

Министерство сельского хозяйства Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
Иркутский государственный аграрный университет им. А.А. Ежевского

Электрическая часть станций и подстанций

Практикум по дисциплине

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

Молодежный 2020 г.

УДК (621.039.637:544.0130)(075.8)

ББК с211я73-я-5

Электрическая часть станций и подстанций. Практикум по дисциплине: учеб. пособие: / С.В. Сукьясов, А.Г. Черных – Иркутск: Иркутск. гос. аграрн. ун-т., 2020. – 236с.

Книга предназначена для студентов в качестве учебного пособия к теоретическим и практическим занятиям по одноименному курсу. Книга имеет своей целью дать студентам необходимое теоретическое понимание и возможность подготовки к практическим занятиям и выполнению курсового проекта по дисциплине «Электрические станции и подстанции». Характеризуются задачи и объем учебного проектирования электрических подстанций на напряжения классов 110 и 35 кВ для заданных схем присоединения подстанций к электрической сети, содержатся указания о задачах, последовательности и методике обработки конкретных разделов проекта. Приводятся рекомендации по составу учитываемых технических и экономических характеристик, по критериям конкретных решений и по учету нормативных материалов и рекомендаций технической литературы. Формулируются требования к глубине проработки каждого из разделов и проекта в целом.

Учебное пособие предназначено для студентов высших учебных заведений дневной и заочной форм обучения в рамках подготовки бакалавров, обучающихся по направлению «Электроэнергетика и электротехника» профиль «Электроснабжение» и направлению «Агроинженерия» профиль «Электрооборудование и электротехнологии в АПК».

Авторы-составители: **С.В. Сукьясов, А.Г. Черных**

Рецензенты:

Профессор, д.т.н., профессор кафедры электрооборудования и физики
ФГБОУ ВО Иркутский ГАУ Б.Ф. Кузнецов

Главный специалист отдела электроэнергетических систем ИСЭМ СО РАН,
канд. техн. наук, ст. науч. сотр. РАН В.О. Головщиков.

© Сукьясов С.В., Черных А.Г. 2020.

© Иркутский государственный
аграрный университет, 2020.

ВВЕДЕНИЕ

Знания и умения, приобретаемые студентом, в части освоения соответствующих компетенций при изучении теоретических и практических разделов учебной программы дисциплины «Электрические станции и подстанции» связанные с проработкой в конкретной форме основ проектирования электрических подстанций на напряжения классов 110 и 35 кВ требует выполнения типового по структуре и содержанию курсового проекта.

С использованием исходных данных на проектирование студент впервые, самостоятельно на базе имеющихся знаний закономерностей электротехники, электромеханики и энергетики, решает конкретную задачу формирования комплекса электрооборудования подстанции на основе специальных технических, технико-экономических и нормативных требований, обеспечивающих необходимое качество работы собственно проектируемой подстанции, а также электроснабжения потребителей.

Многосторонность вопросов проектирования электрических подстанций, ограниченное время работы студента над проектом и незавершенность (в период работы над проектом) полного цикла базового высшего образования (бакалавриат), обуславливает допущения и упрощения выполнения некоторых расчетов и принятия решений (не приводящие к принципиальным, качественным или недопустимым погрешностям), которые оговариваются в пособии.

Исходя из принципиальных учебно-методических установок и назначения курсового проектирования, как одной из основных форм самостоятельной учебной работы студентов, содержательная часть пособия, представлен в виде «образца» выполнения проекта и без дублирования лекционных, практических и литературных материалов по вопросам проектирования подстанций.

По проекту выполняется два чертежа. На первом чертеже изображается схема электрических соединений проектируемой подстанции с обозначением всех элементов данной схемы в соответствии с ГОСТ 2.722-68 и ГОСТ 2.723-69. На втором чертеже приводятся план-разрез подстанции с нанесением всего электротехнического оборудования в соответствии с чертежом №1.

Оформление расчетно-пояснительной записки и графического материала должно отвечать требованиям МИ СМК 110.07а-2005.

ЗАДАНИЕ НА КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

Исходными данными для проектирования подстанции в соответствии с номером варианта, определяемого двумя последними цифрами зачетной книжки, являются:

- 1) Таблица 1.1 – Приложение 1
- 2) Таблица 1.2 – Приложение 1
- 3) Таблица 1.3 – Приложение 1
- 4) Рисунки: 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6 – Приложение 2
- 5) Рисунки: 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5 – Приложение 3

Содержание пояснительной записки курсового проекта:

1. Выбор числа и типа трансформаторов на подстанции.
2. Построение графиков нагрузок трансформаторов и выбор номинальной мощности трансформаторов с учетом допустимой перегрузки:
 - а) расчет допустимой перегрузки по таблицам ГОСТ 14209-97,
3. Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах.
4. Выбор сечения кабелей питающей сети по условиям длительного режима работы.
5. Расчет тока короткого замыкания (КЗ) на шинах низшего (6÷10) кВ напряжения подстанции и на шинах распределительных пунктов (РП).
6. Расчет токов термической стойкости кабелей питающих и распределительных сетей.
7. Обоснование необходимости установки токоограничивающих реакторов.
8. Выбор токоограничивающих реакторов, проверка их по потере напряжения, электротермической и электродинамической стойкости к токам КЗ.
9. Выбор схем распределительных устройств (РУ) всех напряжений.
10. Выбор схемы РУ низшего (6÷10) кВ напряжения.
11. Выбор схемы РУ среднего (35÷110) кВ напряжения.
12. Выбор схемы РУ высшего напряжения.
13. Выбор трансформаторов и схемы питания собственных нужд подстанции.
14. Расчетные условия для выбора аппаратов и токоведущих частей.
15. Выбор и проверка выключателей и разъединителей в каждой характерной цепи.
16. Выбор и проверка трансформатора тока.

17. Выбор и проверка трансформатора напряжения.
18. Выбор и проверка шинной конструкции.
19. Однолинейная электрическая схема проектируемой подстанции со спецификацией выбранного электрооборудования.

