформаторы подстанций

Согласно [1], на ТП (кроме подстанций слабозагруженных линий) устанавливают два головных понижающих трансформатора, которые на подстанциях переменного тока одновременно являются и тяговыми. При этом должна быть обеспечена возможность как параллельной, так и раздельной работы трансформаторов. В последнем случае работающий трансформатор должен обеспечивать питание тяговой нагрузки при заданных размерах движения поездов, а также питание нетяговых потребителей I-й и II-й категории.

Однако экономически невыгодно принимать мощность каждого трансформатора из обеспечения всей расчетной трансформаторной мощности подстанции. Согласно [4], допустимая перегрузка масляных трансформаторов может достигать 40 % сверх номинальной не более 6 часов в сутки в течение 5 суток подряд. Следовательно, стандартная номинальная мощность одного головного понижающего трансформатора  $S_{ГТ}$  может быть найдена по следующей формуле:

$$S_{ГТ} \geq \frac{S}{K_{ПЕР}}, \quad (5.2)$$

где  $S$  – расчетная трансформаторная мощность ТП;

$K_{ПЕР}$  – коэффициент допустимой перегрузки трансформатора по отношению к его номинальной мощности; для масляных трансформаторов равный 1,4 [4], для других типов определяется по данным завода изготовителя.

На ТП слабозагруженных линий, кроме подстанций питающих консольные участки, разрешается устанавливать один головной трансформатор [1]. Мощность выбирается из условия

$$S_{ГТ} \geq S. \quad (5.3)$$

Параметры двухобмоточных понижающих трансформаторов приведены в таблицах А.1 – А.2, а трехобмоточных – в таблице А.3.

### 5.3 Трансформаторы для питания собственных нужд подстанций

На тяговых подстанциях цепи собственных нужд (СН) переменного тока напряжением 380/220 В получают питание от трансформатора собственных нужд (ТСН). На подстанциях постоянного тока ТСН подключают к шинам питания преобразовательных трансформаторов (6, 10, 35 кВ), а на подстанциях переменного тока — к шинам питания тяговой нагрузки (27,5 кВ).

На опорных подстанциях устанавливают четыре ТСН, а на всех остальных – два. В соответствии с [6] на вновь проектируемых подстанциях следует применять ТСН мощностью 400 кВА. Параметры ТСН приведены в таблицах А.1 – А.3. Более подробные данные о них можно получить в [9, 10, 16].

### 5.4 Преобразовательные трансформаторы

Преобразовательные трансформаторы устанавливаются на подстанциях постоянного тока и, кроме обеспечения гальванической развязки, служат для согласования напряжений питающей и контактной сети. Их число и тип определяются числом и типом преобразователей, которые должны быть установлены на подстанции.

В курсовом проекте преобразовательные трансформаторы выбираются в соответствии с типом преобразователя (табл. 4). Более подробные данные о них можно получить в [6-9, 15]. Данные по выпрямителям и выпрямительно-инверторным преобразователям можно получить в [6-9, 15].

Последовательность выбора числа преобразовательных трансформаторов следующая.

Определяется число выпрямителей  $N_B$ . Для этого находят значение выпрямленного тока подстанции  $I_{d\text{ТП}}$ , исходя из заданного значения мощности для питания тяговой нагрузки  $P_{\text{ТЯГИ}}$

$$I_{d\text{ТП}} = \frac{P_{\text{ТЯГИ}}}{U_{dH}}, \quad (5.5)$$

где  $U_{dH}$  – номинальное выпрямленное напряжение на шинах подстанции, равное 3,3 кВ.

По заданному типу выпрямителей находят их число  $N_{B\text{РАСЧ}}$ :

$$N_{B\text{РАСЧ}} = \frac{I_{d\text{ТП}}}{I_{dH}}, \quad (5.6)$$

где  $I_{dH}$  – номинальный выпрямленный ток заданного выпрямителя (табл. 4).

Полученное значение  $N_{B\text{РАСЧ}}$  необходимо округлить до большего целого и увеличить на единицу, то есть принять один резервный выпрямитель. Для ТП слабозагруженных линий допускается резервный выпрямитель не устанавливать. По рассчитанному числу и по заданному типу преобразователей при помощи таблиц А.3 и А.4 выбирают типы преобразовательных трансформаторов, параметры следует свести в таблицы и изобразить на СГЭС, указав на схеме типы и схемы соединения обмоток всех силовых трансформаторов.

## 6 Расчет трехфазных токов короткого замыкания на шинах РУ ТП

### 6.1 Порядок расчета токов короткого замыкания (КЗ)

Определение токов в КЗ является важнейшим этапом проектирования любого электротехнического сооружения. На основании результатов вычислений производят:

- выбор и проверка силового оборудования;
- расчет типов и уставок релейных защит;
- расчет заземляющих устройств;
- расчет устойчивости электрических систем.

Последовательность расчета токов КЗ на шинах РУ переменного тока можно разбить на шесть этапов.

**Первый этап** заключается в составлении расчетной схемы электрической цепи. На схеме должны быть указаны все источники питания, ЛЭП трансформаторы и прочие элементы, которые имеют достаточно большое сопротивление по отношению к токам КЗ. На расчетной схеме расставляются:

- 1) все ступени напряжений;
- 2) точки КЗ на сборных шинах РУ подстанции;
- 3) параметры элементов расчетной схемы, которые необходимы для определения сопротивлений элементов.

**Второй этап** заключается в составлении схемы замещения, на которой каждый элемент расчетной схемы заменяется индуктивным сопротивлением. Для расчета сопротивлений схемы замещения применим метод относительных единиц. Формулы для определения сопротивлений схемы замещения приведены в приложении Б.

**Третий этап** заключается в преобразовании схемы замещения к простейшему виду (рисунок 6). Преобразование производится до тех пор, пока каждый источник не будет связан с точкой КЗ через отдельное результирующее сопротивление. При упрощении схемы необходимо пользоваться правилами последовательно и параллельно соединенных сопротивлений.

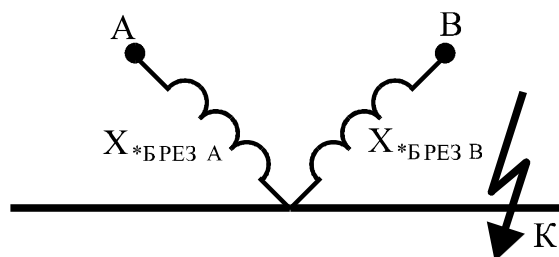


Рисунок 6 – Схема преобразования результирующего сопротивления до точки короткого замыкания

**Четвертый этап** заключается в расчете тока, который будет протекать в точке К при трехфазном симметричном КЗ, равный сумме токов, протекающих в каждой ветви. Значение периодической составляющей тока короткого замыкания в точке **К** в нулевой момент времени

$$I_{\text{П0}\Sigma} = I_{\text{П0А}} + I_{\text{П0В}} \quad (6.1)$$

Для расчета тока КЗ от *источника-энергосистема* воспользуемся методом относительных единиц (МОЕ)

$$I_{по} = \frac{I_B}{x_{*B\_PE3}}, \quad (6.2)$$

при *источнике-генератор* ток КЗ, рассчитывается по формуле

$$I_{по} = \frac{I_B \cdot E_*'}{x_{*B\_PE3}}, \quad (6.3)$$

где  $I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3}U_{cp}}$  – базисный ток КЗ;

$S_B$  – базисное значение мощности, обычно принимаемое равным 1000 МВА;

$U_{cp}$  – среднее значение напряжения РУ, где рассчитывается ток КЗ;

$E_*$  – относительное значение ЭДС генераторов,  $E_*=1,8$  для генераторов с мощностью  $P_{нг} < 100$  МВт; для генераторов  $100 \text{ МВт} \leq P_{нг} \leq 1000$  МВт –  $E_*=1,13$ .

Таблица 7 – Величины  $U_{cp}$  на шинах РУ тяговых подстанций

$U_H$ , кВ	220	110	35	27,5	10	6	3	0,38	0,22
$U_{cp}$ , кВ	230	115	37	26,2	10,5	6,3	3,15	0,4	0,23

**Пятый этап** – расчет ударного тока КЗ по действующему значению тока КЗ:

$$i_y = 2,55 \cdot I_{по \Sigma} \quad (6.4)$$

**Шестой этап** – расчет мощности короткого замыкания

$$S_{K3} = \sqrt{3} U_{cp} \cdot I_{по \Sigma} \quad (6.5)$$

Расчет установившегося максимального ток КЗ на шинах **РУ 3,3 кВ** можно определить по формуле

$$I_{K \text{ MAX}} = \frac{1,1 \cdot I_{dN} \cdot N}{\frac{u_{K, \%}}{100} + \frac{\sum S_{1H}}{S_{K3J}}}, \quad (6.6)$$

где  $I_{dN}$  – номинальный ток одного преобразовательного агрегата;

$N$  – число преобразовательных агрегатов ТП, которые могут одновременно находиться в работе;

$u_{K, \%}$  – напряжение КЗ преобразовательного трансформатора;

$\sum S_{1H}$  – сумма мощностей сетевых обмоток преобразовательных трансформаторов ТП, которые могут одновременно находиться в работе;

$S_{K310}$  – мощность КЗ на шинах РУ-10 кВ.

## 6.2 Составление расчетной схемы и схемы замещения.

Для составления расчетной схемы выбираем один из вариантов СВЭ, в котором по заданию определяем расчетную ТП, согласовав свой выбор с руководителем проекта.

Затем по исходным данным таблицы 1 и таблицы 3, а также структурной схеме. Расставляем заданные ступени напряжения, параметры элементов расчетной схемы и точки КЗ.

Пример расчетной схемы представлен на рисунке 7, по примеру с выбранной СВЭ (рисунок 4в).

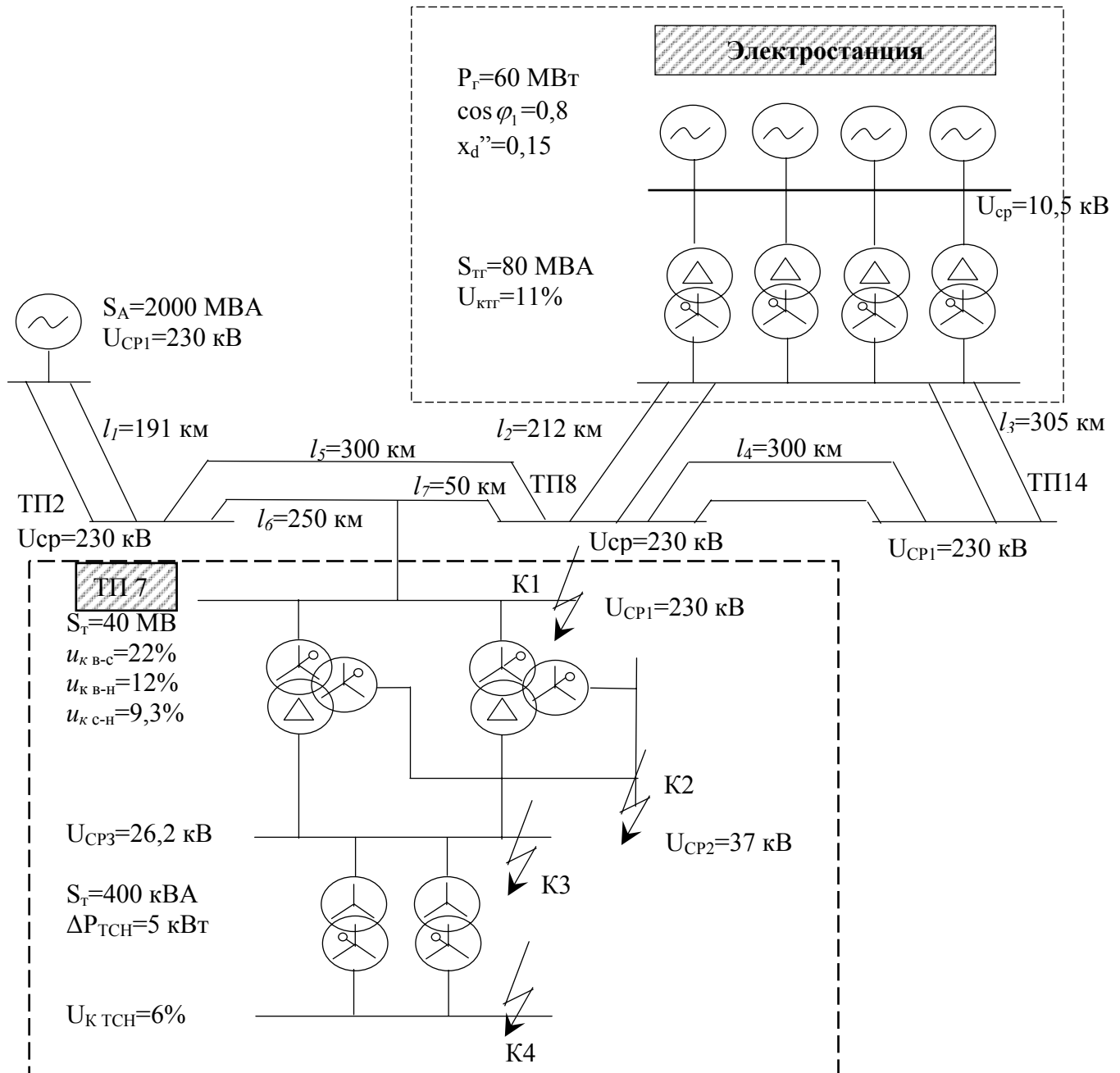


Рисунок 7 – Расчетная схема для отпаечной ТП7 переменного тока

По расчетной схеме составляется схема замещения, в которой элементы расчетной схемы заменяются индуктивными сопротивлениями при  $S_{HT} \geq 1000$  кВА и индуктивно-активными сопротивлениями при  $S_{HT} < 1000$  кВА.

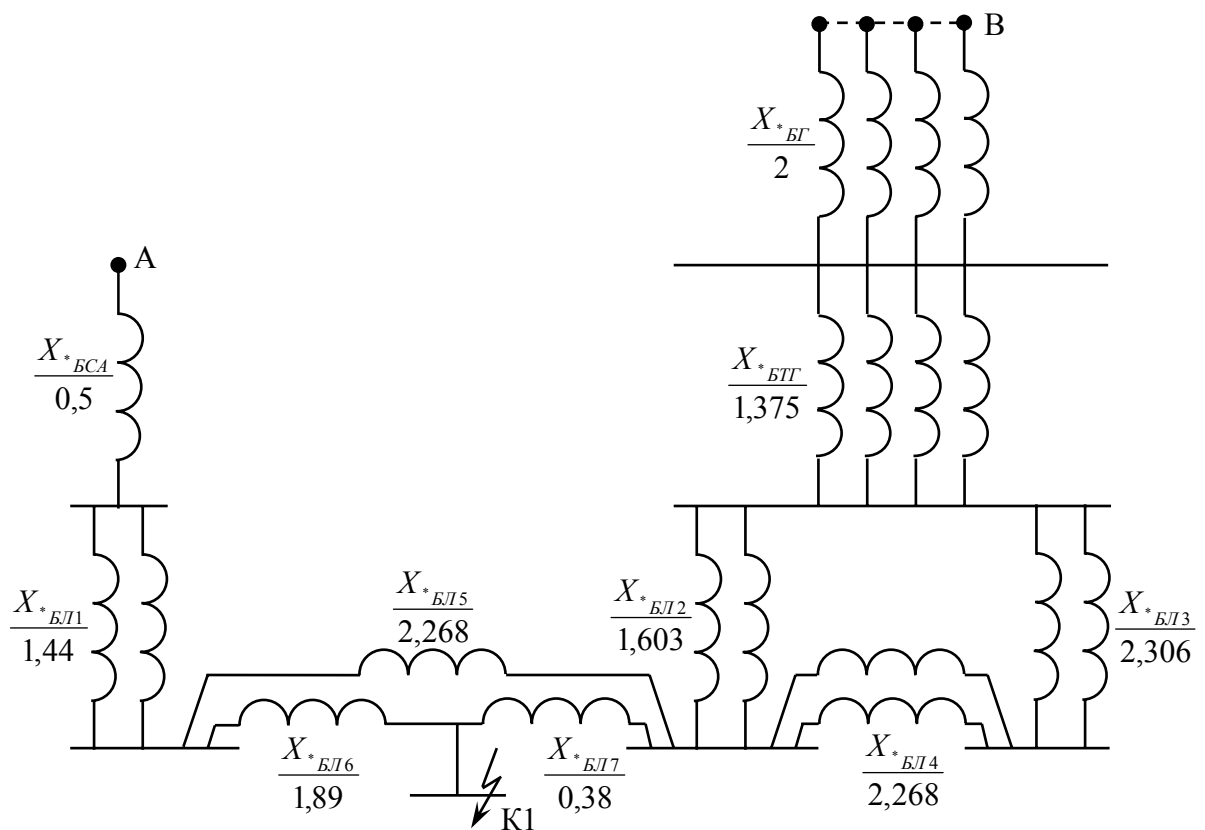


Рисунок 8 – Схема замещения электрической цепи ТП 7

Определим сопротивления **источников питания**

– для источника– система

$$X_{*БСА} = \frac{S_B}{S_A} = \frac{1000}{2000} = 0,5;$$

– для источника–генератор

$$X_{*БГ} = X_{*d} \cdot \frac{S_B}{S_{ТГ}} = 0,15 \cdot \frac{1000}{75} = 2;$$

где  $S_B$  – базисное значение мощности обычно принимаемое равным 1000 МВА;

$S_A$  – мощность энергосистемы источника А, МВА,

$S_{ТГ}$  – полная мощность одного генератора, МВА,

$X_{*d}$  – относительное сопротивление обмоток повышающего трансформатора.

$$X_{*БЛТГ} = \frac{u_{к,\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ТГ}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{80} = 1,375,$$

где  $S_{ТГ}$  – мощность выбранного повышающего трансформатора, МВА,

$u_{к,\%}$  – испытательное напряжение КЗ выбранного повышающего трансформатора.

Выполним расчет относительных базисных сопротивлений элементов цепи КЗ по рис. 8, используя таблицу Б1.