ПРИМЕНЧЕНИЕ:

- 1) В таблицах 5.9÷5.60 приведены справочные данные по кабельным изделиям и проводам.
- 2) В таблицах 4.24÷4.26 приведены справочные данные по КРУ серий КЭ-6, КЭЭ-6, КЭ-6С и КЭЭ-6С.
- 3) В таблицах 3.1÷3.3 приведены технические характеристики КТП.
- 4) В таблицах 4.1÷4.7 приведены технические характеристики выключателей.
- 5) В таблицах 2.1÷2.5 приведены технические данные силовых трансформаторов и автотрансформаторов.
- 6) В таблицах 4.8÷4.9 приведены технические данные разъединителей.
- 7) В таблицах 4.19÷4.22 приведены технические данные разрядников и реакторов токоограничивающих.
- 8) В таблице 4.17 приведены технические данные и габаритные размеры высоковольтных предохранителей.
- 9) В таблице 4.18 приведены технические характеристики ограничителей перенапряжений 6÷35 кВ
- 10) В таблице 4.23 приведены технические характеристики ограничителей перенапряжений 110÷750 кВ
- 11) В таблицах 1.1 ÷1.4 приведены номинальные данные и параметры схем замещения синхронных генераторов.
- 12) В таблицы 1.5 приведены номинальные данные синхронных двигателей.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ

Таблица 1.1

№ варианта	№ графика нагрузок для студентов		Эквивалентная зимняя температура, °С	Сеть высокого напряжения (ВН)					
	дневной формы	заочной формы		Номинальное напряжение, кВ	Номер схемы присоединения подстанции к сети	Длина высоковольтной линии (ВЛ), км		Мощность короткого замыкания (КЗ), МВА	
						от системы С1 до подстанции	от системы С2 до подстанции	системы С1	системы С2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	2.1	2.2	-6	35	3.1	15	—	1500	—
2	2.2	2.3	-19	35	3.5	20	10	1800	1900
3	2.3	2.4	-4	35	3.3	10	15	1900	—
4	2.4	2.5	-8	35	3.4	12	11	2000	1400
5	2.5	2.6	-8	35	3.2	8	15	1750	1900
6	2.6	2.1	-19	110	3.1	12	—	1600	—
7	2.1	2.2	+1	110	3.2	5	7	1700	2200
8	2.2	2.1	-6	110	3.5	4	6	1800	1400
9	2.3	2.2	-13	110	3.4	4,5	5	1900	1500
10	2.4	2.3	-5	110	3.3	7	—	1000	—
11	2.5	2.4	+5	110	3.5	4	9	1100	1300
12	2.6	2.5	-11	35	3.1	15	—	2000	—
13	2.1	2.6	-5	35	3.2	5	—	1800	1500
14	2.2	2.1	-11	35	3.3	5	10	1200	—
15	2.3	2.2	-6	35	3.4	12	8	1250	1800
16	2.4	2.3	-8	35	3.3	15	—	1900	—
17	2.1	2.4	-4	110	3.1	4	—	1000	—
18	2.2	2.5	-12	110	3.5	25	15	1200	2200
19	2.3	2.6	+2	110	3.3	20	—	1300	—
20	2.4	2.1	-2	110	3.4	4,5	6	1400	1800
21	2.5	2.2	+5	110	3.5	15	4	1450	1200
22	2.6	2.3	-9	110	3.4	4	3	1500	1100

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
23	2.1	2.4	-8	35	3.1	10	—	1900	—
24	2.2	2.5	-16	35	3.2	15	7	1950	1000
25	2.3	2.6	-11	35	3.5	18	2,4	2000	1900
26	2.4	2.1	-2	35	3.4	10	4	1800	1200
27	2.5	2.4	-9	35	3.3	6	2,5	1850	1700
28	2.6	2.5	-2	110	3.2	8	10	2000	1750
29	2.1	2.6	-2	110	3.5	15	11	2500	1500
30	2.2	2.5	-8	110	3.3	4	—	2700	—
31	2.3	2.1	-5	110	3.4	3	7	2500	1100
32	2.4	2.2	-2	110	3.1	5,3	—	2000	—
33	2.1	2.3	-11	110	3.4	3,6	2,8	2850	1300
34	2.2	2.4	-10	35	3.1	10	—	2100	—
35	2.3	2.5	-20	35	3.2	8	5	2200	1100
36	2.4	2.6	-2	35	3.3	22	2,5	1900	—
37	2.5	2.1	-3	35	3.4	17	6	2500	1850
38	2.6	2.2	-12	35	3.5	5	3,5	2400	1770
39	2.1	2.3	-12	110	3.1	5	—	2900	—
40	2.2	2.1	-15	110	3.3	15	—	2950	—
41	2.3	2.2	-6	110	3.2	4,5	5,5	1000	1140
42	2.4	2.3	-6	110	3.4	6	3	1050	1200
43	2.5	2.4	-9	110	3.5	4,0	3,5	1100	1300
44	2.6	2.5	-8	110	3.4	4	2,7	1150	2820
45	2.4	2.6	-7	35	3.1	4	—	1760	—
46	2.3	2.1	-6	35	3.3	,5	—	2110	—
47	2.5	2.2	-5	35	3.2	20	2	1100	2350
48	2.2	2.3	-4	35	3.4	3	15	1400	2050
49	2.1	2.4	-4	35	3.5	10	2,5	1900	1800
50	2.2	2.5	-4	110	3.1	7	—	1200	—

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
51	2.3	2.6	-4	110	3.3	3,5	—	1250	—
52	2.4	2.1	-19	110	3.2	6	5	2300	1000
53	2.5	2.2	-6	110	3.4	4,8	33	1350	2780
54	2.6	2.3	0	110	3.5	15	7	1400	2000
55	2.5	2.4	-14	110	3.4	5,4	3	1450	1600
56	2.6	2.1	-4	35	3.1	11	—	1500	—
57	2.1	2.2	-17	35	3.3	2	—	1550	—
58	2.2	2.2	-11	35	3.2	2,5	15	1600	2000
59	2.3	2.4	-18	35	3.4	3	30	2100	2000
60	2.4	2.5	-15	35	3.5	1,8	17	1720	2150
61	2.5	2.6	-1	110	3.1	3	—	1500	—
62	2.6	2.1	-20	110	3.3	3,5	—	1440	—
63	2.1	2.2	-13	110	3.2	6	10	1390	1000
64	2.2	2.3	-17	110	3.5	19	2,1	1340	1085
65	2.1	2.4	+7	110	3.4	17	2,3	1280	2500
66	2.2	2.5	-7	110	3.5	29	4,2	1210	1930
67	2.3	2.6	-20	35	3.1	8	—	2080	—
68	2.4	2.1	-20	35	3.3	10	—	2190	—
69	2.5	2.2	-4	35	3.2	14	2,8	2050	1980
70	2.6	2.3	-12	35	3.4	11	2,7	1810	2140
71	2.3	2.5	-2	35	3.5	15	3,0	2000	2100
72	2.4	2.1	-9	110	3.1	4	—	1200	—
73	2.5	2.2	-9	110	3.3	3,8	—	1170	—
74	2.6	2.3	-14	110	3.2	30	4	1120	1400
75	2.1	2.4	-18	110	3.5	15	6	1075	1420
76	2.2	2.5	0	110	3.1	9	—	2500	—
77	2.3	2.6	+3	110	3.3	5,5	—	2600	—
78	2.4	2.1	-3	110	3.2	20	5	2500	1000
79	2.5	2.2	-4	110	3.4	40	5,5	1500	2800

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
80	2.6	2.3	-16	110	3.4	7,5	25	1050	1100
81	2.1	2.4	-11	110	3.5	4,5	8	1150	1300
82	2.2	2.5	-15	110	3.1	8	—	1200	—
83	2.3	2.6	0	35	3.1	2	—	1700	—
84	2.4	2.1	-8	35	3.3	1,5	—	2500	—
85	2.5	2.2	-11	35	3.2	12	1,5	1500	2000
86	2.6	2.3	-15	35	3.4	10	10	2000	2200
87	2.1	2.4	-6	35	3.5	12	2,5	2500	1800
88	2.2	2.1	+6	110	3.1	15	—	2100	—
89	2.3	2.2	-7	110	3.3	3	—	2100	—
90	2.4	2.3	-7	110	3.2	25	9	1300	1400
91	2.5	2.4	-10	110	3.4	15	6,5	1400	1300
92	2.6	2.5	+6	110	3.5	20	4,5	1500	1200
93	2.2	2.6	-4	110	3.4	4,5	35	1600	1500
94	2.3	2.1	-20	35	3.1	3,5	—	2000	—
95	2.4	2.2	-20	35	3.3	2	—	2500	—
96	2.5	2.3	-11	35	3.2	20	2,5	2200	2500
97	2.1	2.4	-5	35	3.4	15	4,5	1900	2800
98	2.2	2.5	-6	35	3.5	10	3	1050	1400
99	2.3	2.6	-4	110	3.1	5	—	1100	—
100	2.4	2.3	-11	110	3.3	14	—	1300	—

Таблица 1.2

№ варианта	Кабельная сеть низкого напряжения (НН)							
	Номинальное напряжение, кВ	Количество кабельных линий (КЛ)	Длина кабельных линий, км	Максимальная нагрузка (зимняя), МВт		Коэффициент участия в максимальной нагрузке потребителей I, II и III категории		
				общая	самого мощного потребителя	I категория	II категория	III категория
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	10	12	1,2	12	1,5	—	0,35	0,65
2	10	16	3	15	1,2	0,12	0,28	0,6
3	10	18	2	16	2,5	0,2	0,4	0,4
4	10	16	1,8	10	2,8	0,15	0,4	0,45
5	10	20	2	18	1,8	—	0,3	0,7
6	10	14	2,5	11	1,3	0,2	0,3	0,5
7	10	30	2,3	40	4,7	0,15	0,4	0,45
8	10	16	1,9	26	3	0,1	0,2	0,7
9	10	12	1,2	35	3,5	0,2	0,2	0,6
10	10	12	2,8	18	2,5	—	0,15	0,85
11	10	42	0,9	38	4	0,15	0,2	0,65
12	10	10	3	13	4	0,15	0,65	0,2
13	10	16	1,1	12	1,6	0,25	0,25	0,5
14	10	20	1,9	15	1,5	0,02	0,45	0,35
15	10	24	1,4	8	1,0	0,15	0,3	0,55
16	10	14	2,4	16	2	0,1	0,15	0,75
17	10	20	1,2	38	4	0,15	0,2	0,65
18	10	26	1,4	30	3,6	0,1	0,15	0,75
19	10	24	3	45	2,3	0,15	0,25	0,6
20	10	38	1,1	35	4,1	0,25	0,1	0,65
21	10	30	1,6	20	7,5	0,1	0,2	0,7
22	10	44	0,9	33	10	0,2	0,2	0,6
23	6	12	3	12	2	—	0,4	0,6
24	6	10	1,6	7,5	1,8	0,12	0,28	0,6

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
25	6	26	3	11	1,6	0,14	0,16	0,7
26	10	30	3,5	15	1,0	0,16	0,19	0,65
27	10	32	1,9	16	2	0,18	0,27	0,55
28	6	14	1,2	12	2,3	0,22	0,12	0,56
29	6	18	0,9	28	4	–	0,5	0,5
30	6	20	1,1	32	3,6	0,15	0,3	0,55
31	10	18	1	45	3,1	0,2	0,25	0,55
32	10	42	0,9	30	3,5	0,17	0,23	0,6
33	10	48	1,1	31	12	0,19	0,31	0,5
34	6	14	3	9	2	0,23	0,27	0,5
35	6	10	1,6	13	1,9	0,05	0,15	0,8
36	10	20	2	10	1,5	0,14	0,16	0,7
37	10	26	3	11	1,2	0,21	0,24	0,55
38	10	22	2,5	17	2,1	0,2	0,3	0,5
39	6	14	2,2	26	2	0,1	0,15	0,75
40	6	12	2,8	17	1,8	0,12	0,18	0,7
41	10	16	1,4	31	4	0,17	0,12	0,71
42	10	20	1,2	39	2,5	0,16	0,19	0,65
43	10	40	1,4	27	2,1	–	0,2	0,8
44	10	48	0,8	29	2,5	0,05	0,15	0,8
45	10	16	2,1	16	1,4	0,2	0,25	0,55
46	6	16	1,6	19	1,3	0,15	0,2	0,65
47	6	18	2,7	20	1,5	0,25	0,3	0,45
48	10	14	1	22	2,5	0,04	0,16	0,8
49	10	20	0,6	18	1,4	–	0,25	0,75
50	6	10	1,2	17	1,4	0,18	0,17	0,65
51	10	12	1,1	15	2	0,2	0,25	0,55
52	10	18	2	24	2,1	0,15	0,2	0,65
53	10	30	1,4	45	3,6	0,22	0,28	0,5