Тогда найдем сопротивление линии электропередачи (ЛЭП) от источника А до ТП1.



$$X_{*БЛ1} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{CP}^2} = 0,4 \cdot 191 \cdot \frac{1000}{230^2} = 1,444;$$

где  $x_0$  – удельное сопротивление одного километра длины линии (одной цепи) принимаем равным 0,4 Ом/км [8];

$l$  – длина линии, км;

$U_{CP}$  – среднее значение напряжения РУ тяговых подстанций, где рассчитывается ток КЗ, кВ.

$$X_{*БЛ1} = 1,44 \quad X_{*БЛ2} = 1,603; \quad X_{*БЛ3} = 2,306; \quad X_{*БЛ4} = 2,268; \quad X_{*БЛ5} = 2,268;$$

$$X_{*БЛ6} = 1,89; \quad X_{*БЛ7} = 0,3781.$$

С помощью таблицы Б1 [6] найдем напряжение КЗ каждой обмотки силового трехобмоточного трансформатора ГДТНЖУ 40000/220 У1.

$$u_{KB} = 0,5(u_{KB-C} + u_{KB-H} - u_{KC-H}) = 0,5(22 + 12 - 9,5) = 12,25\%;$$

$$u_{KC} = 0,5(u_{KB-C} - u_{KB-H} + u_{KC-H}) = 0,5(22 - 12 + 9,5) = 9,75\%;$$

$$u_{KH} = 0,5(-u_{KB-C} + u_{KB-H} + u_{KC-H}) = 0,5(-22 + 12 + 9,5) = -0,25\% ,$$

где  $u_{KBC}, u_{KBH}, u_{KCH}$  – напряжение КЗ для каждой пары обмоток трансформатора. Так как  $u_{KH}$  получилась меньше нуля, то принимаем  $u_{KH} = 0$ .

Произведем расчет сопротивлений обмоток головного трансформатора:

$$X_{*БТВ} = \frac{u_{KB}, \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_T} = \frac{12,25}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 3,06;$$

$$X_{*БТС} = \frac{u_{K}, \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_T} = \frac{9,75}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 2,44;$$

$$X_{*БТН} = \frac{u_{K}, \%}{100} \cdot \frac{S_3}{S_T} = \frac{0}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 0,$$

где  $S_T$  – мощность выбранного головного трансформатора, МВА.

Рассчитаем сопротивление трансформатора собственных нужд:

$$Z_{*БТСН} = \frac{u_{КТСН}, \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ТСН}} = \frac{6}{100} \cdot \frac{1000}{0,4} = 150;$$

$$R_{*БТСН} = \frac{\Delta P_{КЗ}}{S_{ТСН}} \cdot \frac{S_B}{S_{ТСН}} = \frac{5}{400} \cdot \frac{1000}{0,4} = 31,2;$$

$$X_{*БТСН} = \sqrt{Z_{*БТСН}^2 - R_{*БТСН}^2} = \sqrt{150^2 - 31,25^2} = 146,7.$$

Выполним преобразование схемы до точки К1. Последовательность действий приведена на рисунках 8–12.

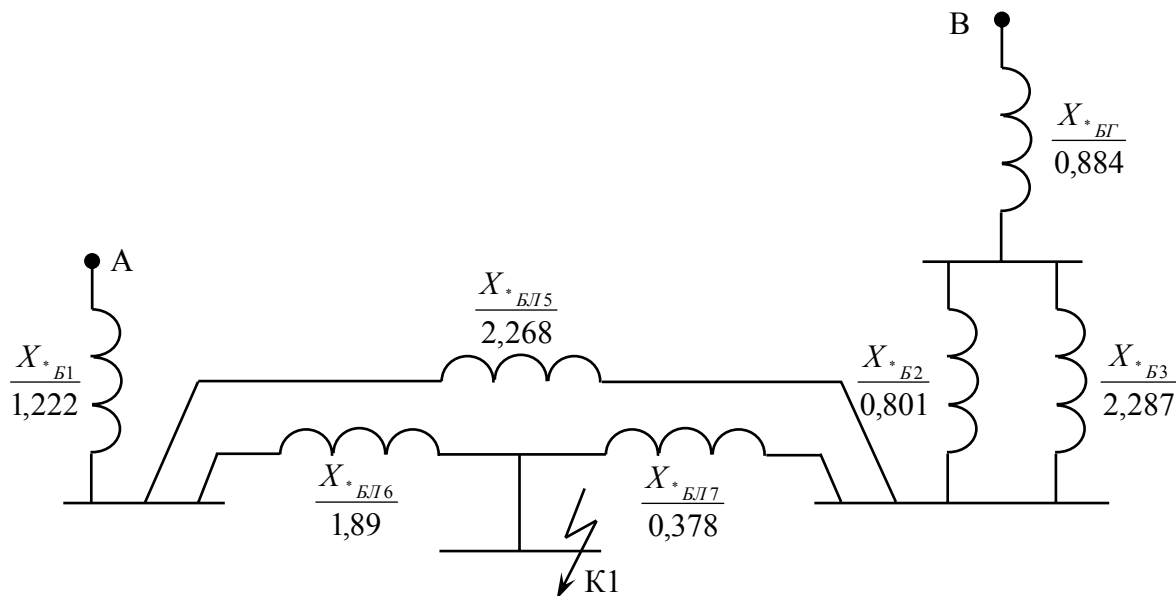


Рисунок 9– Первый этап упрощения схемы замещения ТП7 в точке к.з.К1

На рисунке 9 обозначено:

$$X_{*Б1} = X_{*БС1} + \frac{X_{*БЛ1}}{2} = 0,5 + \frac{1,444}{2} = 1,222;$$

$$X_{*Б2} = \frac{X_{*БЛ2}}{2} = \frac{1,603}{2} = 0,8015;$$

$$X_{*Б3} = \frac{X_{*БЛ3}}{2} + \frac{X_{*БЛ4}}{2} = \frac{2,306}{2} + \frac{2,268}{2} = 2,287;$$

$$X_{*БГВ} = \frac{X_{*БГ}}{4} + \frac{X_{*БГТ}}{4} = \frac{2}{4} + \frac{1,375}{4} = 0,844.$$

«Треугольник»  $X_{*Б15}, X_{*Б16}, X_{*Б17}$  преобразуем в «звезду» рисунок 10.

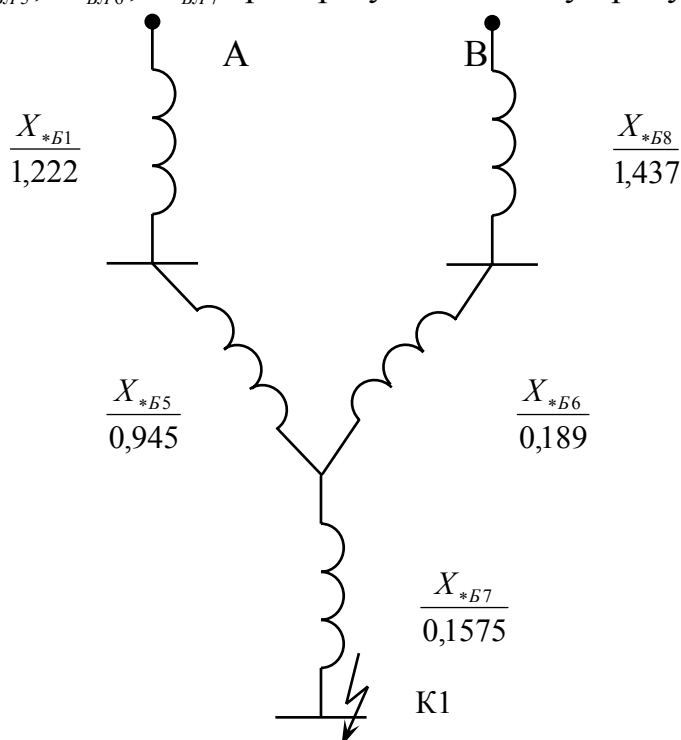


Рисунок 10 – Второй этап упрощения схемы замещения ТП7 в точке к.з. К 1

$$X_{*B5} = \frac{X_{*БЛ5} \cdot X_{*БЛ6}}{X_{*БЛ5} + X_{*БЛ6} + X_{*БЛ7}} = \frac{2,268 \cdot 1,89}{2,268 + 1,89 + 0,3781} = 0,945;$$

$$X_{*B6} = \frac{X_{*БЛ5} \cdot X_{*БЛ7}}{X_{*БЛ5} + X_{*БЛ6} + X_{*БЛ7}} = \frac{2,268 \cdot 0,3781}{2,268 + 1,89 + 0,3781} = 0,189;$$

$$X_{*B7} = \frac{X_{*БЛ6} \cdot X_{*БЛ7}}{X_{*БЛ5} + X_{*БЛ6} + X_{*БЛ7}} = \frac{1,89 \cdot 0,3781}{2,268 + 1,89 + 0,3781} = 0,1575;$$

$$X_{*B8} = \frac{X_{*Б2} \cdot X_{*Б3}}{X_{*Б2} + X_{*Б3}} + X_{*Б7B} = \frac{0,8015 \cdot 2,287}{0,8015 + 2,287} + 0,844 = 1,437$$

Схему по рис. 10 нетрудно представить в виде «трехлучевой звезды», показанной на рисунке 11.

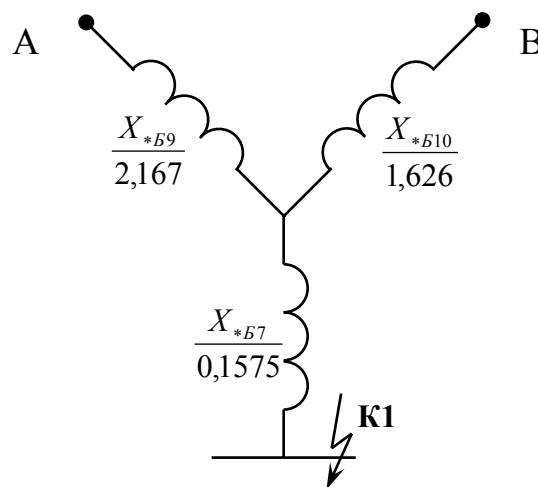


Рисунок 11– Третий этап упрощения схемы замещения ТП7 в точке к.з. К 1

$$X_{B9} = X_{*B1} + X_{*B5} = 1,222 + 0,945 = 2,167;$$

$$X_{*B10} = X_{*B8} + X_{*B6} = 1,437 + 0,189 = 1,626.$$

Преобразовав эту «звезду» в «треугольник» (рисунок 12), придем к конечной схеме до точки К1. Отсутствие стороны «треугольника» от точки А до точки В объясняется тем, что принимаем напряжения источников питания равными по величине и совпадающими по фазе.

$$X_{*BA1} = X_{*B9} + X_{*B7} + \frac{X_{*B9} \cdot X_{*B7}}{X_{*B10}} = 2,167 + 0,1575 + \frac{2,167 \cdot 0,1575}{1,626} = 2,534$$

$$X_{*BB1} = X_{*B10} + X_{*B7} + \frac{X_{*B10} \cdot X_{*B7}}{X_{*B9}} = 1,626 + 0,1575 + \frac{1,626 \cdot 0,1575}{2,167} = 1,9$$

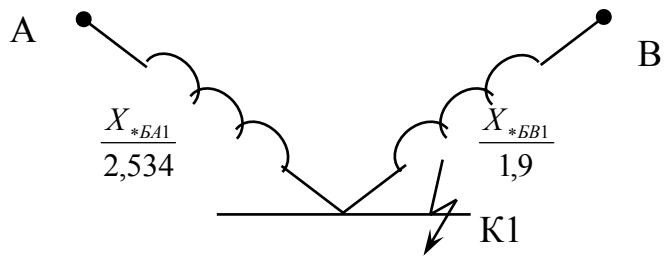


Рисунок 12 – Упрощенная схема замещения ТП7 в точке к.з. К1

Преобразуем схему до точки К2 с учетом рисунка 12. Схема замещения до точки К2 будет иметь вид, изображенный на рисунке 13а.

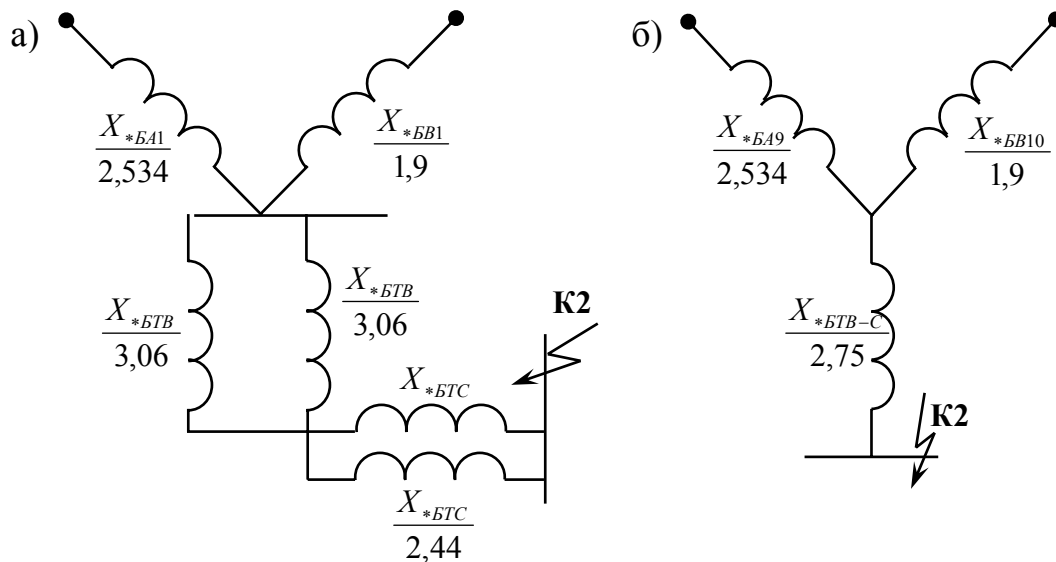


Рисунок 13 – Преобразование схемы замещения ТП7 до точки к.з. К2

Из схемы рисунка 13а получаем «трехлучевую звезду» (рисунок 13б),

где  $X_{*БТВ-С} = \frac{X_{*БТВ} + X_{*БТС}}{2} = \frac{3,06 + 2,44}{2} = 2,75$ .

Преобразовав «звезду» в «треугольник», получим окончательную схему до точки К2, показанную на рисунке 14а для РУ-35кВ.

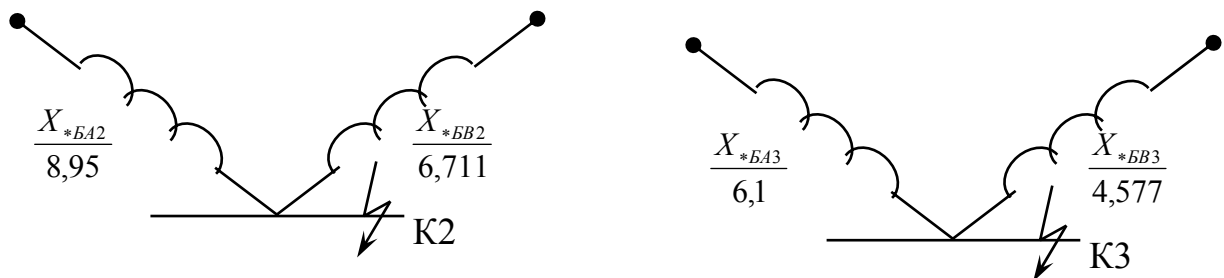


Рисунок 14 – Упрощенные схемы замещения ТП7 в РУ-35кВ точка к.з. К2, в РУ-27,5кВ точка К3

На рисунке 14а обозначено:

$$X_{*BA2} = X_{*BA1} + X_{*BTB-C} + \frac{X_{*BA1} \cdot X_{*BTB-C}}{X_{*BB1}} = 2,534 + 2,75 + \frac{2,534 \cdot 2,75}{1,9} = 8,95;$$

$$X_{*BB2} = X_{*BB1} + X_{*BTB-C} + \frac{X_{*BB1} \cdot X_{*BTB-C}}{X_{*BA1}} = 1,9 + 2,75 + \frac{1,9 \cdot 2,75}{2,534} = 6,711.$$

Аналогичным образом можно преобразовать схему до точки К3, а величины сопротивлений составляют:

$$X_{*BA3} = 6,1; \quad X_{*BB3} = 4,577.$$

При преобразовании схемы до точки К4 (РУ-0,4 кВ) необходимо учесть активную составляющую сопротивления трансформатора собственных нужд. Последовательность изменения схемы до точки К4 приведена на рисунке 15.

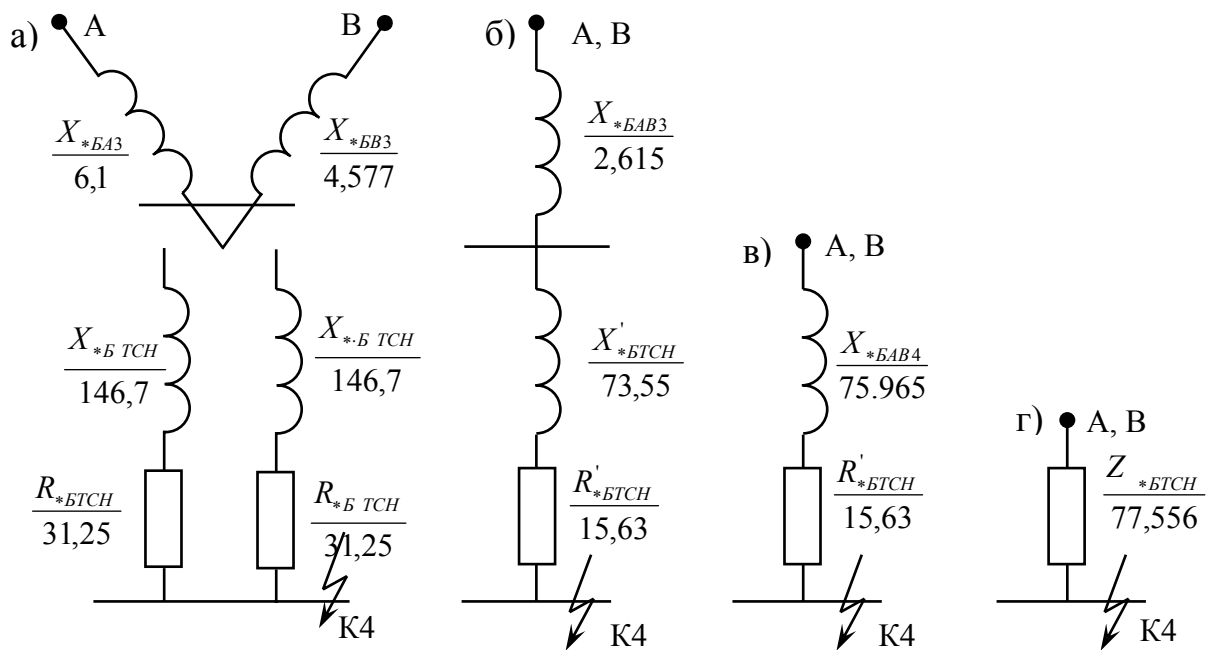


Рисунок 15 – Преобразование схемы замещения до точки К4 РУ-0,4 кВ

На рисунке 15 обозначено:

$$X_{*BA3} = \frac{X_{*BA3} \cdot X_{*BB3}}{X_{*BA3} + X_{*BB3}} = \frac{6,1 \cdot 4,577}{6,1 + 4,577} = 2,615;$$

$$X'_{*BTCH} = \frac{X_{*BTCH}}{2} = \frac{146,7}{2} = 73,35;$$

$$R'_{*BTCH} = \frac{R_{*BTCH}}{2} = \frac{31,25}{2} = 15,63;$$

$$X_{*BA4} = X_{*BA3} + X'_{*BTCH} = 2,615 + 73,35 = 75,965;$$

$$Z_{*BA4} = \sqrt{X_{*BA4}^2 + R'_{*BTCH}^2} = \sqrt{75,965^2 + 15,63^2} = 77,556.$$

## 6.3 Расчет токов короткого замыкания на шинах тяговой подстанции

Для всех шин, на которых рассчитываются токи короткого замыкания (КЗ), необходимо:

- определить базисный ток;
- найти токи КЗ от каждого источника питания по отдельности до рассчитываемых шин;
- определить суммарный ток КЗ в данной точке от всех источников;
- вычислить ударный ток КЗ и мощность КЗ;

Результаты расчетов во всех точках к.з. свести в таблицу 8.