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
54	10	48	2,2	32	7,5	0,17	0,13	0,7
55	10	20	1,8	26	3,2	0,16	0,24	0,6
56	6	12	3	17	1,8	0,1	0,1	0,8
57	6	10	1,4	13	2,1	0,11	0,19	0,7
58	6	20	1,6	9	1,5	0,13	0,17	0,7
59	10	14	1,3	12	1,4	0,15	0,15	0,7
60	10	16	1,2	14	1,3	0,17	0,13	0,7
61	10	10	1,8	16	1,9	0,1	0,25	0,65
62	6	12	2,2	18	2,3	–	0,4	0,6
63	6	10	0,9	15	2	0,15	0,25	0,6
64	10	10	1,1	28	2,2	0,25	0,3	0,45
65	10	38	1,5	36	7,5	0,2	0,2	0,6
66	10	42	1,7	34	6,1	0,3	0,3	0,4
67	6	14	2,2	14	1,4	0,14	0,16	0,7
68	10	12	1,6	10	1,7	0,1	0,2	0,7
69	6	24	1,8	15	1,2	0,6	0,1	0,3
70	10	18	2,3	14	1,5	–	0,3	0,7
71	10	20	2,5	16	1,3	0,14	0,26	0,6
72	6	20	2,5	19	2	0,03	0,07	0,9
73	10	14	2,2	18	2,1	0,1	0,2	0,7
74	10	16	1,4	30	3,5	0,05	0,15	0,8
75	10	22	3	27	3,8	0,15	0,15	0,7
76	10	14	2,6	11	1,1	0,2	0,3	0,5
77	10	30	2,4	40	4,7	0,15	0,3	0,45
78	10	15	2	26	3	0,1	0,2	0,7
79	10	14	1,3	35	4,8	0,2	0,2	0,6
80	10	12	2,9	18	2,5	0,05	0,1	0,85
81	10	42	0,9	45	6	0,15	0,2	0,65
82	10	14	1,2	12	2,3	0,22	0,12	0,56

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
83	10	10	3	15	4	0,1	0,3	0,6
84	10	16	1,1	16	3,6	0,15	0,2	0,65
85	10	20	1,9	9	1,5	0,05	0,1	0,85
86	10	12	1,4	8	2,0	0,15	0,2	0,65
87	10	14	2,4	7	1,0	0,15	0,65	0,2
88	10	18	1,2	30	4	0,25	0,25	0,5
89	10	22	1,4	37	3,6	0,2	0,45	0,35
90	10	26	3	29	2,3	0,15	0,3	0,55
91	10	38	1	25	4,1	0,1	0,15	0,75
92	10	30	1,6	32	7,5	0,15	0,2	0,65
93	10	44	0,9	38	6,1	0,1	0,15	0,75
94	6	12	3	10	1,5	0,15	0,25	0,6
95	6	10	1,6	15	2,0	0,25	0,1	0,65
96	6	26	3	13	1,0	0,1	0,2	0,7
97	10	30	3,5	14	1,3	0,2	0,2	0,6
98	10	32	1,9	15	1,4	0,1	0,3	0,6
99	6	14	1,2	19	2,3	0,12	0,28	0,6
100	6	18	0,9	20	4	0,14	0,16	0,7

Таблица 1.3

Номер графика нагрузки	Продолжительность использования максимума нагрузки, час	Степень загрязнения атмосферы		Ограничения на площадь, выделенную под проектируемую подстанцию		Коэффициент мощности	
		дневная форма обучения	заочная форма обучения	дневная форма обучения	заочная форма обучения	дневная форма обучения	заочная форма обучения
1	2	3	4	5	6	7	8
1	3800	I	III	есть	нет	0,85	0,94
2	2900	II	II	нет	нет	0,88	0,9
3	3000	III	I	нет	есть	0,87	0,93
4	4500	>IV	IV	есть	нет	0,8	0,82
5	5500	IV	>IV	нет	нет	0,82	0,85
6	6000	II	III	нет	есть	0,91	0,88