Таблица 8 – Результаты расчетов токов КЗ

Точка к.з. ( $U_{CP}$ )	$X_{*BA}$	$X_{*BB}$	$\frac{I_{ПОА}}{I_{ПтА}}$ , кА	$\frac{I_{ПОВ}}{I_{ПтВ}}$ , кА	$\frac{I_{ПОΣ}}{I_{ПтΣ}}$ , кА	$i_y$ , кА	$S_{КЗ}$ , МВА
К1 ( $U_{CP1}$ )							
К N ( $U_{CPN}$ )							

Расчет токов КЗ в точке К1:

Найдем ток КЗ в точке К1 согласно рисунку 12.

Базисный ток для шин с  $U_{Б1} = 230$  кВ будет равен

$$I_{Б1} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{CP1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,51 \text{ кА.}$$

Вначале определим ток КЗ от энергосистемы (источник питания А). Так как сопротивление энергосистемы учтено при расчете схемы замещения, то напряжение на ее шинах можно считать неизменным. Поэтому в данном случае применяется упрощенный метод расчета токов КЗ

$$I_{ПОА1} = I_{ПтА1} = I_{КА1} = \frac{I_{Б1}}{X_{*БА1}} = \frac{2,51}{2,534} = 0,99 \text{ кА.}$$

Чтобы определить, какой метод расчета применить при нахождении тока КЗ от электростанции (источник питания В), необходимо оценить удаленность точки КЗ от этого источника.

Найдем периодический ток в начальный момент времени

$$I_{ПОВ1} = \frac{I_{Б1} \cdot E_*}{X_{*БВ1}} = \frac{2,51 \cdot 1,08}{1,9} = 1,427 \text{ кА.}$$

Суммарная мощность всех генераторов источника В равна

$$S_{Г\Sigma} = N_{Г} \cdot \frac{P_{Г}}{\cos \varphi_{Г}} = 4 \cdot \frac{60}{0,8} = 300 \text{ МВА.}$$

Определим номинальный ток генераторов источника В, приведенный к напряжению шин  $U_{CP1} = 230 \text{ кВ}$

$$I'_{НГ} = \frac{S_{Г\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{CP1}} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,7531 \text{ кА.}$$

Для оценки удаленности точки К1 от источника найдем отношение

$$\frac{I_{ПОВ1}}{I'_{НГ1}} = \frac{1,427}{0,7531} = 1,895.$$

Так как это отношение больше единицы, то точка К1 является неудаленной, поэтому расчет токов КЗ следует проводить методом типовых кривых по Приложению Г [8].

Определим ток КЗ от генераторов в момент времени  $t=0,1$ .

В этот момент для величины  $\frac{I_{Пог}}{I'_{НГ}} = 1$  отношение  $\frac{I_{Пг}}{I_{Пог}} = 0,98$ ,

а для величины  $\frac{I_{Пог}}{I'_{НГ}} = 2$  – отношение  $\frac{I_{Пг}}{I_{Пог}} = 0,94$ .

Поэтому для величины  $\frac{I_{Пог}}{I'_{НГ}} = 1,913$  отношение  $\frac{I_{Пг}}{I_{Пог}}$  найдем методом линейной интерполяции.

Для решаемого примера

$$\frac{I_{Пг}}{I_{Пог}} = 0,98 + \frac{0,94 - 0,98}{2 - 1} \cdot (1,913 - 1) = 0,943.$$

Найдем периодический ток КЗ в момент времени  $t=0,1$  с

$$I_{ПВ1} = \frac{I_{Пг}}{I_{Пог}} \cdot I_{ПОВ1} = 0,943 \cdot 1,441 = 1,359 \text{ кА.}$$

Определим суммарный ток КЗ в начальный момент времени

$$I_{П\Omega 1} = I_{П\Omega 1} + I_{ПОВ1} = 0,989 + 1,441 = 2,43 \text{ кА,}$$

и в момент времени  $t=0,1$  с,  $I_{П\Omega 1} = I_{П\Omega 1} + I_{П\Omega В1} = 0,989 + 1,359 = 2,348 \text{ кА.}$

Ударный ток  $i_{У1}$  и мощность КЗ  $S_{КЗ}$  в точке К1 будут соответственно равны

$$i_{y1} = 2,55 \cdot I_{\text{ПО}\Sigma 1} = 2,55 \cdot 2,43 = 6,197 \text{ кА},$$

$$S_{K31} = \sqrt{3} \cdot U_{CP1} \cdot I_{\text{ПО}\Sigma 1} = \sqrt{3} \cdot 230 \cdot 2,43 = 968,04 \text{ МВА}.$$

Теперь найдем ток КЗ в точке К 2 по рисунку 6.4б.  
Базисный ток для шин с  $U_{CP2} = 37$  кВ будет равен

$$I_{B2} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{CP2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,61 \text{ кА}.$$

Ток КЗ от энергосистемы определится упрощенным методом

$$I_{\text{ПО}A2} = I_{\text{П}A2} = I_{KA2} = \frac{I_{B2}}{X_{*BA2}} = \frac{15,61}{8,95} = 1,744 \text{ кА}.$$

Оценим удаленность точки К2 от источника В.

Определим периодический ток в начальный момент времени

$$I_{\text{ПОВ}2} = \frac{I_{B2} \cdot E_*}{X_{*BB2}} = \frac{15,61 \cdot 1,08}{6,711} = 2,512 \text{ кА}.$$

Найдем номинальный ток генераторов, приведенный к напряжению шин  $U_{CP2} = 37$  кВ:

$$I'_{\text{НГ}2} = \frac{S_{\Gamma\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{CP}} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 37} = 4,681 \text{ кА}.$$

Для оценки удаленности точки КЗ от источника найдем отношение

$$\frac{I_{\text{ПОВ}2}}{I'_{\text{НГ}2}} = \frac{2,512}{4,681} = 0,537.$$

Так как это отношение меньше единицы, то точка К 2 является удаленной, и расчет тока КЗ от источника В следует проводить упрощенным методом.

$$I_{\text{ПОВ}2} = \frac{I_{B2} \cdot E_*}{X_{*BB2}} = \frac{15,61}{6,711} = 2,326$$

Определим суммарный ток КЗ в точке К 2

$$I_{\text{ПО}\Sigma 2} = I_{\text{П}\Sigma 2} = I_{K2} = I_{KA2} + I_{KB2} = 1,744 + 2,326 = 4,07 \text{ кА},$$

ударный ток и мощность КЗ:



$$i_{y2} = 2,55 \cdot I_{\text{ПОС}2} = 2,55 \cdot 4,07 = 10,37 \text{ кА};$$

$$S_{K32} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{CP}2} \cdot I_{\text{ПОС}2} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 4,07 = 260,52 \text{ МВА}.$$

Аналогичным образом находим токи КЗ в точках К 3 и К 4. Результаты расчетов сведем в таблицу 9.

Таблица 9 – Результаты расчетов токов КЗ на ТП 7

Точка КЗ ( $U_{\text{CP}}$ )	$X_{*BA}$	$X_{*BB}$	$\frac{I_{\text{ПОА}}}{I_{\text{ПтА}}}$ , кА	$\frac{I_{\text{ПОВ}}}{I_{\text{ПтВ}}}$ , кА	$\frac{I_{\text{ПОС}}}{I_{\text{ПтС}}}$ , кА	$i_y$ , кА	$S_{\text{КЗ}}$ , МВА
К1 (230 кВ)	2,53	1,9	$\frac{0,99}{0,99}$	$\frac{1,427}{1,347}$	$\frac{2,417}{2,337}$	6,163	962,86
К2 (37 кВ)	8,95	6,711	$\frac{1,744}{1,744}$	$\frac{2,326}{2,326}$	$\frac{4,07}{4,07}$	10,37	260,52
К3 (26,2 кВ)	6,1	4,577	$\frac{3,612}{3,612}$	$\frac{5,1997}{5,1997}$	$\frac{8,811}{8,811}$	22,47	399,84
К4 (0,4 кВ)	77,556		–	–	$\frac{18,61}{18,61}$	47,457	12,893

После всех расчетов необходимо провести анализ таблицы 9. При этом следует обратить внимание на то, как меняются в различных точках КЗ сопротивления ветвей, токи КЗ от каждого источника по отдельности, суммарный ток КЗ, ударный ток и мощность КЗ. По результатам сделать выводы.

## 7 Разработка схем главных электрических соединений тяговой подстанции

Схема главных электрических соединений (СГЭС) подстанции определяется местом ТП в схеме внешнего электроснабжения (опорная, транзитная, отпаечная, тупиковая), типом ТП (постоянного тока, переменного тока, стыковая), назначением каждого РУ (питание тяговой нагрузки, нетяговых потребителей, собственных нужд), количеством понижающих и преобразовательных трансформаторов. Типовые СГЭС различных РУ приведены в [6 – 9, 12].

СГЭС 110(220) кВ опорной ТП, которая выполнена с одинарной системой сборных шин, секционированным выключателем Q3 на две секции. Кроме того, данное РУ имеет обходную (запасную) систему шин с обходным (запасным) выключателем Q5, которые служат для вывода в ремонт выключателей питающих и отходящих линий. Такая схема является типовой при числе вводов не более пяти. Если число вводов равняется шести и более, то РУ 110(220) кВ опорной ТП может выполняться с двойной системой сборных шин, как секцио-

нированных, так и не секционированных выключателями, и обходной системой шин [6 – 9].

СГЭС РУ 110(220) кВ транзитной ТП, ремонтная перемычка расположена со стороны понижающего трансформатора. При выводе в ремонт выключателя рабочей перемычки линия секционируется выключателями, установленными на вводах к понижающим трансформаторам.

СГЭС РУ 110(220) кВ отпаечной (на ответвлениях) ТП. В данной схеме на вводах к понижающим трансформаторам установлены выключатели с трансформаторами тока.

Схема РУ 110(220) кВ тупиковой (концевой) ТП аналогична отпаечной ТП. [6 – 9, 12].

СГЭС РУ 35 кВ ТП с питающим напряжением 110(220) кВ. Она выполнена с одинарной системой шин, секционированным выключателем. Каждая секция должна иметь ввод, трансформатор напряжения с разрядниками или ОПН и фидер (фидеры) нетяговых потребителей. Если от РУ 35 кВ получают питание трансформаторы районных потребителей 6(10) кВ, то в данном РУ должны быть фидеры, питающие такие трансформаторы [1, 9 – 12].

СГЭС РУ 27,5 кВ ТП переменного тока, выполняется одинарной системой сборных шин, секционированной двумя разъединителями на три секции – две рабочие и одну (среднюю) соединительную. Каждая рабочая секция должна иметь: ввод от понижающего трансформатора, трансформатор напряжения с разрядниками или ОПН, присоединение, питающее один или два ТСН, фидер (фидеры) нетяговых потребителей «два провода – рельс» (ДПР) и фидеры контактной сети (КС). Распредустройство 27,5 кВ должно быть оборудовано обходной (запасной) шиной с обходным (запасным) выключателем для замены любого из выключателей фидеров КС. Заземленная фаза С сборных шин не секционируется и напрямую соединяется с рельсами подъездных путей (РПП) и с контуром заземления подстанции (КЗП). На слабо загруженных участках с одним понижающим трансформатором сборных шин РУ 27,5 кВ не секционируют [1, 6 – 9, 12].

СГЭС РУ 6(10) кВ ТП постоянного тока с питающим напряжением 110(220) кВ. Выполнена на комплектных выкатных ячейках внутренней установки. Распредустройство 6(10) кВ имеет одинарную систему шин, секционированную выключателем. Каждая секция должна иметь ввод, трансформатор напряжения с разрядниками или ОПН и фидер (фидеры) нетяговых потребителей, один или два присоединения для питания ТСН, фидер преобразовательного трансформатора и фидер продольного электроснабжения (ПЭ). Если РУ 6(10) кВ устанавливается на ТП переменного тока, то оно может быть как внутренней, так и наружной установки. В этом случае фидеры для питания ТСН и преобразовательного трансформатора в данном РУ отсутствуют. При питании РУ 6(10) кВ от одного понижающего трансформатора (слабо загруженные участки) сборные шины не секционируют [1, 6 – 9, 12].

СГЭС РУ 3,3 кВ ТП постоянного тока. Состоит из главной «+», обходной (запасной) «+» шин и «—» шины. Главная «+» и обходная «+» шины секционированы, на три секции — две рабочие и одну (среднюю) соединительную. На подстанциях только с выпрямителями секционирование шин РУ 3,3 кВ выполняется разъединителями. Каждая рабочая секция должна иметь ввод от пре-

образователя, содержащий цепи для измерения постоянного тока и напряжения, а также фидеры КС. Все фидеры должны содержать устройство для измерения тока и разрядник или ОПН для защиты от перенапряжений, поступающих из КС. К средней секции подключаются: обходной (запасной) быстродействующий выключатель, служащий для вывода в ремонт любого выключателя фидера КС без перерыва питания данного фидера, и сглаживающее устройство (СУ). СУ показано в виде прямоугольника, так как его схема зависит от схемы и типа преобразователя. Основные типы СУ, применяемые в настоящее время на ТП, приведены в [11]. На слабо загруженных участках допускается сборные шины РУ 3,3 кВ не секционировать. Если число фидеров КС не превышает трех, то можно и не устанавливать обходной выключатель [1, 6 – 8, 12].

Все РУ соединяются между собой силовыми трансформаторами или преобразовательными агрегатами. Условные обозначения понижающих трансформаторов с первичным напряжением 110 и 220 кВ приведены на рисунке 16.

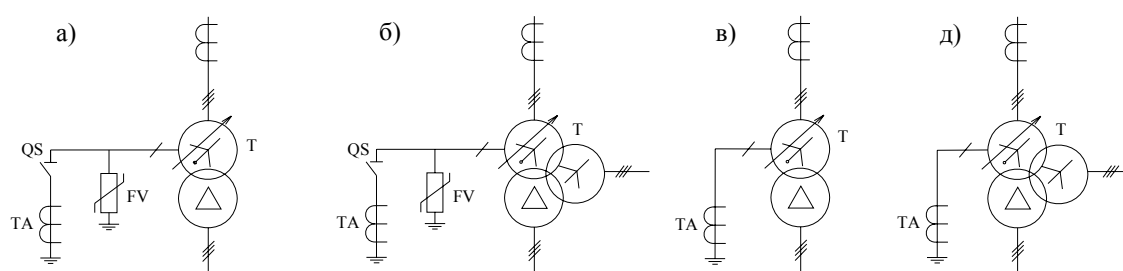


Рисунок 16 – Условные обозначения двухобмоточных (а, в) и трехобмоточных (б, г) силовых трансформаторов с первичным напряжением 110 кВ (а, б) и 220 кВ (в, г)

В проекте СГЭС выполняется в виде чертежа формата А1. По мере расчета и выбора оборудования ТП (раздел 7) на чертеже необходимо указывать типы аппаратов и марки проводов всех РУ. Чертеж выполняется с учетом требований ГОСТ и ЕСКД для электрических схем [17].

## 8 Расчет максимальных рабочих токов

Расчет максимального рабочего тока в каком-либо элементе распределительного (РУ) переменного тока производится по следующей формуле:

$$I_{P\ MAX} = \frac{S_{MAX}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (8.1)$$

где  $S_{MAX}$  – максимальная мощность, передаваемая по данному элементу РУ, кВА;

$U_H$  – номинальное напряжение РУ, кВ.

Значение мощности  $S_{MAX}$  рассчитывается в соответствии с таблицей 10

Таблица 10 – Максимальные мощности в элементах РУ переменного тока

Элемент РУ	Мощность $S_{MAX}$
<b>РУ питающего напряжения опорной подстанции</b>	
Ввод, по которому производится питание от энергосистем или электростанций	$(S_{ТП} + S_{ТРАНЗ}^{I} + S_{ТРАНЗ}^{II}) \cdot k_P$
Ввод, по которому питаются промежуточные подстанции, расположенные слева от опорной	$S_{ТРАНЗ}^{I}$
Ввод, по которому питаются промежуточные подстанции, расположенные справа от опорной	$S_{ТРАНЗ}^{II}$
Сборные шины, секционный выключатель, обходной выключатель	$\text{MAX} \{ (S_{ТП} + S_{ТРАНЗ}^{I}) \cdot k_P ; (S_{ТП} + S_{ТРАНЗ}^{II}) \cdot k_P \}$
Участок присоединения понизительного трансформатора	$S_{ТП}$
<b>РУ питающего напряжения транзитной подстанции</b>	
Ввод и переключки	$(S_{ТП} + S_{ТРАНЗ}) \cdot k_P$
Участок присоединения понизительного трансформатора	$S_{ТП}$
<b>РУ питающего напряжения отпаечной (тупиковой) подстанции</b>	
Ввод и переключка	$S_{ТП}$
Участок присоединения понизительного трансформатора	$S_{ТП}$
<b>РУ 35 кВ подстанций с питающим напряжением 110 (220) кВ</b>	
Ввод и сборные шины	$S_{\Sigma 35}$
$i$ –й фидер НТП	$S_{\Phi i}$
Участок присоединения дополнительного районного трансформатора со вторичным напряжением 10 кВ	$\text{MAX} \{ S_{ДТ} ; S_{\Sigma 10(6)} \}$
<b>РУ 27,5 кВ</b>	
Ввод и сборные шины	$S_{\Sigma 27,5}$
$i$ –й фидер НТП (ДПР)	$S_{\Phi i}$
Продолжение таблицы 10	
Участок присоединения ТСН	$S_{ТСН}$

Фидер контактной сети	$2S_T/3$
Отсасывающий провод контактной сети	$S_T$
<b>РУ 10 кВ</b>	
Ввод и сборные шины	$S_{\Sigma 10(6)}$
$i$ –й фидер НТП	$S_{\Phi i}$
Участок присоединения ТСН	$S_{ТСН}$
Участок присоединения тягового трансформатора	$S_{IH}$

В таблице 10 обозначено:

$S_{ТП}$  – мощность тяговой подстанции, которую можно найти из соотношения

$$S_{ТП} = \text{MAX}\{ S_{ГТ}; S \}, \text{ кВА}, \quad (8.2)$$

где  $S_{ГТ}$  – номинальная мощность одного головного понижающего трансформатора проектируемой тяговой подстанции, кВА (4.2);

$S$  – расчетная трансформаторная мощность проектируемой тяговой подстанции, кВА (3.9);

$S^{Л(П)}_{ТРАНЗ}$  – мощность опорной подстанции, расходуемая на питание промежуточных подстанций, расположенных слева (справа) от данной подстанции, определяется по следующей формуле:

$$S^{Л(П)}_{ТРАНЗ} = N^{Л(П)}_{ТП} \cdot S_{ТП} \cdot k_{П}, \text{ кВА}, \quad (8.3)$$

где  $N^{Л(П)}_{ТП}$  – число промежуточных тяговых подстанций, расположенных слева (справа) от данной подстанции до следующей опорной, шт.;

$k_{П}$  – коэффициент, учитывающий число подстанций приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Значения коэффициента  $k_{П}$  в зависимости от числа подстанций

Число промежуточных подстанций, $N_{ТП}$	0	1	2	3	4
$k_{П}$	1	1	0,9	0,8	0,7

$k_{р} = 0,9$  – коэффициент, учитывающий разновременность наступления максимума нагрузок;

$S_{ТРАНЗ}$  – мощность транзита транзитной подстанции, определяется по следующей формуле, кВА,

$$S_{ТРАНЗ} = N_{ТП} \cdot S_{ТП} \cdot k_{П}, \text{ кВА}, \quad (8.4)$$

где  $N_{ТП}$  – наибольшее число промежуточных тяговых подстанций, расположенных слева или справа до следующей опорной, включенных в данную ЛЭП;

$S_{\Sigma 35}$ ;  $S_{\Sigma 27,5}$ ;  $S_{\Sigma 10}$ ;  $S_{\Sigma 6}$  – расчетная трансформаторная мощность, необходимая для питания тяговых и нетяговых потребителей соответственно РУ 35; 27,5; 10; 6 кВ;

$S_{\Phi i}$  – расчетная мощность  $i$ -го фидера нетяговых потребителей, кВА;

$S_{ТЯГИ}$  – расчетная мощность, необходимая для питания тяговой нагрузки, кВА.