СУТОЧНЫЕ ГРАФИКИ ЗИМНИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

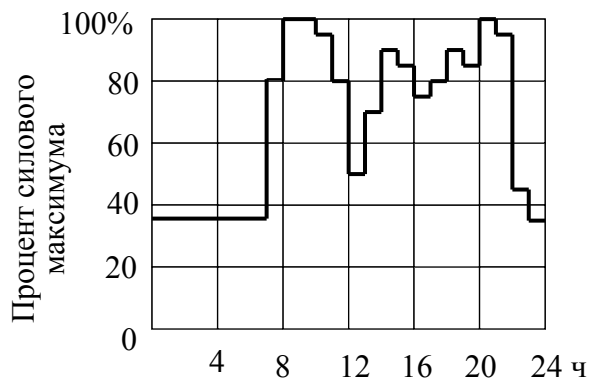


Рис. 2.1

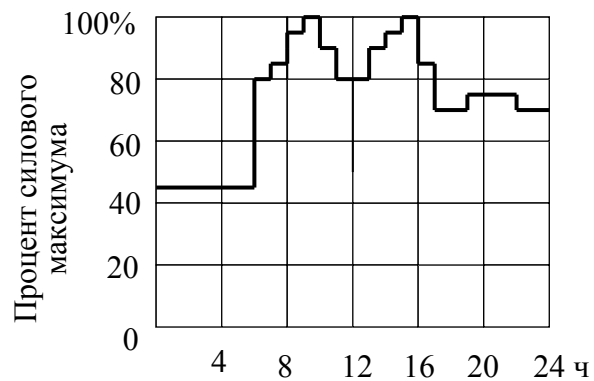


Рис. 2.2

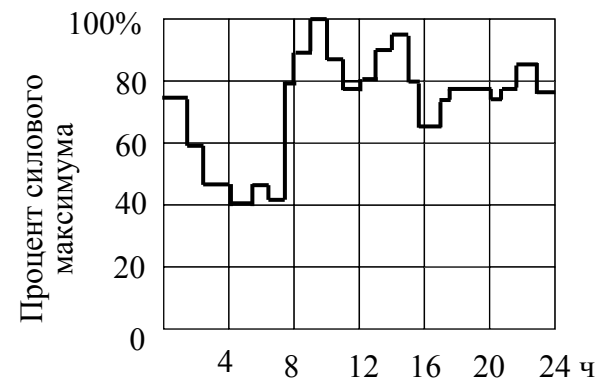


Рис. 2.3

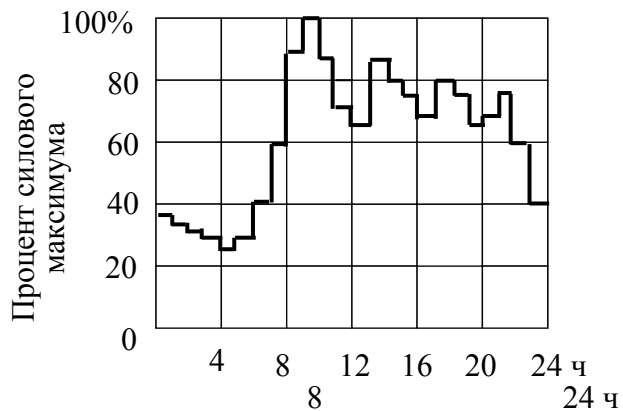


Рис. 2.4

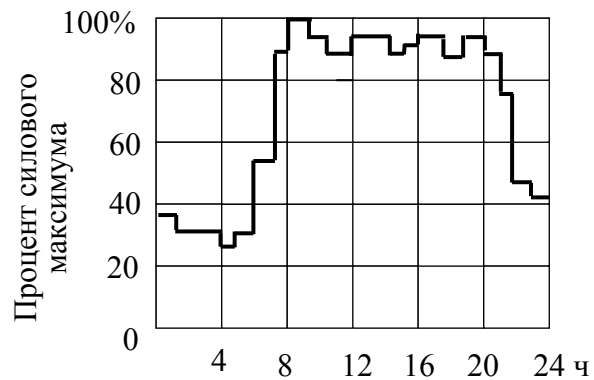


Рис. 2.5

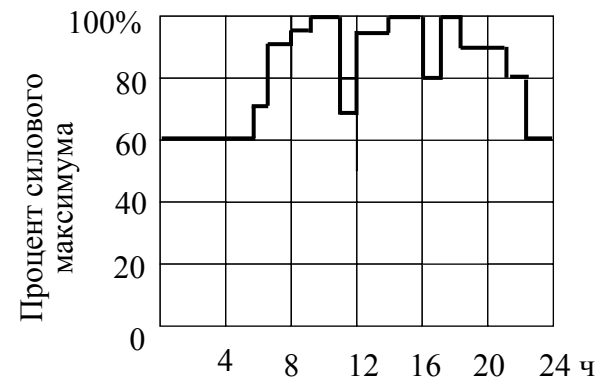


Рис. 2.6

СХЕМЫ ПРИСОЕДИНЕНИЯ ПОДСТАНЦИЙ К ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

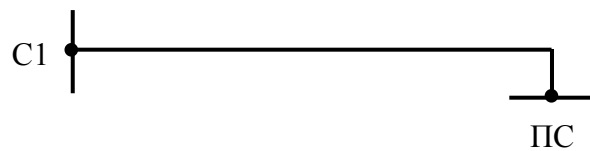


Рис. 3.1

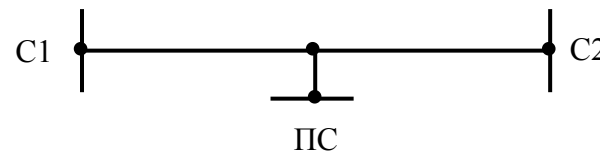


Рис. 3.2

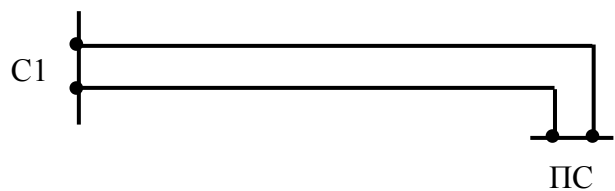


Рис. 3.3

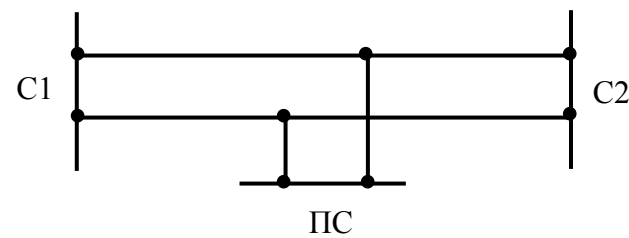


Рис. 3.4

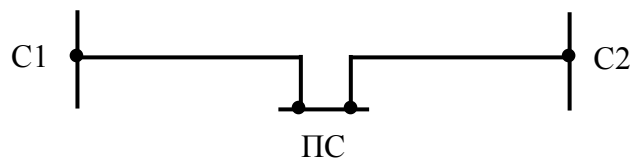


Рис. 3.5

Содержание курсового проекта.

Глава 1. Выбор силовых трансформаторов на подстанции.

- 1.1 Выбор числа и типа трансформаторов на подстанции.
- 1.2 Построение графиков нагрузок трансформаторов и выбор номинальной мощности трансформаторов с учетом допустимой перегрузки:
 - а) расчет допустимой перегрузки по таблицам ГОСТ 14209-97,
 - б) расчет температур масла и обмотки при перегрузке и сравнение их с допустимыми.
- 1.3 Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах.

Глава 2. Выбор сечения кабелей питающей сети по условиям длительного режима работы.

Глава 3. Ограничение токов короткого замыкания на подстанции.

- 3.1 Расчет тока короткого замыкания (КЗ) на шинах низшего (6÷10) кВ напряжения подстанции и на шинах распределительных пунктов (РП).
- 3.2 Расчет токов термической стойкости кабелей питающих и распределительных сетей.
- 3.3 Обоснование необходимости установки токоограничивающих реакторов.
- 3.4 Выбор токоограничивающих реакторов, проверка их по потере напряжения, электротермической и электродинамической стойкости к токам КЗ.

Глава 4. Выбор схем распределительных устройств (РУ) всех напряжений.

- 4.1 Требования, предъявляемые к схемам РУ.
- 4.2 Выбор схемы РУ низшего (6-10) кВ напряжения.
- 4.3 Выбор схемы РУ среднего (35-110) кВ напряжения.
- 4.4 Выбор схемы РУ высшего напряжения.
- 4.5 Выбор трансформаторов и схемы питания собственных нужд подстанции.

Глава 5. Выбор аппаратов и токоведущих частей.

- 5.1 Расчетные условия для выбора аппаратов и токоведущих частей.
- 5.2 Выбор и проверка выключателей и разъединителей в каждой характерной цепи.
- 5.3 Выбор и проверка трансформатора тока.
- 5.4 Выбор и проверка трансформатора напряжения.
- 5.5 Выбор и проверка шинной конструкции.

II. Графическая часть проекта.

Однолинейная электрическая схема проектируемой подстанции со спецификацией выбранного электрооборудования.

УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ

Глава 1 Выбор силовых трансформаторов на подстанции

1.1 Выбор числа и типа трансформаторов на подстанции

На подстанциях число трансформаторов (автотрансформаторов) определяется на основании сведений о категории надежности потребителей, питающихся от данной подстанции. При наличии потребителей I, II категории необходима установка двух трансформаторов. Подстанции с одним трансформатором допускаются при условии резервирования потребителей I, II категорий по сетям среднего и низшего напряжений, а также для электроснабжения потребителей III категории при наличии в районе передвижных резервных трансформаторов и возможности замены поврежденного трансформатора в течение времени не более суток.

При выборе типа трансформаторов рекомендуется применять трехфазные трансформаторы. На подстанциях очень большой мощности или при наличии ограничений по условиям транспорта применяют группы из однофазных трансформаторов, экономические показатели которых ниже показателей трехфазных трансформаторов при той же надежности.

Двухобмоточные трансформаторы устанавливаются на подстанциях при наличии распределительных устройств (РУ) двух номинальных напряжений. При наличии трех номинальных напряжений устанавливают автотрансформаторы (при среднем напряжении 110-220кВ и выше 220кВ и более) или трехобмоточные трансформаторы (при среднем напряжении 35 кВ).

Согласно ГОСТ 14209-97 все трансформаторы классифицируются по мощности:

- малой мощности, называемые распределительными, с $S_{ном} \leq 2500$ кВА;
- средней мощности с $S_{ном}$ не более 100 МВА;
- большой мощности с $S_{ном} \geq 100$ МВА.

Классификация по системам охлаждения следующая: система охлаждения ON соответствует М и Д, OF – Ц и ДЦ, OD – НДЦ и НЦ (ГОСТ Р 52719-2007).

Система охлаждения зависит от номинальной мощности трансформатора. На подстанциях рекомендуется использовать трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). Трансформаторы мощностью 25 МВА и выше выпускаются промышленностью с делением обмотки низшего напряжения на части (с расщепленной обмоткой) с целью уменьшения токов короткого замыкания (КЗ).

1.2 Построение графиков нагрузок трансформаторов и выбор номинальной мощности трансформаторов.

Выбор номинальной мощности трансформаторов начинается с построения графиков нагрузки трансформатора. Если это трехобмоточный трансформатор, то строят график нагрузки обмотки высшего напряжения, если автотрансформатор – обмоток последовательной и третичной. При построении графиков используются заданные графики нагрузки потребителей и синхронных компенсаторов, если они имеются

В общем случае нагрузка определяется:

для трансформаторов

$$S_{T,t} = \sqrt{(P_{c,н2,t} + P_{н,н2,t})^2 + (Q_{c,н2,t} + Q_{н,н2,t} - Q_{ск,t})^2}; \quad (1.1)$$

для автотрансформаторов

$$S_{\text{посл,AT},t} = \sqrt{(P_{c,н2,t} + P_{н,н2,t})^2 + (Q_{c,н2,t} + Q_{н,н2,t} - Q_{ск,t})^2};$$
$$S_{\text{трет,AT},t} = \sqrt{P_{н,н2,t}^2 + (Q_{н,н2,t} - Q_{ск,t})^2}, \quad (1.2)$$

где $P_{c,н2,t}$, $Q_{c,н2,t}$ – активная и реактивная мощности, потребляемые нагрузкой на стороне среднего напряжения; $P_{н,н2,t}$, $Q_{н,н2,t}$ – активная и реактивная мощности, потребляемые нагрузкой на стороне низкого напряжения; $Q_{ск,t}$ – реактивная мощность, вырабатываемая синхронными компенсаторами.

Графики нагрузок трансформаторов должны быть построены для характерных зимних и летних суток. Далее выбор мощности трансформаторов производится по наиболее тяжелому графику (им, как правило, является зимний график) с учетом их допустимых перегрузок.

Согласно ГОСТ 14209-97 различают режим систематических нагрузок, режим продолжительных аварийных перегрузок и режим кратковременных аварийных перегрузок, который в данном курсовом проекте не рассматривается.

Критерием допустимости каждого режима являются предельные значения температуры наиболее нагретой точки обмотки и масла в верхней части бака, приведенные в таблице 1.1.

Таблица 1.1

Тип нагрузки	Трансформаторы	
	Средней мощности	Большой мощности
<u>Режим систематических нагрузок</u> Температура наиболее нагретой точки обмотки, °С	140	120
Температура масла в верхних слоях, °С	105	105
<u>Режим продолжительных аварийных перегрузок</u> Температура наиболее нагретой точки обмотки, °С	140	130
Температура масла в верхних слоях, °С	115	115

Кроме того, в режиме систематических нагрузок относительный среднесуточный термический износ изоляции не должен превышать единицу, т.е. этот режим не должен приводить к сокращению срока службы трансформатора.

При наличии на подстанции одного трансформатора, он проверяется по режиму систематических нагрузок (за счет неравномерности суточного графика нагрузок), при наличии двух трансформаторов рассматривается случай, когда один из них отключен, а оставшийся работает в режиме продолжительных аварийных перегрузок.

Допустимость систематических нагрузок можно определить двумя путями:

а) расчетом температур наиболее нагретой точки обмотки и масла в верхней части трансформатора и сравнением их с допустимыми в этом режиме (таблица 1.1). Кроме того, рассчитывается среднесуточный относительный термический износ изоляции, который не должен превышать единицу.

б) определением величин допустимой нагрузки по рис. ГОСТ 14209-97.

На рисунках приведены сведения для трех категорий трансформаторов и восьми значений температуры окружающей среды:

1) трансформаторы средней и большой мощности с системой охлаждения ON (М, Д) (рис.1);

2) трансформаторы средней и большой мощности с системой охлаждения OF (Ц, ДЦ) (рис.2);

3) трансформаторы средней и большой мощности с системой охлаждения OD (НДЦ, НЦ) (рис.3).

Допустимость продолжительных аварийных перегрузок также может быть выявлена двумя путями:

а) расчетом температур наиболее нагретой точки обмотки и масла в верхней части трансформатора и сравнением их с допустимыми при длительных аварийных перегрузках (таблица 1.1);

б) с использованием таблиц ГОСТ 14209-97, позволяющим определить температуру наиболее нагретой точки обмотки и сокращение срока службы трансформатора при этой температуре. Эти таблицы задаются для тех же категорий трансформаторов, что и выше, температур окружающей среды и времени перегрузки.