$S_{ТСН}$  – номинальная мощность одного трансформатора собственных нужд, согласно [8], принимается равной 400 кВА;

$S_{IH}$  – номинальная мощность сетевой обмотки преобразовательного трансформатора.

Расчет максимальных рабочих токов в РУ постоянного тока может быть выполняется в соответствии с таблицей 13.

Таблица 13 – Максимальные рабочие токи в элементах РУ постоянного тока

Элемент РУ	Ток $I_{P\ MAX}$
1. Участок присоединения преобразователя	$I_{2H}$
2. Ввод	$I_{dH}$
3. Сборные шины	$\text{MAX} \{ I_{dTII} ; I_{dH} \}$
4. Фидер контактной сети	$\text{MAX} \{ 2I_{dTII} / 3 ; 2I_{dH} / 3 \}$
5. Отсасывающий провод контактной сети	$\text{MAX} \{ I_{dTII} ; I_{dH} \}$

В таблице 13 обозначено:

$I_{2H}$  – номинальный ток вентиляющей обмотки преобразовательного трансформатора (таблицы А3- А4);

$I_{dH}$  – номинальный ток преобразователя;

$I_{dTII}$  – заданный выпрямленный ток подстанции, рассчитано по (5.5).

После выполнения расчетов максимальных рабочих токов заполняем таблицу 14.

Таблица 14 – Максимальные мощности и рабочие токи в элементах РУ

Элемент РУ	Мощность $S_{MAX}$ , кВА	Ток $I_{P\ MAX}$ , А

## 9 Выбор оборудования для расчетной тяговой подстанции

### 9.1 Выбор токоведущих частей (проводников)

В к.п. выбор оборудования производится согласно *заданного РУ* расчетной тяговой подстанции, а не для всех РУ. Результаты выбора необходимо показать на СГЭС.

#### 9.1.1 Выбор гибких проводников в открытых РУ

На тяговых подстанциях электрифицированных железных дорог распреустройства 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ, 27,5 кВ, как правило, выполняются открытыми (ОРУ). В качестве токоведущих частей в них обычно используют гибкие сталеалюминиевые провода круглого сечения (марки АС). Фидера и отсасывающий провод контактной сети РУ 27,5 выполняются алюминиевыми проводами марки А-150 или А-185 [1, 3].

Сечение проводов для ОРУ выбирается по условию [9]

$$I_{\text{ДОП}} \geq I_{P \text{ МАХ}}, \quad (9.1)$$

где  $I_{\text{ДОП}}$  – максимально допустимый ток проводника выбранного сечения;

$I_{P \text{ МАХ}}$  – максимальный рабочий ток данного элемента РУ.

Основные параметры сталеалюминиевых и алюминиевых проводов приведены в таблице Е1, Е2. Более подробные данные о гибких проводниках можно получить в [3, 8, 9, 10].

Так как провода ОРУ находятся на открытом воздухе и крепятся к опорным конструкциям при помощи гирлянд подвесных изоляторов, то проверки **на электродинамическую и термическую стойкости для них не производятся**. Исключение составляют провода воздушных линий (ВЛ), ударный ток КЗ которых превышает 50 кА [3].

По условию механической прочности, если район по гололеду не задан, то сечение проводов ОРУ следует принимать не менее 50 мм<sup>2</sup>.

Кроме этого, по условию **коронирования** сечение проводов при напряжении 110 кВ должно быть не менее 70 мм<sup>2</sup>, а при напряжении 220 кВ – не менее 240 мм<sup>2</sup> [3].

Выбранные сечения проводов вводов питающего напряжения подстанции и фидеров нетяговых потребителей (НТП) должны быть проверены по экономической плотности тока. Сечения проводов данных присоединений должны выбираться из следующего соотношения [5]:

$$S = \frac{I_{P \text{ МАХ}}}{j_{\text{ЭК}}}, \quad (9.2)$$

где  $j_{\text{ЭК}}$  – нормированное значение экономической плотности тока, определяемое по таблице 15 [3].

Если число часов использования максимума нагрузки не задано, то для тяговых подстанций его можно принять равным 3000 часов.

Таблица 15 – Экономическая плотность тока

Проводники	Экономическая плотность тока, $A/mm^2$ , при числе часов использования максимума нагрузки в год		
	1001 - 3000	3001 - 5000	более 5000
Неизолированные провода и шины: медные	2,5	2,1	1,8
	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной, провода с резиновой и полихлорвиниловой изоляцией: медные	3,0	2,5	2,0
	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией: медные	3,5	3,1	2,7
	1,9	1,7	1,6

Рассчитанное по формуле (9.2) сечение провода необходимо округлить до ближайшего стандартного значения.

### 9.1.2 Выбор жестких проводников в закрытых РУ переменного тока

На тяговых подстанциях электрифицированных железных дорог распределительных устройств 10 кВ и 6 кВ, как правило, выполняются закрытыми (ЗРУ). В качестве токоведущих частей в них обычно используют однополосные или двухполосные жесткие алюминиевые проводники прямоугольного сечения (шины) марки АДО [1, 3].

Сечение алюминиевых проводников прямоугольного сечения для ЗРУ выбирается по условию (9.1).

Основные параметры жестких проводников приведены в таблице П.Д.2. Более подробные данные о них можно получить в литературе [3, 8 – 10].

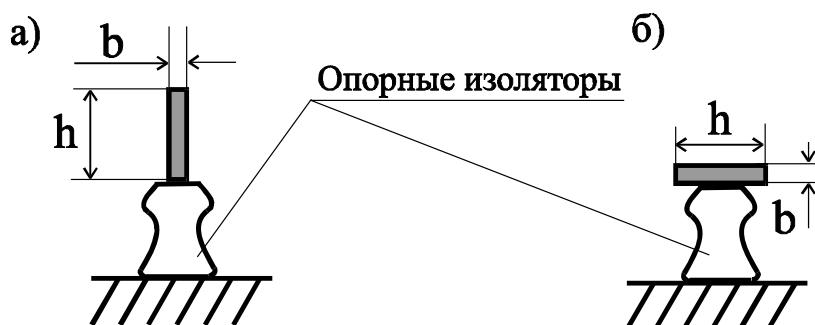


Рисунок 17 – Расположение жестких проводников «на ребро»(а) и «плашмя»(б)

При выборе сечения алюминиевых проводников прямоугольного сечения необходимо учитывать расположение их в РУ. Проводники могут быть расположены «на ребро» (рис. 18а) или «плашмя» (рис. 18б). Если проводники расположены «плашмя», то их допустимый ток уменьшается: при  $h \leq 60$  мм –  $I'_{доп}$



$= 0,95 \cdot I_{\text{доп}}$ ; при  $h \geq 60$  мм –  $I'_{\text{доп}} = 0,92 \cdot I_{\text{доп}}$  [3].

Жесткие токоведущие части ЗРУ переменного тока проверяются на электродинамическую и электротермическую стойкости [3].

### 9.1.2.1 Проверка жестких проводников на электродинамическую стойкость

Рассмотрим методику проверки на электродинамическую стойкость трехфазных **однополосных жестких проводников** (рис. 18) [9].

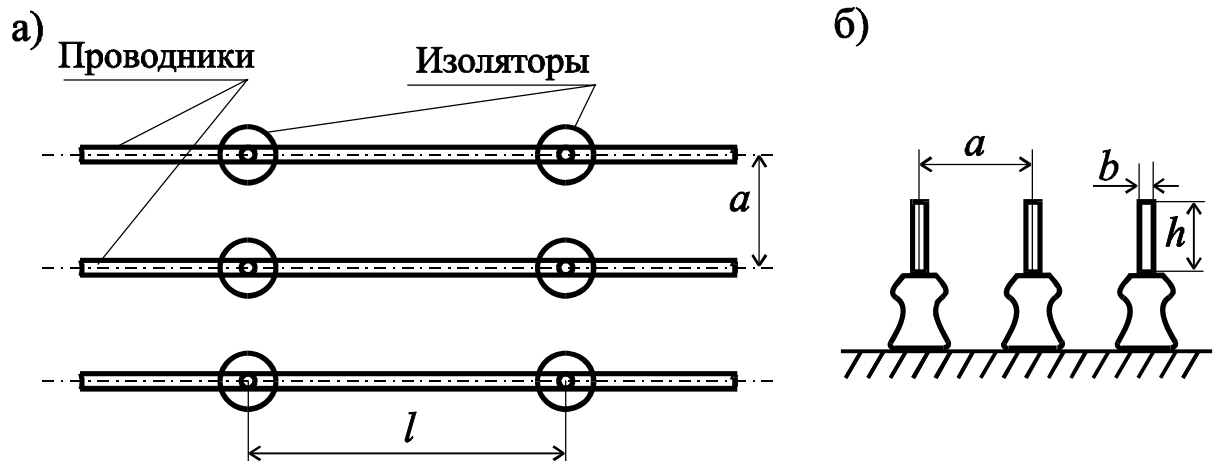


Рисунок 18 – Расположение однополосных жестких проводников: вид сверху (а) и вид с торца (б)

В первую очередь находим наибольший изгибающий момент  $M$ , действующий на проводник:

$$M = \frac{\sqrt{3} \cdot i_y^2 \cdot l^2}{100 \cdot a}, \text{ Н}\cdot\text{м}, \quad (9.3)$$

где  $i_y$  – ударный ток КЗ в данном РУ, кА;

$l = 1 \dots 1,3$  м – расстояние между осями изоляторов (рисунок 2.2);

$a = 0,25 \dots 0,3$  м – расстояние между осями проводников разных фаз.

После этого рассчитывается момент сопротивления сечения проводника  $W$  относительно оси инерции, перпендикулярной плоскости их расположения. При расположении проводников «на ребро» (рисунок 19 а)

$$W = \frac{b^2 \cdot h}{6}, \text{ мм}^3, \quad (9.4)$$

а при расположении проводников «плашмя» (рис. 19 б)

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \text{ мм}^3, \quad (9.5)$$

где  $b, h$  – соответственно толщина и высота прямоугольного проводника, мм.

После этого определяется наибольшее расчетное механическое напряжение в материале  $\sigma_{\text{расч}}$  по следующей формуле

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} \cdot 10^3, \text{ МПа}. \quad (9.6)$$

Проверка жестких проводников на электродинамическую устойчивость заключается в том, чтобы соблюдалось неравенство

$$\sigma_{РАСЧ} \leq [\sigma], \quad (9.7)$$

где  $[\sigma]$  – допустимое механическое напряжение материала проводника:

для алюминия  $[\sigma] = 65$  МПа, для меди –  $[\sigma] = 130$  МПа, для стали –  $[\sigma] = 160$  МПа.

### 9.1.2.2 Проверка жестких проводников на термическую стойкость

Последовательность данной проверки состоит в следующем.

Рассчитываем сечение  $q_B$  выбранных проводников

$$q_B = b \cdot h, \text{ мм}^2, \quad (9.8)$$

где  $b, h$  – соответственно толщина и высота прямоугольного проводника, мм.

Определяем полный тепловой импульс  $B_K$  тока КЗ

$$B_K = I_{П0\Sigma}^2 \cdot (t_{ЗАЩ\ МАХ} + t_{СВ} + t_{Г} + T_A), \text{ А}^2 \cdot \text{с}, \quad (9.9)$$

где  $I_{П0\Sigma}$  – суммарное значение периодического тока КЗ в нулевой момент времени, А;

$t_{ЗАЩ\ МАХ}$  – максимальное время действия релейной защиты (если это время не известно, то его можно принять равным 1,5 с, что соответствует времени срабатывания вторых ступеней резервных защит);

$t_{СВ}$  – собственное время отключения выключателя (если выключатель еще не выбран, то  $t_{СВ}$  можно принять равным 0,1 с);

$t_{Г}$  – время гашения дуги, можно принять равным 0,05 с;

$T_A$  – постоянная времени, можно принять равным 0,05 с.

После этого находим минимальное сечение проводников, которые могут выдержать термическое действие тока КЗ

$$q_{MIN} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \text{ мм}^2, \quad (9.10)$$

где  $C$  – коэффициент, равный для алюминиевых проводников 90, а для медных – 165,  $\text{А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ .

Проводник будет термически стоек, если выбранное сечение жестких проводников больше или равно минимальному, то есть

$$q_B \geq q_{MIN}. \quad (9.11)$$

### 9.1.2 Выбор проводников в закрытых РУ постоянного тока

На тяговых подстанциях электрических железных дорог РУ 3,3 кВ выполняются закрытыми (ЗРУ). В качестве токоведущих частей в них используют жесткие алюминиевые проводники прямоугольного сечения (шины) марки АДО [4].

Сечение алюминиевых проводников прямоугольного сечения для ЗРУ постоянного тока выбираем по условию (9.1). Основные параметры жестких про-

водников приведены в таблице П.Д.2. Более подробные данные о них можно получить в литературе [3, 8 – 10].

При выборе сечения жестких проводников необходимо учитывать расположение их в РУ.

Токоведущие части ЗРУ постоянного тока защищены быстродействующими выключателями, поэтому на электродинамическую и термическую стойкости они **не проверяются** [9].

Фидеры и отсасывающий провод контактной сети РУ 3,3 кВ выполняются гибкими алюминиевыми проводами марки А-150 или А-185 (таблица П.Д.1). Число параллельных проводов в одном фидере не может превышать шести, а в отсасывающем проводе – десяти [8].

После выбора токоведущих частей в заданном РУ тяговой подстанции необходимо на СГЭС указать марки выбранных проводников.

## 9.2 Выбор изоляторов

### 9.2.1 Опорные изоляторы в ЗРУ

Токоведущие части ЗРУ (жесткие алюминиевые проводники прямоугольного сечения) крепятся на опорных изоляторах типа ИО. Пример обозначения опорных изоляторов – ИО-10-3,75 УЗ. Это расшифровывается следующим образом: И – изолятор, О – опорный, 10 – номинальное напряжение в кВ, 3,75 – наименьшая разрушающая нагрузка при изгибе в кН, УЗ – для внутренней установки. Основные параметры опорных изоляторов приведены в таблице П.Е.1. Более подробные данные о них можно получить в литературе [3, 6 – 9].

Выбор опорных изоляторов [9] производится по условию

$$U_{уст} \leq U_H, \quad (9.12)$$

где  $U_{уст}$  – номинальное напряжение установки или РУ, кВ;

$U_H$  – номинальное напряжение изолятора, кВ.

Опорные изоляторы ЗРУ переменного тока **проверяются** на электродинамическую стойкость, то есть на механическую прочность при протекании по проводникам ударного тока КЗ. Условие проверки [9]

$$F_{расч} \leq 0,6 \cdot F_{разр}, \text{ кН}, \quad (9.13)$$

где  $F_{расч}$  – сила, действующая на изолятор при протекании по проводникам ударного тока КЗ; определяется по формуле

$$F_{расч} = \frac{\sqrt{3} \cdot i_y^2 \cdot l}{10 \cdot a} \cdot k_H, \text{ Н}, \quad (9.14)$$

где  $i_y$  – ударный ток КЗ в данном РУ, кА;

$l = 1 \dots 1,3$  м – расстояние между осями изоляторов (рисунок 19, а);

$a = 0,25 \dots 0,3$  м – расстояние между осями проводников разных фаз;

$k_H$  – поправочный коэффициент для проводников, расположенных «плашмя»,  $k_H = 1$ , а для проводников, расположенных «на ребро», равен:

$$k_H = 1 + \frac{b}{H} + \frac{h}{2 \cdot H}, \quad (9.15)$$

где  $b, h$  – соответственно толщина и высота прямоугольного проводника, мм;

$H$  – высота опорного изолятора, мм;

$F_{РАЗР}$  – наименьшая разрушающая изолятора нагрузка при изгибе, кН (таблица П.Е.1).

### 9.2.2 Проходные изоляторы

Для проведения токоведущих частей сквозь стены и перекрытия зданий служат проходные изоляторы типа ИП. Пример обозначения проходных изоляторов – ИП-10/630-750 УХЛ1. Это расшифровывается следующим образом: И – изолятор, П – проходной, 10 – номинальное напряжение в кВ, 630 – номинальный ток в А, 750 – наименьшая разрушающая нагрузка при изгибе 7,5 кН, УХЛ1 – для наружно – внутренней установки. Основные параметры проходных изоляторов приведены в таблице П.Е.2. Более подробные данные о них можно получить в литературе [3, 6 – 9].

Выбор проходных изоляторов [9] производится по условиям:

$$U_{УСТ} \leq U_H, I_{P\ MAX} \leq I_H, \quad (9.16)$$

где  $U_{УСТ}$  – номинальное напряжение установки или РУ, кВ;

$U_H$  – номинальное напряжение изолятора, кВ;

$I_{P\ MAX}$  – максимальный рабочий ток в данном элементе РУ, А;

$I_H$  – номинальный ток проходного изолятора, А.