Далее рассматривается порядок расчета продолжительной аварийной перегрузки трансформатора с использованием таблиц ГОСТ 14209-97 по заданному многоступенчатому графику нагрузки трансформатора.

а) Порядок расчета по таблицам ГОСТ 14209-97 [1].

Имеется многоступенчатый суточный график нагрузки трансформатора (рис.1.1).

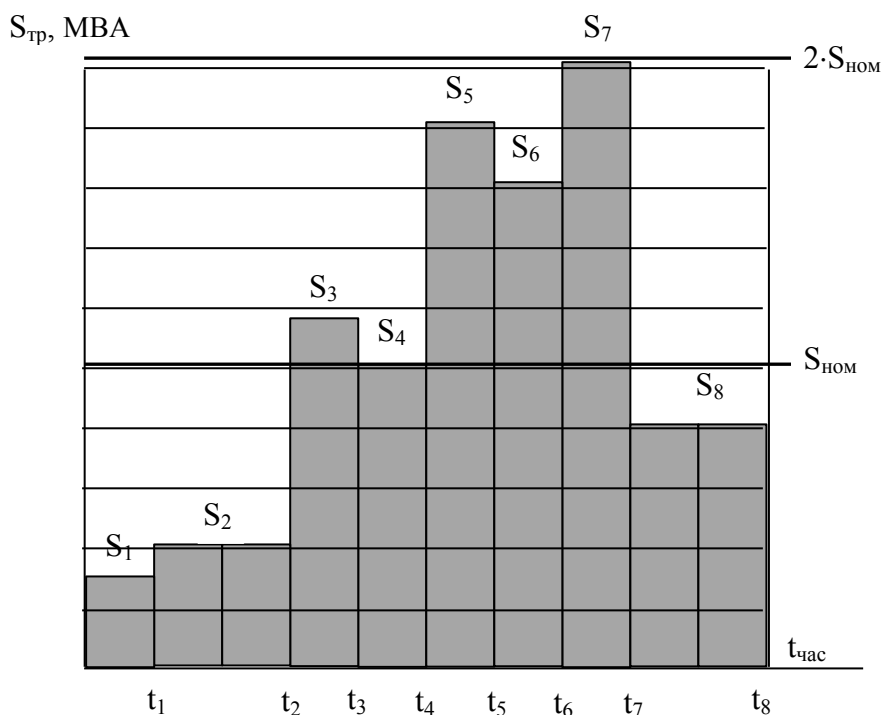


Рис. 1.1 График нагрузки силового трансформатора

1. Намечается номинальная мощность трансформаторов так, чтобы в нормальном режиме, когда работают два трансформатора, они не перегружались или перегружались незначительно (систематическая перегрузка). При отключении одного из трансформаторов, оставшийся в работе должен с учетом аварийной перегрузки обеспечить заданную нагрузку.

2. Преобразовывается многоступенчатый график нагрузки в эквивалентный по износу изоляции двухступенчатый. При этом к первой ступени $S_{I_{экв}}$ относятся все нагрузки $S_{тр} \leq S_{ном}$, ко второй ступени – $S_{тр} > S_{ном}$, т.е.

$$S_{1_{\text{экв}}} = \sqrt{\frac{(S_1)^2 \cdot t_1 + (S_2)^2 \cdot t_2 + (S_8)^2 \cdot t_8}{t_1 + t_2 + t_8}}; \quad (1.3)$$

$$S_{2_{\text{экв}}} = \sqrt{\frac{(S_3)^2 \cdot t_3 + (S_4)^2 \cdot t_4 + (S_5)^2 \cdot t_5 + (S_6)^2 \cdot t_6 + (S_7)^2 \cdot t_7}{t_3 + t_4 + t_5 + t_6 + t_7}} \quad (1.4)$$

3. Рассчитываются коэффициенты K_1 , K'_2 , $0,9 \cdot K_{\text{max}}$:

$$K_1 = \frac{S_{1_{\text{экв}}}}{S_{\text{ном}}}; \quad K'_2 = \frac{S_{2_{\text{экв}}}}{S_{\text{ном}}}; \quad 0,9 \cdot K_{\text{max}} = \frac{0,9 \cdot S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \quad (1.5)$$

4. Определяются $K_{2_{\text{расч}}}$ – расчетный коэффициент перегрузки и t – время перегрузки (в часах) следующим образом:

если $K'_2 \geq 0,9 \cdot K_{\text{max}}$, то следует принять $K_{2_{\text{расч}}} = K'_2$ и $t = t'$;

если $K'_2 < 0,9 \cdot K_{\text{max}}$, то $K_{2_{\text{расч}}} = 0,9 \cdot K_{\text{max}}$ и $t = \frac{K_2'^2 \cdot t}{(0,9 \cdot K_{\text{max}})^2}$,

где t – время перегрузки.

5. В зависимости от мощности трансформаторов, системы охлаждения, времени перегрузки выбирается нужная таблица и по ней, в зависимости от коэффициентов K_1 и K_2 и температуры окружающей среды, определяется температура наиболее нагретой точки обмотки и суточное сокращение срока службы трансформатора. Если температура обмотки превысит допускаемую в режиме продолжительных аварийных перегрузок (таблица 1.1), то такая перегрузка недопустима.

Некоторые особенности имеет выбор автотрансформаторов, обусловленный наличием последовательной и общей обмоток, рассчитанных на номинальную мощность, и третичной – рассчитанной на типовую мощность.

Расчет нагрузочной способности третичной обмотки производится по графику нагрузки этой обмотки (формула 1.2) и типовой мощности аналогично приведенному расчету.

б) Расчет температур масла и обмотки трансформатора в послеаварийном режиме (отключение 1-го трансформатора).

При расчете температур используется построенный ранее двухступенчатый график нагрузки с мощностями $S_{1_{\text{экв}}}$ и $S_{2_{\text{экв}}}$ и коэффициентами $K_1 = \frac{S_{1_{\text{экв}}}}{S_{\text{ном}}}$ и $K_2 = K'_2 = \frac{S_{2_{\text{экв}}}}{S_{\text{ном}}}$ и их продолжительностью t_1 и t_2 соответственно (рис. 1.2).