Проходные изоляторы ЗРУ переменного тока **проверяются** [9] на электродинамическую стойкость, то есть на механическую прочность при протекании по проводникам ударного тока КЗ. Условие проверки:

$$F_{РАСЧ} \leq 1,2 \cdot F_{РАЗР}, \text{ кН} \quad (9.17)$$

где  $F_{РАСЧ}$  – сила, действующая на изолятор при протекании по проводникам ударного тока КЗ; определяется по следующей формуле:

$$F_{РАСЧ} = \frac{\sqrt{3} \cdot i_y^2 \cdot l}{10 \cdot a}, \text{ Н}, \quad (9.18)$$

$F_{РАЗР}$  – наименьшая разрушающая изолятора нагрузка при изгибе, кН (табл. П.Е.2).

В качестве опорных в РУ 3,3 кВ применяются изоляторы типа ИО (табл. П.Е.1). Они выбираются по условию (9.12).

В качестве проходных в РУ 3,3 кВ применяются изоляторы типа ИП (табл. П.Е.2). Они выбираются по условиям (9.16).

Так как токоведущие части ЗРУ постоянного тока защищены быстродействующими выключателями, то на электродинамическую стойкость опорные и проходные изоляторы они **не проверяются** [7].

После выбора всех изоляторов на тяговой подстанции необходимо составить таблицу, с параметрами выбранных трансформаторов. Начертить места расположения и типы подвесных, опорных и проходных изоляторов в СГЭС.

## 9.3 Выбор выключателей

### 9.3.1 Выключатели переменного тока

В распределительных устройствах переменного тока тяговых и трансформаторных подстанций в основном применяются маломасляные, вакуумные и элегазовые выключатели, которые служат для коммутации электрической цепи в любых режимах: при холостом ходе, при нагрузках и при КЗ. Основные параметры выключателей переменного тока приведены в таблице П.Ж.1. Более подробные данные о них можно получить в литературе [8 – 10]. Для всех РУ необходимо выбрать выключатели по номинальному напряжению РУ и максимальным рабочим токам элементов РУ (9.25-9.26). А для заданного РУ проверить выключатели по (9.27-9.31)

**Выбор** выключателей переменного тока производится по условиям [9]:

$$U_{уст} \leq U_H, \text{ кВ} \quad (9.19)$$

$$I_{P\text{MAX}} \leq I_H, \text{ А} \quad (9.20)$$

где  $U_{уст}$  – номинальное напряжение установки или РУ, кВ;

$U_H$  – номинальное напряжение аппарата, кВ;

$I_{P\text{MAX}}$  – максимальный рабочий ток в данном элементе РУ, А;

$I_H$  – номинальный ток аппарата, А.

Выключатели переменного тока **проверяются** [9] по следующим условиям:

1. На возможность отключения периодического тока КЗ

$$I_{П\tau} \leq I_{H\text{откл}}, \text{ кА}, \quad (9.21)$$

где  $I_{П\tau}$  – периодический ток КЗ в момент отключения выключателя  $\tau$ , этот момент, в свою очередь, равен

$$\tau = t_{\text{ЗАЩ MIN}} + t_{\text{СВ}}, \quad (9.22)$$

где  $t_{\text{ЗАЩ MIN}}$  – минимальное время срабатывания релейной защиты, можно принять равным 0,01 с;

$t_{\text{СВ}}$  – собственное время срабатывания выключателя, (таблица П.Ж.1);

$I_{H\text{откл}}$  – номинальный ток отключения выключателя, кА (табл. П.Ж.1).

2. На возможность отключения аperiodического тока КЗ:

$$i_{a\tau} \leq i_{aH}, \text{ кА} \quad (9.23)$$

где  $i_{a\tau}$  – аperiodический ток КЗ в момент отключения  $\tau$ , этот ток равен:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{П0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_A}}, \text{ кА} \quad (9.24)$$

где  $I_{П0}$  – периодический ток КЗ в начальный момент, к А;

$T_A$  – постоянная времени, можно принять равной 0,05 с;

$i_{aH}$  – номинально допускаемое значение аperiodического тока КЗ выключателя в момент  $\tau$ , этот ток равен:

$$i_{aH} = \sqrt{2} \cdot I_{H\text{откл}} \cdot \frac{\beta_H, \%}{100}, \text{ кА} \quad (9.25)$$

где  $\beta_H, \%$  – нормированное значение аperiodического тока КЗ выключателя для момента  $\tau$  (табл. П.Ж.1).

Таблица 16 – Выбор выключателей переменного тока

Место установки	РУ–	
Тип выключателя и его привод		
По напряжению	Условие выбора	Решение
	$U_{уст} \leq U_H$	
По току	$I_{P\max} \leq I_H$	
Возможность отклонения периодического тока КЗ	$I_{нт} \leq I_{н\ откл}$	
На возможность отключения апериодического тока КЗ	$i_{ат} \leq i_{ан}$	
На электродинамическую стойкость	$i_y < i_{\max}$	
На термическую стойкость	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	

Если условие (9.29) не выполняется, то производится проверка на возможность отключения полного тока КЗ

$$\left(\sqrt{2} \cdot I_{II} + i_{ат}\right) \leq \sqrt{2} \cdot I_{НОТКЛ} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H, \%}{100}\right). \quad (9.26)$$

3. На электродинамическую стойкость

$$i_y \leq i_{MAX}, \text{ кА} \quad (9.27)$$

где  $i_y$  – ударный ток КЗ в данном РУ (табл.8), кА;

$i_{MAX}$  – наибольшее допустимое значение амплитуды прямого тока аппарата, кА (таблица П.Ж.1).

4. На термическую стойкость

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T, \text{ кА}^2\text{с} \quad (9.28)$$

где  $B_K$  – полный тепловой импульс, находится по выражению, кА<sup>2</sup>с (9.9);

$I_T$  – соответственно ток термической стойкости аппарата, кА;

$t_T$  – допустимое время его протекания, с (табл. П.Ж.1).

Результаты выбора и проверки выключателей переменного тока заданного РУ следует свести в таблицу 16.

### 9.3.2 Выключатели постоянного тока

Основными аппаратами, осуществляющими коммутацию в РУ постоянного тока, являются быстродействующие выключатели (БВ). Они сочетают в себе две функции: выключателей, разрывающих цепь постоянного тока, и мгновенных максимальных токовых защит. Согласно литературы [7], БВ выбираются по условиям (9.25) и (9.26).

Основные параметры БВ постоянного тока, которые в настоящее время применяются на тяговых подстанциях, приведены в таблице П.Ж.2. Более подробные данные о них можно получить в литературе [2, 6].

В РУ 3,3 кВ применяют БВ двух типов. Катодные БВ устанавливают в цепи, соединяющей преобразователь со сборными шинами 3,3 кВ. В их обозначении

нии присутствуют буква «К». Линейные БВ устанавливаются в цепи фидера контактной сети. В их обозначении есть буква «Л». Для увеличения отключающей способности в каждом фидере контактной сети устанавливают два последовательно включенных линейных БВ.

Быстродействующие выключатели постоянного тока на электродинамическую и термическую стойкость **не проверяются** [7].

#### 9.4 Выбор разъединителей

Для обеспечения видимого разрыва цепи в открытых РУ **переменного** тока тяговых и трансформаторных подстанций (РУ 220 кВ, РУ 110 кВ, РУ 35 кВ, РУ 27,5 кВ) применяются разъединители наружной установки типов РЛНД.п, или РНД(З).п, или РГ(п) (Р – разъединитель, Л – линейный, Н – наружной установки, Д – двухколонковый, З – с заземляющими ножами, п – число заземляющих ножей). Основные параметры разъединителей наружной установки приведены в таблице П.И.3. Более подробные данные о них можно получить в литературе [6 – 12].

Закрытые РУ переменного тока (РУ 10 кВ, РУ 6 кВ) обычно выполняются комплектными ячейками и поэтому не требуют применения разъединителей. Исключение составляют только вводы ЗРУ, в которых на открытой части подстанции устанавливают разъединители наружной установки типов РЛНД.2 или РНДЗ.2. Кроме этого, иногда рядом с ячейкой секционного выключателя устанавливают ячейку с разъединителем типов РВЗ или РВРЗ. Основные параметры разъединителей внутренней установки приведены в таблице П.И.2 [6 – 12].

В РУ **постоянного** тока 3,3 кВ применяются разъединители внутренней установки типов РВ, РВЗ, РВР, РВРЗ (таблица П.И.2).

Исключение составляет разъединитель, соединяющий сглаживающий реактор и разрядное устройство УР. Так как он расположен на открытой части, то здесь устанавливается разъединитель типа РЛНД.1-10/400У1.

Кроме этого, в каждый фидер контактной сети на открытой части тяговых подстанций устанавливаются специальные разъединители типа РКС (таблица П.И.1).

Разъединители РУ 3,3 кВ выбираются по условиям (9.19) и (9.20). Как и все остальное оборудование РУ 3,3 кВ, на электродинамическую и термическую стойкость они **не проверяются** [7].

Результаты выбора разъединителей постоянного тока следует занести в таблицу 17.

Таблица 17 – Выбор разъединителей

Место установки	РУ-	
Тип разъединителя и его привод		
По напряжению	Условие выбора	Решение
		$U_{уст} \leq U_H$
По току	$I_{P\max} \leq I_H$	
На электродинамическую стойкость	$i_y < i_{\max}$	
На термическую стойкость	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	

## 9.5 Выбор измерительных трансформаторов

### 9.5.1 Трансформаторы тока

Для измерения переменного тока на тяговых подстанциях применяют трансформаторы тока. Их назначение – уменьшить первичный ток до величин, удобных для измерительных приборов и реле. Кроме этого, они также служат для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока бывают наружной и внутренней установки.

Основные параметры трансформаторов тока приведены в таблице П.К.1. Более подробные данные о них можно получить в литературе [6 – 10].

Выбор трансформаторов тока производится [9] по условиям (9.19) и (9.20), а проверка – на электродинамическую (9.27) и термическую (9.28) стойкости.

Результаты выбора и проверки трансформаторов тока следует свести в таблицу 18.

Таблица 18 – Результаты выбора трансформаторов тока

Место установки		
Тип трансформатора тока		
По напряжению	Условие выбора	Решение
	$U_{уст} \leq U_H$	
По току	$I_{P\max} \leq I_H$	
На электродинамическую стойкость	$i_y < i_{\max}$	
На термическую стойкость	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	

### 9.5.2 Трансформаторы напряжения

Для измерения напряжения в РУ переменного тока применяют трансформаторы напряжения, назначение которых – снизить высокое напряжение до стандартного значения 100 или  $100/\sqrt{3}$ , а также отделить цепи измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

На тяговых подстанциях в основном устанавливаются трансформаторы напряжения типа НКФ (Н – трансформатор напряжения, К – каскадный, Ф – фарфоровый корпус), типов ЗНОМ или ЗНОЛ (З – с заземленным выводом первичной обмотки, Н – трансформатор напряжения, О – однофазный, М – масляный или Л – с литой изоляцией). Места их установки указаны в таблице 19.

Основные параметры трансформаторов напряжения приведены в таблице П.К.2. Более подробные данные о них можно получить в литературе [6 – 10].

Выбор трансформаторов напряжения производится по условию (9.19). Так как по трансформаторам напряжения не протекает ток силовой цепи, то проверки на электродинамическую и термическую стойкости для них **не производятся** [9].



Результаты выбора и проверки трансформаторов напряжения следует свести в таблицу, аналогичную таблице 18.

Таблица 19 – Места установки трансформаторов напряжения на ТП

Место установки	Тип трансформатора напряжения	Схема соединения обмоток
Шины РУ питающего напряжения опорной и рабочая перемычка транзитной подстанций	Три однофазных трехобмоточных трансформаторов НКФ	Рисунок 20 а
Обходная система шин опорной подстанции	Один однофазный трехобмоточный трансформатор НКФ	Рисунок 20 б
Шины РУ 35 кВ	Три однофазных трехобмоточных трансформаторов ЗНОМ-35	Рисунок 20 а
Шины РУ 27,5 кВ	Два или три однофазных трехобмоточных трансформаторов ЗНОМ-35	Рисунок 20 б
Шины РУ 6 кВ или РУ 10 кВ	Три однофазных трехобмоточных трансформаторов ЗНОЛ.06	Рисунок 20 а



Рисунок 20 – Схемы соединения обмоток трансформаторов напряжения

После выбора всего оборудования и составления соответствующих таблиц необходимо изобразить и подписать его на СГЭС.

### 9.6 Разрядники и ограничители перенапряжений

Разрядники и ограничители перенапряжения (ОПН) предназначены для защиты оборудования от коммутационных и атмосферных перенапряжений.

Места установки на тяговых подстанциях различных типов разрядников и ОПН приведены в таблице 20, в соответствии с которой и следует производить их выбор. Электрические параметры разрядников приведены в таблице П.Л.1, а ограничителей перенапряжений в таблице П.Л.2. Более подробные данные о них можно получить в литературе /6-10/

Таблица 20 – Места установки и типы разрядников и ограничителей перенапряжений (ОПН) на тяговых подстанциях

РУ	Место установки	Тип разрядника	Тип ОПН (Россия)	Тип ОПН (ЗАО «АББ-УЭТМ»)
220 кВ	Шины опорных подстанций	РВС-220 МУ1	ОПН-220 УХЛ1	EXLIM-Q 216 DN 245
	Участок присоединения трансформатора	РВС-220 МУ1	ОПН-220 УХЛ1	EXLIM-Q 216 DN 245
	Нейтраль понижающего трансформатора	РВС-110 МУ1	2хОПНСН-110 УХЛ1	EXLIM-Q 144 DN 245
110 кВ	Шины опорных подстанций	РВС-110 МУ1	ОПН-110 УХЛ1	EXLIM-R 108 AN 123
	Участок присоединения трансформатора	РВС-110 МУ1	ОПН-110 УХЛ1	EXLIM-R 108 AN 123
	Нейтраль понижающего трансформатора	РВС-35У1+РВС-15У1	ОПНСН-110 УХЛ1	EXLIM-R 072 AN 123
35 кВ	Вводы	РВС-35 У1	ОПН-35А УХЛ1	MWK 41
	Шины	РВС-35 У1	ОПН-35А УХЛ1	MWK 41
27,5 кВ	Вводы	РВМ-1-35	ОПН-27,5 УХЛ1	MWK 33
	Шины	РВМ-1-35	ОПН-27,5 УХЛ1	MWK 33
	Фидера контактной сети	РТВ-35-2/10У1	ОПН-27,5 УХЛ1	MWK 33
10 кВ	Вводы	РВО-10 У1	ОПН-10А УХЛ1	POLIM-D 14L
	Шины	РВО-10 У1	ОПН-10А УХЛ1	POLIM-D 14L
6 кВ	Вводы	РВО-6 У1	ОПН-6А УХЛ1	POLIM-D 08L
	Шины	РВО-6 У1	ОПН-6А УХЛ1	POLIM-D 08L
3,3 кВ	Выводы вентильных обмоток (ВО): 6-пульсовая нулевая схема: <i>выводы ВО - нулевой провод УР — выводы противофазных ВО —</i> 6-пульсовая мостовая схема и 12-пульсовая схема параллельного типа — 12-пульсовая схема последовательного типа —	РБК-3 РВМ-6	ОПН-3,3 УХЛ1 ОПН-6А УХЛ1	POLIM-H 4,5 ND POLIM-D 08L
		РБК-3 РВКУ-1,65ДО1	ОПН-3,3 УХЛ1 ОПН-1,5 УХЛ1	POLIM-H 4,5 ND POLIM-C 1,8
	Шины	РВПК-3,3	Не устанавливать	Не устанавливать
	Фидеры контактной сети	РВКУ-3,3БО1	ОПН-3,3 О1	POLIM-H 4,5 DC

## 9.7 Разрядные устройства

При отключении фидерными быстродействующими выключателями РУ 3,3 кВ больших токов на индуктивностях реакторов сглаживающих устройств возникают перенапряжения, которые приводят к подгоранию главных контактов выключателя, порче дугогасительных камер, срабатыванию разрядников в РУ 3,3 кВ.

Для исключения или уменьшения этих явлений применяют разрядные устройства, которыми шунтируют реакторы сглаживающих устройств. При нормальном напряжении на реакторах сопротивление разрядного устройства близко к бесконечности, а при возникновении перенапряжения — резко падает, и электромагнитная энергия, запасенная в реакторах, рассеивается в балластных резисторах разрядного устройства.

Благодаря этому повышается отключающая способность фидерных быстродействующих выключателей, уменьшается время отключения цепи КЗ, снижаются амплитудные значения тока и напряжения.

В настоящее время на тяговых подстанциях постоянного тока применяются четыре типа разрядных устройств, места установки которых приведены в таблице 21 В соответствии с этой таблицей и следует выбирать разрядные устройства.

Таблица 21— Места установки и типы разрядных устройств на тяговых подстанциях

Тип преобразователей на тяговой подстанции	Тип разрядного устройства	Место установки
Выпрямительные	УР3, УР-2, УРД-1	Параллельно реакторам сглаживающих устройств
Выпрямительно-инверторные	УРИ	Параллельно реакторам сглаживающих устройств
Выпрямительно-инверторные	УР-2 или УРД-1	Параллельно токоограничивающим реакторам инвертора

**Примечание:** основу устройств УР-3, УР-2 и УРИ составляют тиристоры, а УРД-1 — быстро насыщающийся дроссель.

## 9.8 Сглаживающие и помехоподавляющие устройства

Преобразователи тяговых подстанций являются генераторами высших гармоник напряжения, которые могут создавать помехи в близлежащих линиях проводной связи. Для уменьшения этого влияния на тяговых подстанциях устанавливают **сглаживающие устройства**. Они состоят из сглаживающего филь-

ра и сглаживающего реактора которые не пропускают высшие гармоники в контактную сеть.

Выбор сглаживающего устройства полностью определяется типом преобразователя. В таблице 22 приведены типы преобразователей и рекомендуемые для них сглаживающие устройства, а на рисунке П.М.1 и П.М.2 — схемы этих устройств /9/. В таблице П.М.1 представлена спецификация к рисункам П.М.1 и П.М.2.

Таблица 22 — Типы преобразователей и рекомендуемые к ним сглаживающие устройства

Тип преобразователя	Тип сглаживающего устройства
Выпрямители по 6-пульсовой нулевой схеме и инверторы по 6-пульсовым нулевым и мостовым схемам	Двухзвенное резонансно-апериодическое сглаживающее устройство ВНИИЖТа (рисунок М.1)
Выпрямители по 6-пульсовой мостовой схеме и инверторы по 12-пульсовой схеме	Двухзвенное резонансно-апериодическое сглаживающее устройство Западно-Сибирской железной дороги (рисунок М.2, а)
Выпрямители по 12- и 24-пульсовым схемам и инверторы по 24-пульсовым схемам	Однозвенное резонансно-апериодическое сглаживающее устройство (рисунок М.2, б)

Кроме генерирования звуковых частот преобразователи являются источниками более высоких частот, которые создают **радиопомехи**.

Для уменьшения уровня радиопомех на выпрямительных тяговых подстанциях катод каждого преобразователя соединяют с «землей» через емкость равную 8 мкФ, состоящую из двух последовательно включенных высокочастотных конденсатора ФСТ4-16У2 /9/.

На выпрямительно-инверторных тяговых подстанциях кроме этого в катод и анод инвертора устанавливают помехоподавляющие реакторы РОСВ-2000, которые предназначены для снижения уровня радиопомех, создаваемых при работе инверторных преобразователей /9/.

## Список использованных источников

1. Правила устройства системы тягового электроснабжения железных дорог Российской Федерации. ЦЭ-462. – М.: Транспорт, 1997. – 79 с.
2. Правила технической эксплуатации железных дорог Российской Федерации. – М.: Транспорт, 2000. – 190 с.
3. Правила устройства электроустановок / Главгосэнерго надзор РФ. – 6-е изд., с измен, и доп. – СПб.: Деан, 2000. – 928 с.
4. Правила эксплуатации электроустановок потребителей / Главгосэнергонадзор РФ. – 5-е изд., с измен, и доп. – СПб.: Деан, 2000. – 320 с.
5. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. ПОТРМ-016-2001 РД153-34.0-03.150-00. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. – 181 с.
6. Бей Ю.М., Мамошин Р.Р., Пупынин В.Н., Шалимов М.Г. Тяговые подстанции: Учеб. для вузов ж.-д. транспорта. – М.: Транспорт, 1986. – 319 с.
7. Почаевец В.С. Электрические подстанции: Учеб. для техникумов и колледжей ж.-д. трансп. – М.: Желдориздат, 2001. – 512 с.
8. Прохорский, А.А. Тяговые и трансформаторные подстанции: Учеб. для техникумов ж.-д. транспорта. – М.: Транспорт, 1983. – 496 с.
9. Справочник по электроснабжению железных дорог. Том 2 / Под ред. К.Г. Марквардта. – М.: Транспорт, 1981. – 392 с.
10. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учеб. для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
11. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Учеб. Пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
12. Кузнецова Г.С., Штин А.Н. Выбор оборудования распредустройств тяговых и трансформаторных подстанций. – Екатеринбург: УрГУПС, 2001. – 68 с.
13. Г.С. Кузнецова, Э.В. Тер-Оганов, А.Н. Штин. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций электрифицированных железных дорог. Методическое пособие для курсового и дипломного проектирования по дисциплине «Тяговые и трансформаторные подстанции» – Екатеринбург: УрГУПС, 2003. – 70с.
14. Кузнецова Г.С., Штин А.Н. Расчет трехфазных коротких замыканий в распредустройствах тяговых и трансформаторных подстанций. – Екатеринбург: УрГАПС, 1997. – 37 с.
15. Двенадцатипульсовые полупроводниковые выпрямители тяговых подстанций / В.С. Барковский и др. Под ред. М.Г. Шалимова. – М.: Транспорт, 1990 – 127 с.
16. Неугодников Ю.П., Низов А.С., Штин А.Н. Инвертирование электрической энергии на электрифицированных железных дорогах. Учебное пособие. Часть II. Выпрямительно-инверторные преобразователи тяговых подстанций. – Екатеринбург: УрГУПС, 2002. – 84 с.

17. Силовое оборудование тяговых подстанций железных дорог (сборник справочных материалов) ОАО «РЖД», филиал «Проектно-конструкторное бюро по электрификации ж.д.». – М., ТРАНСИЗДАТ, 2004 .– 384 с.
18. Низов А.С., Пяткова А.Г. Основные требования к содержанию и оформлению дипломных проектов. (Методические указания). – Екатеринбург: УрГУПС, 2000. — 75 с.

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**  
**Электрические параметры силовых и преобразовательных трансформаторов**

Таблица А.1– Силовые трехфазные двухобмоточные масляные трансформаторы

Тип трансформатора	U <sub>ВН</sub> , кВ	U <sub>НН</sub> , кВ	ΔP <sub>ХХ</sub> , кВт	ΔP <sub>КЗ</sub> , кВт	U <sub>к</sub> , %	i <sub>0</sub> , %	Схема соединения	
1	2	3	4	5	6	7	8	
ТМ-63/10	6; 10	0,23; 0,4	0,194	1,27	4,5	1,5	У/У <sub>Н</sub> -0	
ТМ-100/10			0,28	1,78		1,37		
ТМ-160/10			0,391	2,41		1,08		
ТМ-250/10			0,563	3,59		0,9		
ТМ-400/10			0,82	5,5		1,1		
ТМ-630/10			1,09	7,6		1,0		
ТМ-1000/10		0,4; 0,69	2,1	11	5,5	1,4		
ТМ-1600/10			2,8	18		1,3		
ТМ-2500/10			3,9	25		1		
ТС-63/10 У3	6;10	0,23;0,4	0,42	1,3	4,1	12	У/У <sub>Н</sub> -0	
ТС-100/10 У3			0,45	2,2	4,9	6		
ТС-160/10 У3			0,48	2,8	5,5	0,8		
ТС-200/10 У3			0,61	3,2		0,8		
ТС-2503/10 У3			0,65	3,8	0,6			
ТС-315/10 У3			0,78	3,9	6	0,5		
ТС-400/10 У3			0,97	4,4		0,6		
ТС-500/10 У3			1,03	6		0,4		
ТС-630/10 У3			1,2	7				
ТС-800/10 У3			1,53	8,2				
ТС-1000/10 У3			1,7	10,4		0,3		
ТС-1250/10 У3			1,93	12,5				
ТС-1600/10 У3		2,45	13,7					
ТС-2000/10 У3		0,4;0,69	2,8	16,5	7	0,25	Д/У <sub>Н</sub> -11	
ТС-2500/10 У3			3,7	21,5				
ТС-3150/10 У3			3,9	25,5		0,2		
ТЭНЗ-160/10У1		6;10	0,4	0,47	2,28	4,1	0,9	Д/У <sub>Н</sub> -11
ТЭНЗ-250/10У1				0,63	3,25	4,8	0,8	
ТЭНЗ-400/10У1	0,97			4,5	4,3	0,7		
ТЭНЗ-630/10У1	1,25			6,8	5,3	0,7		
ТЭНЗ-1000/10У1	1,8			10,5	5,6	0,7		
ТЭНЗ-1600/10У1	2,8			15,6	5,7	0,7		
ТЭНЗ-2500/10У1	3,9			22	6,4	0,8		
ТМ-100/35	27,5; 35	0,23; 0,4	0,465	1,97	6,5	2,6	У/У <sub>Н</sub> -0	
ТМ-160/35			0,66	2,65	4,5	2,4		
ТМ-250/35			0,96	3,7		2,3		
ТМ-400/35			1,35	5,5	2,1			
ТМ-630/35		0,4	2,0	7,6	2,0	У/Д-11		
ТМ-630/35		6,3; 11	2,0	7,6	6,5		2,0	
ТМН-1000/35			2,35	11,6			1,5	
ТМН-1600/35			3,1	16,5			1,4	

Продолжение таблицы А1

1	2	3	4	5	6	7	8
ТМ-2500/35	35	6,3; 10,5	4,35	23,5		1,1	У/Д-11
ТМ-4000/35	35	6,3; 10,5	5,7	33,5	6,5	1,0	
ТМ-6300/35	35	6,3; 10,5	8,0	46,5	7,5	0,9	
ТМН-6300/110	115	6,6; 11; 38,5	10	44	10,5	1	У <sub>Н</sub> /Д-11
ТМН-1000/110			14	58		0,9	
ТДН-1600/110			18	85		0,7	
ТРДН-25000/110			25	120		0,65	
ТРДН-32000/110			35	145		0,7	
ТРДН-40000/110			34	170		0,55	
ТДН-63000/110			50	245		0,5	
ТДЦ-80000/110	121	6,3; 10,5	85	310	11	0,6	У <sub>Н</sub> /Д-11
ТДЦ-125000/110	121	10,5	120	40	10,5	0,55	
ТДЦ-200000/110	121	15,75	70	550		0,5	
ТДЦ-250000/110	121	15,75	200	640		0,5	
ТДЦ-400000/110	121	20	320	900		0,45	
ТРДН-32000/220	230	6,3; 10,5	45	150		11,5	
ТРДН-40000/220	230	6,3; 10,5	50	170	0,6		
ТРДН-63000/220	230	6,3; 10,5	70	265	0,5		
ТД-80000/220	242	6,3; 10,5	79	315	11	0,45	У <sub>Н</sub> /Д-11
ТДЦ-125000/220	242	10,5	120	380		0,55	
ТЦ-160000/220	242	15,75	125	500		0,45	
ТДЦ-200000/220	242	15,75	130	560		0,4	
ТДЦ-250000/220	242	15,75	207	600		0,5	
ТДЦ-400000/220	242	15,75; 20	315	850		0,5	
ТЦ-630000/220	242	15,75; 20	380	1200		12,5	
ТНЦ-1000000/220	242	24	480	2200	11,5	0,4	



Таблица А.2 – Силовые трехфазные трехобмоточные трансформаторы [9, 16]

Тип трансформатора	$U_{ВН}$ , кВ	$U_{СН}$ , кВ	$U_{НН}$ , кВ	$\Delta P_{ХХ}$ , кВт	$\Delta P_{КЗ}$ , кВт	$U_{КВ-С}$ , %	$U_{КВ-Н}$ , %	$U_{КС-Н}$ , %	$i_0$ , %	Схема соединения
ТМТН-6300/110У1	115	38,5	6,6; 11	17	60	10,5	17,0	6,0	1,2	УН/УН/Д-0-11
ТМТН-10000/110У1	115	38,5	6,6; 11	23	80	10,5	17,0	6,0	1,1	УН/УН/Д-0-11
ТДТНЖ-16000/110У1	115	27,5	6,6; 11	22	95	10,5	17,5	6,5	1,05	УН/Д/Д-11-11
ТДТН-16000/Н0У1	115	38,5	6,6; 11	26	105	10,5	17,0	6,0	1,05	УН/УН/Д-0-11
ТДТНЭ-20000/110У1	115	27,5	6,6; 11	45	127	10,5	17,0	6,0	0,8	УН/Д/Д-11-11
ТДТНЖ-25000/110У1	115	27,5	6,6; 11	28	140	10,5	17,5	6,5	1	УН/Д/Д-11-11
ТДТНЖУ-25000/110У1	115	27,5	6,6; 11	21	155	17,5	10,5	6,5	1	УН/Д/Д-11-11
ТДТН-25000/110У1	115	38,5	6,6; 11	36	145	10,5	17,0	6,0	1	УН/Д/Д-0-11
ТДТНЖУ-25000/110У1	115	38,5	27,5	21	155	10,0	17,5	6,5	1	УН/УН/Д-0-11
ТДТНЖ-40000/110У1	115	27,5	6,6; 11	36	200	10,5	17,5	6,5	0,9	УН/Д/Д-11-11
ТДТНЖУ-40000/110У1	115	27,5	6,6; 11	36	220	17,5	10,0	6,5	0,9	УН/Д/Д-11-11
ТДТНЖУ-40000/110У1	115	38,5	27,5	36	220	10,5	17,5	6,5	0,9	УН/УН/Д-0-11
ТДТН-40000/110У1	115	38,5	6,6; 11	50	200	10,5	17,5	6,5	0,8	УН/УН/Д-0-11
ТДТН-63000/110У1	115	38,5	6,6; 11	70	290	10,5	17,5	6,5	0,7	УН/УН/Д-0-11
ТДТНЖ-25000/220У1	230	27,5	6,6; 11	37	130	12,5	20	6,5	0,9	УН/Д/Д-11-11
ТДТНЖ-25000/220У1	230	38,5	27,5	37	130	20	17,5	6,5	0,9	УН/УН/Д-0-11
ТДТНЖУ-25000/220У1	230	27,5	6,6; 11	37	150	20	12,5	6,5	0,9	УН/Д/Д-11-11
ТДТНЖУ-25000/220У1	230	38,5	27,5	37	150	12,5	20	6,5	0,9	УН/УН/Д-0-11
ТДТН-25000/220У1	230	38,5	6,6; 11	50	135	12,5	20	6,5	1,2	УН/УН/Д-0-11
ТДТНЖ-40000/220У1	230	27,5	6,6; 11	45	220	12,0	22	9,5	1,1	Уп/Д/Д-11-11
ТДТНЖ-40000/220У1	230	38,5	27,5	50	220	22	12	9,5	1,1	УН/УН/Д-0-11
ТДТНЖУ-40000/220У1	230	27,5	6,6; 11	50	250	22	12	9,5	1,1	УН/Д/Д-11-11
ТДТНЖУ-40000/220У1	230	38,5	27,5	50	250	12	22	9,5	1,1	УН/УН/Д-0-11
ТДТН-40000/220У1	230	38,5	6,6; 11	66	240	12,5	22	9,5	1,1	УН/УН/Д-0-11
ТДЦТН-63000/220У1	230	38,5	6,6; 11	74	320	12,5	24	10,5	1	УН/УН/Д-0-11

Таблица А.3 – Электрические параметры трансформаторов для 6-пульсовых преобразователей

Тип трансформатора	U <sub>1Н</sub> , кВ	I <sub>1Н</sub> , А	S <sub>1Н</sub> , кВА	U <sub>2Н</sub> , кВ	I <sub>2Н</sub> , А	U <sub>дН</sub> , кВ	I <sub>дН</sub> , А	u <sub>к</sub> , %	ΔP <sub>ХХ</sub> , кВт	ΔP <sub>кЗ</sub> , кВт	i <sub>0</sub> , %	Схема соединения
ТМПУ-6300/ ЖУ1 (6ПН)В	6,0	447	4640	3,02	361	3,3	1250	6,7	10	41	1,3	Д/У <sub>Н</sub> У <sub>Н</sub> -0-6
	10,0	268						7,2				У/У <sub>Н</sub> У <sub>Н</sub> -0-6
	35	77						9,5				У <sub>Н</sub> /У <sub>Н</sub> У <sub>Н</sub> -0-6
ТМПУ-16000/ ЖУ1 (6ПН)В	6,0	1140	11840	3,02	924	3,3	3200	6,7	24	73	1,2	Д/У <sub>Н</sub> У <sub>Н</sub> -0-6
	10,0	650										У/У <sub>Н</sub> У <sub>Н</sub> -0-6
ТДПУ <sup>1)</sup> -20000/ Ж (6ПН)	10,5	<u>653</u> 783	<u>11900</u> 14300	<u>3,02</u> 3,70	924	<u>3,25</u> 3,76	3200	<u>8,2</u> 6,6	<u>17,7</u> 28,3	<u>99</u> 106	<u>1,68</u> 2,27	У <sub>А</sub> /У <sub>Н</sub> У <sub>Н</sub> -0-6
		35	<u>170</u> 200	<u>11317</u> 13351		<u>3,08</u> 3,634		876	<u>3,2</u> 3,76	3000	<u>7,6</u> 6,3	<u>22</u> 34
ТДП-12500/ ЖУ1 (6ПМ)В	6,0	1140	11840	1,52	2610	3,3	3200	7	16	72,5	1,1	Д/Д-0
	10,0	650										У/Д-11
ТДП <sup>1)</sup> -16000/10 ЖУ1 (6ПМ)В	10,5	<u>638</u> 731	<u>11600</u> 13300	<u>1,52</u> 1,75	2610	<u>3,2</u> 3,7	3200	7,5	17,5	74	0,47	У <sub>А</sub> /Д
ТДРУ <sup>2)</sup> -20000/ И (6ПН)ВИП	6,3	<u>1085</u> 845	<u>11830</u>	<u>3,02</u>	<u>920</u>	<u>3,3</u>	<u>3200</u>	<u>7,5</u>	29	<u>101</u> 53	<u>2,7</u> 3,5	Д/У <sub>А</sub> У <sub>А</sub> -1-7
	10,5	<u>651</u> 508	9240	<u>3,77</u>	<u>580</u>	<u>3,7</u>	<u>2000</u>	<u>5,9</u>				У/У <sub>А</sub> У <sub>А</sub> -0-6
ТДП <sup>2)</sup> -12500/ И (6ПМ)ВИП	6,3	<u>1086</u> 678	<u>11800</u>	<u>2,62</u>	<u>2610</u>	<u>3,3</u>	<u>3200</u>	<u>8,2</u>	16	77	0,8	Д/У <sub>А</sub> -11
	10,5	<u>650</u> 406	7370	<u>3,3</u>	<u>1630</u>	<u>3,7</u>	<u>2000</u>	<u>6,4</u>				У/У <sub>А</sub> -0

**Примечание:** 1) в числителе показаны значения при введенной регулировочной обмотке, а в знаменателе – при выведенной;

2) в числителе показаны значения для выпрямленного режима, а в знаменателе – для инверторного.



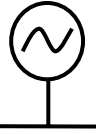

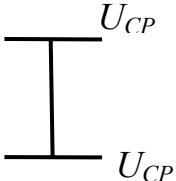



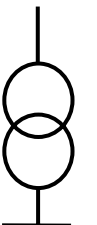
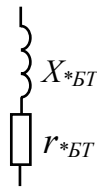
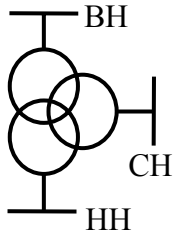
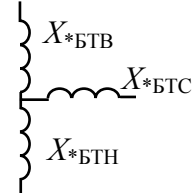
Таблица А.4 – Электрические параметры трансформаторов для 12-пульсовых преобразователей

Тип трансформатора	U <sub>1Н</sub> , кВ	I <sub>1Н</sub> , А	S <sub>1Н</sub> , кВА	U <sub>2Н</sub> , кВ	I <sub>2Н</sub> , А	U <sub>днк</sub> , В	I <sub>дн</sub> , А	u <sub>к</sub> , %		ΔP <sub>ХХ</sub> , кВт	ΔP <sub>кз</sub> , кВт	i <sub>0</sub> , %	Схема и группа соединения обмоток
								сквозное	ком-мут.				
ТРМП-6300/ЖУ1 (12П)	6,0	548	5700	1,304	1306	3,3	1600	8,2	8,8	8,8	40	0,5	Д/ДУ-0-1
	10,0	329						8,2	8,8				У/ДУ-11-0
	35	94						7,5	8,1				У/ДУ-11-0
ТРДП-12500/ЖУ1 (12П)	6,0	1097	11400	1,305	2610	3,3	3150	7,5	8,4	14,5	71,5	0,9	Д/ДУ-0-11
	10,0	658						7,5	8,4	14,5	71,5	0,9	У/ДУ-11-0
	35	188						8,0	8,4	13,5	81	0,9	У/ДУ-11-0
ТРДП <sup>1)</sup> -16000/ЖУ1(12П)	10,5	$\frac{627}{738}$	$\frac{11400}{13430}$	$\frac{1,282}{1,514}$	2610	$\frac{3,3}{3,8}$	3150	$\frac{9,5}{7,8}$	$\frac{9,7}{8,0}$	17,3	84	0,8	У/ДУ-1-0
	35	$\frac{188}{222}$				$\frac{10}{8,4}$		$\frac{10,3}{8,6}$	17,3	96	0,8	У/ДУ-11-0	
ТРДП <sup>2)</sup> -16000/ИУ1 (12ВИП)	10,5	$\frac{618}{723}$	$\frac{11240}{13150}$	$\frac{1,307}{1,47}$	2570	$\frac{3,3}{3,9}$	$\frac{3150}{3150}$	$\frac{12,0}{14,5}$	$\frac{12,5}{15}$	13,5	90	0,2	У/У <sub>А</sub> Д <sub>А</sub> -11-0
	35	$\frac{185}{217}$				$\frac{12,0}{14,5}$	$\frac{12,5}{15}$	13,5	90	0,2	У/У <sub>А</sub> Д <sub>А</sub> -0-1		
ТРДТНП <sup>3)</sup> -16000/110ЖУ1	$115 \pm 1,78\% \times 9$	81	16040 (4800)	1,307 (10,5)	2570 (264)	3,3	3150	11 (11,9)	11,7	14	90	0,3	У <sub>Н</sub> /Д/УД-11-0-11
ТРДТП <sup>2)</sup> -20000/ИУ1 (12ВИП)	6,3	$\frac{1008}{595}$	$\frac{11000}{6500}$	$\frac{1276}{1482}$	$\frac{2570}{1306}$	$\frac{3,3}{3,8}$	$\frac{3150}{1600}$	$\frac{8,0}{5,4}$	$\frac{8,5}{10,2}$	13	84	1,0	Д/ДУДУ-0-1-0-1
	10,5	$\frac{604}{357}$											У/ДУДУ-11-0-11-0
	35	$\frac{182}{107}$											У/ДУДУ-11-0-11-0
ТРДТНП <sup>2), 3)</sup> -20000/110ИУ1 (12ВИП)	$115 \pm 1,25\% \times 9$	90	17950 (4800)	$\frac{1,307}{1,47}$ (10,5)	2570 (264)	$\frac{3,3}{3,9}$	$\frac{3150}{3150}$	$\frac{13}{17}$ (17)	$\frac{14}{18}$	15	113,5 (35)	0,3	У <sub>Н</sub> /Д/У <sub>А</sub> Д <sub>А</sub> -11-0-11

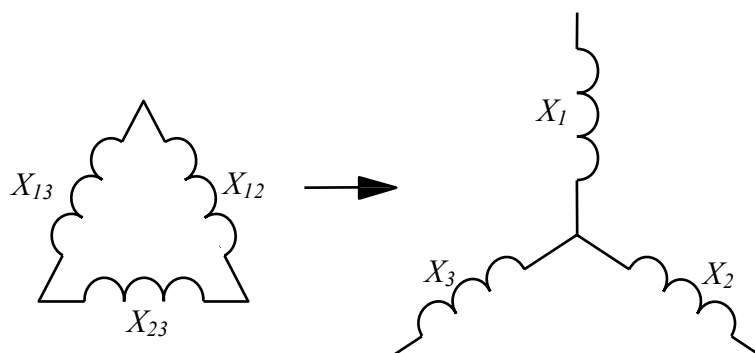
## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Сопротивление элементов расчетной схемы

Таблица Б.1 – Формулы для определения величин сопротивлений источников питания и ЛЭП МОЕ

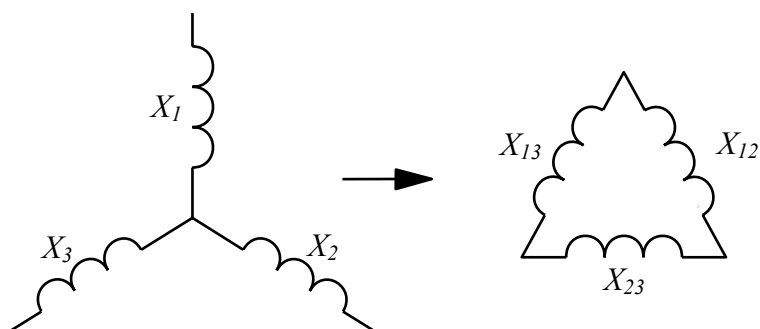
Элемент	Условное обозначение на расчетной схеме	Схема замещения	Формулы для расчета сопротивлений МОЕ
Энергосистема	$S_C$ 	 $X_{*BC}$	$X_{BC} = \frac{S_B}{S_C}$
Генератор	$P_{НГ}$ $\cos \varphi_2$ $X''_d$ 	 $X_{*БГ}$	$X_{БГ} = X''_d \frac{S_B}{S_{НГ}}$
ЛЭП	$L,$ $x_0$ 	 $X_{*БЛ}$	$X_{*БЛ} = \frac{X_0 \cdot L \cdot S_B}{U_{CP}^2}$
Двухобмоточный трансформатор ( $S_{НТ} \geq 1000$ кВА)	$S_{НТ},$ $u_K, \%$ 	 $X_{*БТ}$	$X_{*БТ} = \frac{u_K, \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НТ}}$
Двухобмоточный трансформатор ( $S_{НТ} < 1000$ кВА)	$S_{НТ},$ $U_K, \%$ $\Delta P_{КЗ}$ 	 $X_{*БТ}$ $r_{*БТ}$	$Z_{*БТ} = \frac{U_K, \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НТ}}$ $r_{*БТ} = \frac{\Delta P_{КЗ}}{S_{НТ}} \cdot \frac{S_B}{S_{НТ}}$ $X_{*БТ} = \sqrt{Z_{*БТ}^2 - r_{*БТ}^2}$
Трехобмоточный трансформатор	$S_{НТ}$ $u_{К BC}, \%$ $u_{К BH}, \%$ $u_{К CH}, \%$ 	 $X_{*БТВ}$ $X_{*БТС}$ $X_{*БТН}$	$u_{KB} = (u_{KB-C} + u_{KB-H} - u_{KC-H}) \cdot 0,5$ $u_{KC} = (u_{KB-C} + u_{KB-H} - u_{KC-H}) \cdot 0,5$ $u_{KH} = (u_{KB-C} + u_{KB-H} - u_{KC-H}) \cdot 0,5$ $X_{*БТj} = \frac{u_{Kj}, \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НТ}}$ где j – индекс «В», или «С» или «Н»

**ПРИЛОЖЕНИЕ В**  
**Способы преобразования схем замещения**



$$X_1 = \frac{X_{12} \cdot X_{13}}{X_{12} + X_{13} + X_{23}}; \quad X_2 = \frac{X_{12} \cdot X_{23}}{X_{12} + X_{13} + X_{23}}; \quad X_3 = \frac{X_{13} \cdot X_{23}}{X_{12} + X_{13} + X_{23}}$$

Рисунок В.1 – Преобразование из «треугольника» в «звезду»



$$X_{12} = X_1 + X_2 + \frac{X_1 \cdot X_2}{X_3}; \quad X_{13} = X_1 + X_3 + \frac{X_1 \cdot X_3}{X_2}; \quad X_{23} = X_2 + X_3 + \frac{X_2 \cdot X_3}{X_1}$$

Рисунок В.2 – Преобразование из «звезды» в «треугольник»

# ПРИЛОЖЕНИЕ Г

## Типовые кривые

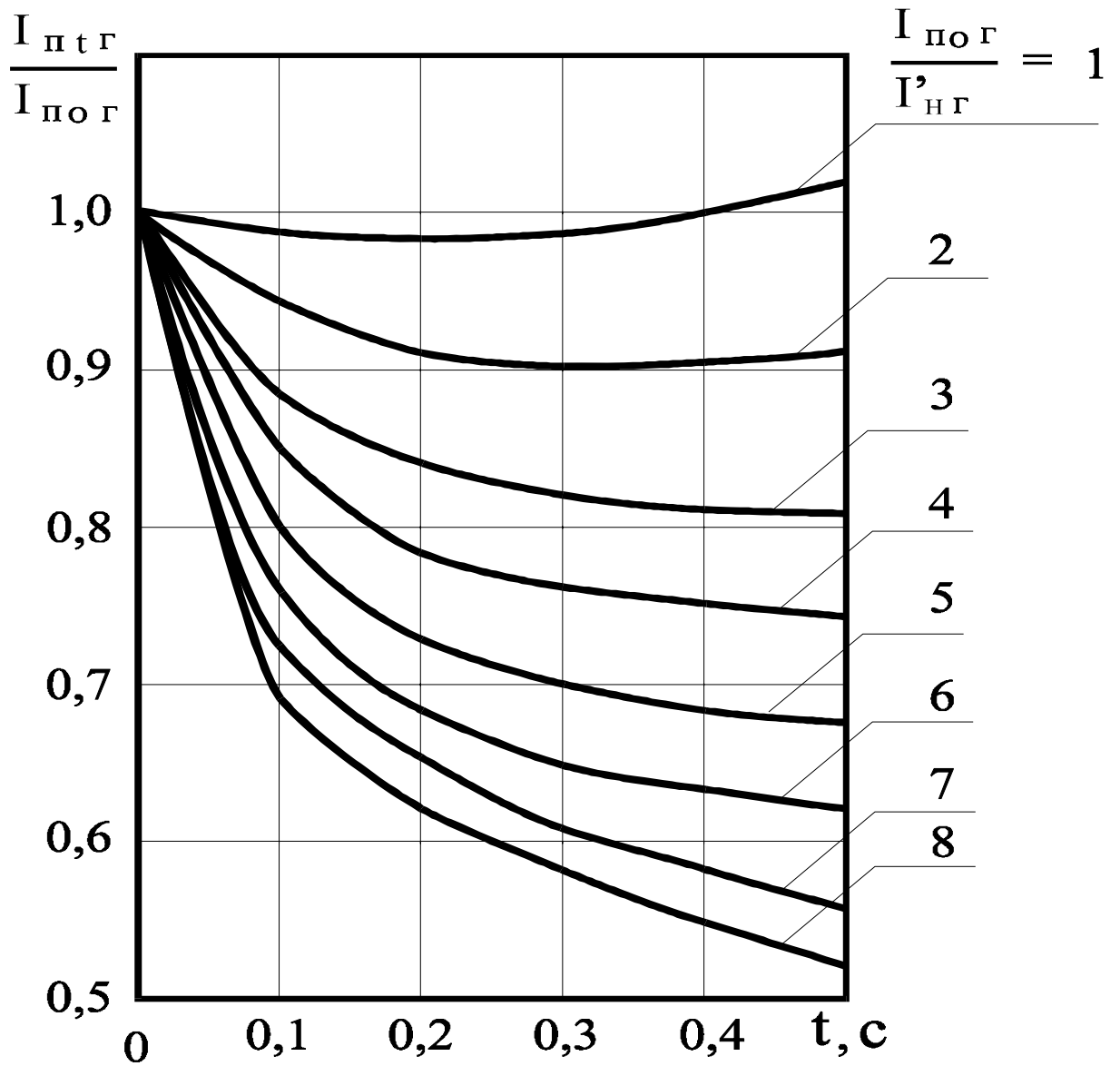


Рисунок Г.1 – Типовые кривые для определения тока короткого замыкания

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

### Допустимые токовые нагрузки на проводники

Таблица Д.1–Сталеалюминевые и алюминиевые проводники круглого сечения

Марка и номинальное сечение, мм	Допустимый ток, А	Диаметр провода, мм
АС-10	84/53	4,5
АС-16	111/79	5,6
АС-2 5	142/109	6,9
АС-35	175/135	8,4
АС-50	210/165	9,6
АС-70	265/210	11,4
АС-95	330/260	13,5
АС-120	390/313	15,2
АС-150	450/365	17,1
АС-185	520/430	18,9
АС-240	610/505	21,6
АС-300	690/585	24,1
АС-400	830/713	26,6
АС-500	945/815	30,6
АС-600	1050/920	33,2
АС-700	1180/1040	36,2
А-150	440/355	15,8
А-185	500/410	17,5

**Примечание:** в числителе указаны токи при прокладке проводов вне помещений, а в знаменателе – внутри помещений.

Таблица Д.2–Алюминиевые проводники прямоугольного сечения марки АДО

Размеры шины, мм	Допустимый ток при числе полос на фазу А			
	1	2	3	4
1x3	165	—	—	—
20x3	215	—	—	—
25x3	265	—	—	—
30x4	365/370	—	—	—
40x4	480/485	—/855	—	—
40x5	540/545	—/965	—	—
50x5	665/670	—/1180	—/1470	—
50x6	740/745	—/1350	—/1665	—
60x6	870/880	1350/1555	1720/1940	—
80x6	1150/1170	1630/2055	2100/2460	—
100x6	1425/1455	1935/2515	2500/3040	—
60x8	1025/1040	1680/1840	2180/2330	—
80x8	1320/1355	2040/2400	2620/2975	—
100x8	1625/1690	2390/2945	3050/3620	—
120x8	1900/2040	2650/3350	3380/4250	—
60x10	1155/1180	2010/2110	2650/2720	—
80x10	1480/1540	2410/2735	3100/3440	—
100x10	1820/1910	2860/3350	3650/4160	4150/4400
120x10	2070/2300	3200/3900	4100/4860	4650/5200

**Примечание:** в числителе, указаны значения при переменном токе, а в знаменателе – при постоянном.

## ПРИЛОЖЕНИЕ Е

### Параметры изоляторов

Таблица Е.1 – Параметры опорных изоляторов

Тип изолятора	$U_H$ , кВ	$F_{РАЗР.}$ , кН	$H$ , мм
ИО-6-3.75 УЗ	6	3,75	100
ИОЭЛ-6-8-065-00 УХЛ2 и УЗ	6	8	100
ИО-10-3.75УЗ	10	3,75	120
ИО-10-7,50УЗ	10	7,5	120
ИО-10-20,00УЗ	10	20	134
ИО-10-30,00 УЗ	10	30	154
ОСК-6-10-ВОЗ-1 УХЛ1	10	6	190
ОСК-12,5-10-ВОЗ-1 УХЛ1	10	6	190
ИОЭЛ-10-8-065-00 УХЛ2 и УЗ	10	8	120
ИОЭЛ-27-5-025-00УХЛ2 и УЗ	27	5	350
ИОЭЛ-35-5-025-00УХЛ2 и УЗ	35	5	350
ИО-35-7,5 УЗ	35	7,5	372
ОСК-8-35-АО1 УХЛ1	35	8	475
ОСК-10-35-АО1 УХЛ1	35	10	400
ОСК-12,5-35-АО1 УХЛ1	35	12,5	475
ОСК-20-35-АО1 УХЛ1	35	20	400

Таблица Е.2 –Проходные изоляторы наружно-внутренней установки

Тип изолятора	$U_H$ , кВ	$I_H$ , А	$F_{РАЗР.}$ , кН
ИП-10/630-750УХЛ1	10	630	7,5
ИПП-10/630-7,5 УХЛ	10	630	7,5
ИП-10/1000-750УХЛ1	10	1000	7,5
ИП-10/1600-1250УХЛ1	10	1600	12,5
ИП-10/2000-1250УХЛ1	10	2000	12,5
ИПП-10/2000-12,5 УХЛ	10	2000	12,5
ИП-10/5000-4250УХЛ1	10	5000	42,5
ИП-10/6300-4250 УХЛ1	10	6300	42,5
ИП-10/8000-4250 УХЛ1	10	8000	42,5
ИП-10/10000-4250УХЛ1	10	10000	42,5
ИПЛ-10/1250-750 У2	10	1250	7,5
ИПЛ-10/1600-750 У2	10	1600	7,5
ИПЛ-10/2000-750 У2	10	2000	7,5
ИП-35/630-7,2 УХЛ	35	630	7,5
ИП-35/1000-7,2 УХЛ	35	1000	7,5
ИПЛ-35/1000-750 УХЛ	35	1000	7,5



## ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

### Электрические параметры коммутационной аппаратуры

Таблица Ж.1 – Выключатели переменного тока

Тип выключателя	U <sub>н</sub> , кВ	I <sub>н</sub> , А	t <sub>св</sub> , с	I <sub>ноткл</sub> , кА	β <sub>н</sub> , %	i <sub>макс</sub> , кА	I <sub>т</sub> , кА t <sub>т</sub> , с	Тип привода
<b>Маломасляные выключатели</b>								
<i>ВМПЭ-10-20/630У3</i>	10	630	0,07	20	50	52	20/8	<i>ПЭ-11</i>
<i>ВМПЭ-10-20/1000У3</i>	10	1000	0,07	20	50	52	20/8	<i>ПЭ-11</i>
<i>ВМПЭ-10-20/1600У3</i>	10	1600	0,07	20	50	52	20/8	<i>ПЭ-11</i>
<i>ВМПЭ-10-31,5/3150У3</i>	10	3150	0,09	31,5	50	80	31,5/4	<i>ПЭ-11</i>
<i>ВМУЭ-27,5Б-12,5/1250У1*</i>	27,5	1250	0,05	12,5	30	32	16/5	ПЭМУ-400
<i>ВМУЭ-27,5Б-16/1250У1*</i>	27,5	1250	0,05	16	30	41	16/5	ПЭМУ-400
<i>ВМУЭ-35Б-25/1250У1</i>	35	1250	0,05	25	30	64	16,5/4	ПЭМУ-800
<i>ВМТ-110Б-20/1000УХЛ1</i>	110	1000	0,05	20	25	52	20/3	ППрК-1800
<i>ВМТ-110Б-25/1250УХЛ1</i>	110	1250	0,035	25	36	65	25/3	ППрК-1800
<i>ВМТ-110Б-40/2000УХЛ1</i>	220	2000	0,03	40	40	102	50/3	ППрК-1800
<i>ВМТ-220Б-20/1000УХЛ1</i>	220	1000	0,05	20	25	52	20/3	ППрК-1800
<i>ВМТ-220Б-25/1250УХЛ1</i>	220	1250	0,035	25	36	65	25/3	ППрК-1800
<i>ВМТ-220Б-40/2000УХЛ1</i>	220	2000	0,03	40	40	102	50/3	ППрК-1800
<b>Вакуумные выключатели</b>								
<i>ВВПЭ-10-20/630У3</i>	10	630	0,055	20	50	52	20/3	<i>ПЭ-11</i>
<i>ВВ/TEL-10-12,5/630У2</i>	10	630	0,015	12,5	40	32	12,5/3	<i>БУ/TEL-220</i>
<i>ВВ/TEL-10-16/800У2</i>	10	800	0,015	16	40	41	16/3	<i>БУ/TEL-220</i>
<i>ВВПЭ-10-20/1000У3</i>	10	1000	0,055	20	50	52	20/3	<i>ПЭ-11</i>
<i>ВВ/TEL-10-20/1000У2</i>	10	1000	0,015	20	40	50	20/3	<i>БУ/TEL-220</i>
<i>ВБКЭ-10-25/1000У3</i>	10	1000	0,06	25	40	64	25/3	<i>ПБ-1</i>
<i>ВВПЭ-10-20/1600У3</i>	10	1600	0,055	20	50	52	20/3	<i>ПЭ-11</i>
<i>ВБКЭ-10-31,5/1600У3</i>	10	1600	0,06	31,5	40	82	31,5/3	<i>ПБ-1</i>
<i>ВБМЭ-10-31,5/2000У3</i>	10	2000	0,05	31,5	40	82	31,5/3	<i>ПБ-2</i>
<i>ВБМЭ-10-40/3150У3</i>	10	3150	0,05	40	40	100	40/3	<i>ПБ-2</i>
<i>ВВС-27,5П-20/630УХЛ1*</i>	27,5	630	0,04	20	30	52	20/3	ПЭМУ-200
<i>ВВС-27,5П-20/1600УХЛ1*</i>	27,5	1600	0,04	20	30	52	20/3	ПЭМУ-200
<i>ВБН-27,5-20/1600УХЛ1*</i>	27,5	1600	0,05	20	30	51	20/3	ПБ-4
<i>ВВС-35П-20/630У1</i>	35	630	0,08	20	30	52	20/3	ПЭМУ-500
<i>ВВС-35П-20/1600У1</i>	35	1600	0,08	20	30	52	20/3	ПЭМУ-500
<i>ВБН-35-20/1600УХЛ1</i>	35	1600	0,06	20	30	51	20/3	ПБ-4
<i>ВБУ-35-5/1250У3</i>	35	1250	0,06	5	30	13	5/3	<i>ПБ-3</i>
<i>ВБЭ-110-20/1250У3</i>	110	1250	0,06	20	30	51	20/3	<i>ПБ-4</i>
<i>ВБЭ-110-31,5/1600У3</i>	110	1600	0,06	31,5	30	82	31,5/3	<i>ПБ-4</i>
<b>Элегазовые выключатели</b>								
<i>ВГБЭ-35П-12,5/630УХЛ1</i>	35	630	0,04	12,5	32	32	12,5/3	ПЭМ-1
<i>ВГТ-110П-40/2500У1</i>	110	2500	0,035	40	40	102	40/3	ППрК-1800
<i>ВЭБ-110-40/2000УХЛ1</i>	110	2000	0,03	40	40	102	40/3	ППрК-1800
<i>ЛТВ-123 D1</i>	110	3150	0,03	40	40	102	40/1	НМВ-1
<i>ВГТ-220П-40/2500У1</i>	220	2500	0,035	40	40	102	40/3	ППрК-1800
Оборудование ПАСС М0	110	2500	0,03	40	40	100	40/1	ВЛК222

**Примечание:** «\*» отмечены однополюсные выключатели для фидеров контактной сети РУ 27,5 кВ; курсивом – выключатели внутренней установки.

Таблица Ж.2 – Быстродействующие выключатели постоянного тока

Тип выключателя	$U_H$ , кВ	$I_H$ , А	$I_{уст}$ , А	$I_{откл}$ , кА	$t_{откл}$ , с
ВАБ-43-4000/30-К-У4	3,3	4000	2000-5000	17	0,05
ВАБ-49-4000/30-К-УХЛ4	3,3	4000	до 2000	25	0,04
Два последовательно включенных ВАБ-43-4000/30- Л-У4	3,3	4000	2000-5000	27	0,05
Два последовательно включенных ВАБ-49-3200/30-Л-УХЛ4	3,3	3200	2000-4000	50	0,04
Два последовательно включенных ВАБ-49-5000/30-Л-УХЛ4	3,3	5000	2000-7000	50	0,04

**ПРИЛОЖЕНИЕ И**  
**Электрические параметры разъединителей**

Таблица И.1 – Разъединители наружной установки

Тип разъединителя	$U_H$ , кВ	$I_H$ , А	$i_{MAX}$ , кА	$\frac{I_T \cdot kA}{c} t_T$ , с	Тип привода
РКС-3,3/3000У1*)	3,3	3000	50	40/4	УМП-П
РЛНД-10/400У1 РЛНД.1-10/400У1 РЛНД.2-10/400У1	10	400	25	10/4	ПРН-10МУ1 ПРНЗ 10У1 ПРНЗ-2-10У1
РЛНД-10/630У1 РЛНД.1-10/630У1 РЛНД.2-10/630У1	10	630	35,5	25/4	ПРН-10МУ1 ПРНЗ 10У1 ПРНЗ-2-10У1
РНД-35/1000У1 РНДЗ.1(2)-35/1000У1	35	1000	63	12,5/4	ПРН-110У1 (ПВ-20У2)
РДЗ-35/1000 УХЛ1	35	1000	50	20/4	ПР-01-1-УХЛ1
РГ-35/1000 УХЛ1 РГ.1-35/1000 УХЛ1 РГ.2-35/1000 УХЛ1	35	1000	40	16/3	ПРГ-5УХЛ1
РНД-35/2000У1 РНДЗ.1(2)-35/2000У1	35	2000	80	31,5/4	ПРН-110У1 (ПВ-20У2)
РДЗ-35/2000 УХЛ1	35	2000	80	31/3	ПР-01-1-УХЛ1
РНД-35/3200У1 РНДЗ.1(2)-35/3200У1	35	3200	125	50/4	ПРН-110У1 (ПВ-20У2)
РДЗ-35/3150 УХЛ1	35	3150	125	25/3	ПР-01-1-УХЛ1
РНДЗ.2-35/5000У1	35	5000	80	50/4	ПРН-110У1 (ПВ-20У2)
РНД-110/1000У1 РНДЗ.1(2)-110/1000У1	110	1000	80	31,5/4	ПРН-110У1 (ПДН-1У1)
РДЗ-110/1000 НУХЛ	110	1000	63	25/3	ПР-01-1-УХЛ1
РГ-110/1000 УХЛ1 РГ.1-110/1000 УХЛ1 РГ.2-110/1000 УХЛ1	110	1000	80	31,5/3	ПРГ-6УХЛ ПДГ-9УХЛ1
РНД-110/2000У1 РНДЗ.1(2)-110/2000У1	110	2000	100	40/3	ПРН-110У1 (ПДН-1У1)
РДЗ-110/2000 НУХЛ	110	2000	80	31,5/3	ПР-01-1-УХЛ1
РГ-110/2000 УХЛ1 РГ.1-110/2000 УХЛ1 РГ.2-110/2000 УХЛ1	110	2000	100	40/3	ПРГ-6УХЛ (ПДГ-9УХЛ1)
РНД-110/3200У1 РНДЗ.1(2)-110/3200У1	110	3200	125	50/3	ПРН-110У1 (ПДН-1У1)
РДЗ-110/3150 НУХЛ	110	3150	80	40/3	ПР-01-1-УХЛ1
SGF123n II-100У1 SGF123n II-100У1+1E SGF123n II-100У1+2E	110	1600	100	40/3	НА 31-80 (МТ 50)
SGF123p II-100У1 SGF123p II-100У1+1E SGF123p II-100У1+2E	110	2500	100	40/3	НА 31-80 (МТ 50)
РНД-220/1000У1 РНДЗ.1(2)-220/1000У1	220	1000	100	40/3	ПРН-220У1 (ПДН-1У1)
РДЗ-220/1000 НУХЛ	220	1000	63	25/3	ПР-01-1-УХЛ1

Продолжение таблицы И1

РГ-220/1000 УХЛ1 РГ.1-220/1000 УХЛ1 РГ.2-220/1000 УХЛ1	220	1000	80	31,5/3	ПРГ-6УХЛ (ПДГ-9УХЛ1)
РНД-220/2000У1 РНД3.1(2)-220/2000У1	220	2000	100	40/3	ПРН-220У1 (ПДН-1У1)
РДЗ-220/2000 НУХЛ	220	2000	80	31,5/3	ПР-01-1-УХЛ1
РГ-220/2000 УХЛ1 РГ.1-220/2000 УХЛ1 РГ.2-220/2000 УХЛ1	220	2000	100	40/3	ПРГ-6УХЛ (ПДГ-9УХЛ1)
РНД-220/3200У1 РНД3.1(2)-220/3200У1	220	3200	125	50/3	ПРН-220У1 (ПДН-1У1)
РДЗ-220/3150 НУХЛ	220	3150	100	40/3	ПР-01-1-УХЛ1
SGF245n II-100У1 SGF245n II-100У1+1E SGF245n II-100У1+2E	220	1600	100	40/3	НА 31-80 (МТ 100)
SGF245p II-125У1 SGF245p II-125У1+1E SGF245p II-125У1+2E	220	2500	125	50/3	НА 31-80 (МТ 100)

**Примечания:** 1) \*) разъединитель для фидеров контактной сети постоянного тока 3,3 кВ;  
2) в скобках последнего столбца указаны моторные приводы разъединителей

Таблица И.2 – Разъединители внутренней установки

Тип разъединителя	$U_H$ , кВ	$I_H$ , А	$i_{MAX}$ , кА	$\frac{I_T, \text{кА}}{c} t_T$	Тип привода
РВ-6/400У3 РВЗ-6/400 I У3	6	400	41	16/4	ПР-11
РВ-6/630У3 РВЗ-6/630 I У3	6	630	52	20/4	ПР-11
РВ-6/1000У3 РВЗ-6/1000 I У3	6	1000	100 81	40/4 31,5/4	ПР-11
РВ-10/400У3 РВЗ-10/400 I У3	10	400	41	16/4	ПР-11
РВ-10/630У3 РВЗ-10/630 I У3	10	630	52	20/4	ПР-11
РВ-10/1000У3 РВЗ-10/1000 I У3	10	1000	100 81	40/4 31,5/4	ПР-11
РВР-III-10/2000У3 РВРЗ-III-1-10/2000У3 РВР-III-2-10/2000У3	10	2000	85	31,5/4	ПДВ-1У3
РВР-10/2500У3 РВРЗ-1-10/2500У3 РВРЗ-2-10/2500У3	10	2500	125	45/4	ПДВ-1У3
РВР-10/4000У3 РВРЗ-1-10/4000У3 РВРЗ-2-10/4000У3	10	4000	180	71/4	ПДВ-1У3

## ПРИЛОЖЕНИЕ К

### Электрические параметры измерительных трансформаторов

Таблица К.1 – Трансформаторы тока

Тип трансформатора	$U_H$ , кВ	$I_{IH}$ , А	$i_{MAX}$ , кА	$I_T$ , кА / ( $t_T = 3$ с)
<b>Наружной установки</b>				
ТФЗМ-35Б У1	35	15; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000; 3000	3; 4; 6; 8; 10; 15; 21; 31; 42; 63; 84; 127; 107; 134; 106 141; 145	0,7; 1; 1,5; 2,1; 2,3;3,5; 4,7; 7; 10,5; 15; 21; 31; 31; 37; 41; 55; 57
ТОЛ-35 III-IV УХЛ или Т	35	100;150;200;300;400; 600;800;1000;1200; 1500	21;31;42;63;84; 127;107;125;125; 134	0,7;0,9;1,4;2,1;4; 8,4;9,6;14;18; 25,5
ТФЗМ-110Б У1	110	50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 750; 800; 1000; 1500; 2000	10; 15; 20; 30; 42; 62;84;126;158;124 212; 158; 212	2; 3; 4; 6; 8; 12; 16; 26; 68; 28; 68; 68; 68
TG 145	110	300; 600; 1200	80	20
ТРГ-110П*	110	200;400;800;300;600; 1200;1600;2000;3000	80	31,5
ТФЗМ-220Б У1	220	300; 500; 600 1000; 1200; 1500	25; 25; 50 50; 100; 100	9,8; 9,8; 19,6; 19,6; 39,2; 39,2
TG 245	220	500; 1000; 2000	125	15
<b>Внутренней установки</b>				
ТЛМ-10-1 У3	10	50; 100; 150; 200 300; 400; 600 800; 1000; 1500	17,6; 35,2; 52; 52 100; 100; 100 100; 100; 100	2,8; 6,3; 7,2; 10,1; 18,4; 18,4; 23; 23; 26; 26
ТОЛ-10-1 У3	10	5; 10; 15; 20; 30; 40; 50; 75;100; 150; 200; 300; 400; 500; 600; 750; 800; 1000; 1200; 1500; 2000	1; 1,97; 3; 3,93; 6,25;7,56;12,8; 14,7; 25,5; 31,8; 51; 81; 81; 102; 102;102;102;102; 102;102;102	0,4; 0,78; 1,2; 1,56; 2,5; 3,0; 5; 5,85; 10; 12,5; 20; 31,5; 31,5; 40; 40; 40; 40; 40; 40; 40; 40
ТОЛ-10 УХЛ и Т	10	50; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000;1500	17,5; 17,5; 17,5; 52; 52; 52; 52; 100;100	2,45;4,85;6,25; 8,75; 16 16 ; 20; 20; 31,5; 31,5
<b>Встроенные в трансформаторы и в выключатели</b>				
ТВТ-35 У2	35	200, 300, 400, 600 750; 1000; 1500	1,8; 6; 8; 9 15; 24; 36	5,6; 8,4; 11,2; 16,8; 21; 28; 42
ТВ-35-I-IV У2	35	150;200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1200; 1500; 2000; 3000	0,75; 1,8; 4,8;4,8; 15; 15; 36; 49,2; 49,5; 50	1,5; 2;7,5; 10; 15; 20; 25; 30; 37,5; 10; 150
ТВТ-110 У2	110	100; 150; 200; 300 400; 600; 750	1,2; 1,8; 2,4; 6; 8; 12; 16,8	2,5; 3,75; 5; 7,5; 10; 15; 18,75
ТВТ-220 У2	220	200; 300; 400; 600	4,8; 7,2; 9,6; 14,4	5; 7,5; 10; 15
ТВ-110-II	110	200; 300; 400; 500; 600; 750; 1000 1200; 1500; 2000	4; 6; 16; 40; 36; 28; 50; 50; 50; 50	10; 15; 20; 25; 30; 37,5; 50; 60; 75; 100

**Примечание:** все трансформаторы тока, приведенные в данной таблице, имеют вторичный номинальный ток равный 5 А.

Таблица К.2 – Трансформаторы напряжения

Тип трансформатора	Класс напряжения, кВ	$U_{1Н}$ , В	$U_{2Н\text{ ОСН}}$ , В	$U_{2Н\text{ ДОП}}$ , В
НАМИТ-10-2 УХЛ2	10	10000/ $\sqrt{3}$	100	100/3
ЗНОЛ.06-6У3	6	6 300/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100 или 100/3 или 100/ $\sqrt{3}$
ЗНОЛП-6У3	6	6 000/ $\sqrt{3}$ 6 300/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	
ЗНОЛ.06-10У3	10	10 000/ $\sqrt{3}$ 10500/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	
ЗНОЛП-10У3	10	10 000/ $\sqrt{3}$ 10500/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	
ЗНОЛ.0.6-27	27	27 000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	
ЗНОЛ-35 УХЛ1	35	35 000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100/3
ЗНОМ-35-72У1	35	35 000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100/3
НАМИ-35 УХЛ1	35	35 000/ $\sqrt{3}$	100	100
НКФ-110-83У1	110	110 000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100
НОГ-110 (I-III)У1	110	110 000/ $\sqrt{3}$	100	100
СРА 123	110	110 000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100
НКФ-220-58У1	220	220 000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100
НОГ-220(I-II)У1	110	220 000/ $\sqrt{3}$	100	100
СРА 245	220	220 000/ $\sqrt{3}$	100/ $\sqrt{3}$	100

## ПРИЛОЖЕНИЕ Л

### Электрические параметры разрядников и ограничителей перенапряжений

Таблица Л.1 - Вентильные разрядники

Тип разрядника	Класс напряжения, кВ	$U_{MAX}$ (действующая), кВ	$U_{ПРОБ}$ , кВ		Остаточное напряжение в кВ при импульсном токе с длиной фронта волны 8 мкс и амплитудой		
			MAX	MIN	3000 А	5000 А	10000 А
РВКУ-1,65ДО1	1,65	2,1	2,5	3,0	4,8	-	6,0
РВКУ-3,3БО1	3,3	4	6,0	7,1	8,5	-	10
РВПК-3,3	3,3	4	7,5	8,5	9	-	-
РБК-3	3	3,8	7,5	9,5	9	9,5	11,0
РВМ-6	6	7,6	15	18	17	18	20
РВО-6У1	6	7,6	16	19	25	27	-
РВО-10У1	10	12,7	26	30,5	43	45	-
РВС15У1	15	19	38	48	57	61	67
РВМ-1-35	35	36	73	84	80	-	-
РВС35У1	35	40,5	78	98	122	130	143
РВС-110 МУ1	110	100	200	250	315	335	367
РВС-220 МУ1	220	200	400	500	630	670	734

Таблица Л.2 - Ограничители перенапряжений

Тип ОПН	Класс напряжения, кВ	$U_{PMAX}$ , кВ	Остаточное напряжение в кВ при импульсном токе с длиной фронта волны 8 мкс и амплитудой						
			500 А	1000 А	2000 А	3000 А	5000 А	10000 А	2000 А
ОПН-1,5 УХЛ1	1,5	1,5	-	-	4,2	-	4,6	-	-
ОПН-3,3 УХЛ1	3,3	4,0	-	8,8	-	-	10	-	-
ОПН-6А	6	7,2	18,6	20	-	-	21,5	24	-
ОПН-10А	10	12	31	33	-	-	35	40	-
ОПН-27,5	27,5	30	-	-	-	-	95	-	-
ОПН-35	35	40,5	90	-	-	-	105	112	-
ОПНСН-110	110	59	143	1500	-	-	-	-	-
ОПН-110	110	84	213	-	-	230	251	270	291
ОПН-220	220	168	426	-	-	430	503	540	582
<i>ОПН-3,3 О1</i>	3,3	4,0	-	-	9,8	10	12	-	-
POLIM-C 1,8	1,5	1,8	-	5,2	-	-	5,8	6,3	-
POLIM-H4,5ND	3,3	4,5	-	13,1	-	-	14,6	15,75	-
POLIM-D 08L	6	8	-	23,3	-	-	26,1	28,05	-
POLIM-D 14L	10	14	-	40,7	-	-	45,6	-	49
MWK 33	27,5	33	-	85,8	-	-	95,7	101,3	112,8
MWK 41	35	41	-	106,6	-	-	118,9	125,8	139,4
EXLIM-R072AN123	110	58	-	-	-	-	180	192	214
EXLIM-R108AH123	110	84	-	-	-	-	270	288	320
EXLIM-Q144DN245	220	115	-	-	-	-	327	346	381
EXLIM-Q216DH245	220	174	-	-	-	-	491	519	571
<i>POLIM-H4,5DC</i>	3,3	4,5	-	-	-	9,9	10,1	10,5	-







Андрей Николаевич Штин  
Татьяна Анатольевна Несенюк

# ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЯГОВЫХ И ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Методические указания к выполнению курсового проекта  
по дисциплине «Тяговые и трансформаторные подстанции»  
для студентов специальности 19401 «Электроснабжение транспорта»  
заочного обучения

Редактор С. В. Пилюгина

620034, Екатеринбург, ул. Колмогорова, 66, УрГУПС  
Редакционно-издательский отдел

---

Бумага писчая №1  
Тираж 100 экз.

Подписано в печать  
Формат 60x84 1/16

Усл. печ. л. 1,6  
Заказ