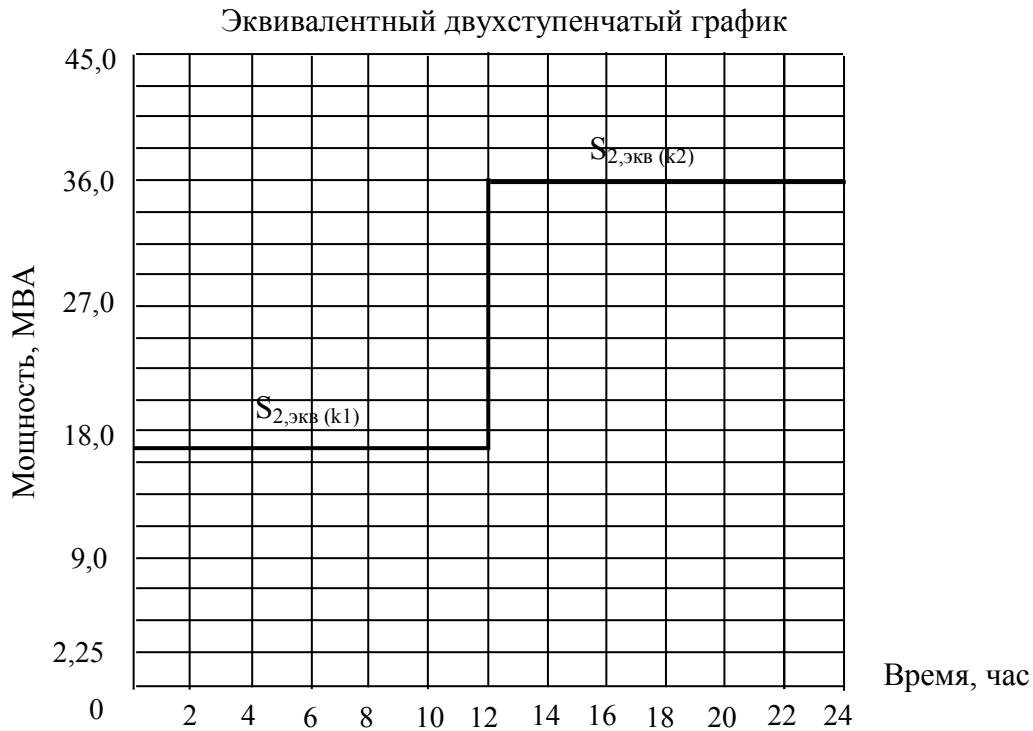


Рис. 1.2

Расчет температур начинается с расчета температуры масла в установившемся режиме при нагрузке K по выражению

$$\theta_{m,k} = \theta_0 + \Delta\theta_{m,k} = \theta_0 + \Delta\theta_{m,ном} \left(\frac{1 + R \cdot K^2}{1 + R} \right)^x, \quad (1.6)$$

где θ_0 – температура охлаждающей среды; $\Delta\theta_{m,k}$ – превышение температуры масла над температурой окружающей среды при нагрузке K ; $\Delta\theta_{m,ном}$ – номинальное превышение температуры масла, за которое принимается превышение температуры масла на выходе из обмотки в верхней части бака, принимаемое равным:

52°C – для системы охлаждения ON,

56°C – для системы охлаждения OF,

49°C – для системы охлаждения OD;

R – отношение потерь короткого замыкания к потерям холостого хода в трансформаторе, принимаемое для всех видов охлаждения равным 6;

x – показатель степени, $x=0,9$ для системы охлаждения ON, и $x=1$ для системы охлаждения OF, OD.

Далее рассчитывают превышение температуры масла над температурой окружающей среды в переходном режиме по выражению

$$\Delta\theta_{m,t} = \Delta\theta_{m,нач} + (\Delta\theta_{m,уст} - \Delta\theta_{m,нач}) \left(1 - e^{-t/\tau} \right), \quad (1.7)$$

где $\Delta\theta_{\text{м,нач}}$ – начальное для данной ступени нагрузки превышение температуры масла над температурой окружающей среды, $\Delta\theta_{\text{м,уст}}$ – установившееся для данной ступени нагрузки превышение температуры масла над температурой окружающей среды, τ – постоянная времени нагрева трансформатора, $\tau = 2,5$ часа для системы охлаждения ON, $\tau = 1,5$ часа для систем охлаждения OF и OD.

Рассчитав $\Delta\theta_{\text{м}}$ для нескольких значений времени t , строят кривую зависимости превышения температуры масла от времени (кривая 1, рис.1.3.). Чтобы получить абсолютную температуру масла, прибавляют к $\Delta\theta_{\text{м}}$ температуру окружающей среды $\theta_{\text{о,экр}}$ (кривая 2):

$$\theta_{\text{м,t}} = \Delta\theta_{\text{м,t}} + \theta_{\text{о,экр}}. \quad (1.8)$$

Далее следует сравнить наибольшую за сутки температуру масла с допустимой в послеаварийном режиме (отключение одного трансформатора), т.е. $\theta_{\text{м,мах}}$ с $\theta_{\text{м,доп}} = 115^\circ\text{C}$.

Рассчитав температуру масла, переходят к определению температуры обмотки, которая не должна превышать 140°C для трансформаторов средней мощности 130°C для трансформаторов большой мощности.

Для этого рассчитывают превышение температуры обмотки над температурой масла при коэффициентах загрузки K_1 и K_2 по формуле:

$$H_{\text{к}} = H_{\text{ном}} \cdot K^y, \quad (1.9)$$

где $H_{\text{ном}}$ – номинальное превышение температуры обмотки над температурой окружающей среды; равно 26°C для трансформаторов с системой охлаждения ON, 22°C для системы охлаждения OF, и 29°C для системы охлаждения OD; y – показатель степени, равный 1,6 для ON и OF и 2,0 – для OD.

Принимается допущение, что температура обмотки изменяется по такому же закону, что и температура масла. Это значит, что для расчета температуры обмотки достаточно прибавить к температуре масла рассчитанное значение $H_{\text{к}}$ (кривая 3, рис. 1.3), т.е.

$$\theta_{\text{об,t}} = \theta_{\text{м,t}} + H_{\text{к}}. \quad (1.10)$$

Сравнивая наибольшую за сутки температуру обмотки с допустимой температурой обмотки, делают вывод о возможности аварийной перегрузки трансформатора.

1.3 Пример выбора номинальной мощности трансформаторов на подстанции.

От подстанции питаются потребители на напряжении 110кВ и 6 кВ. Связь с системой осуществляется на $U=220кВ$ (рис. 1.4). На подстанции имеются потребители 1-й категории.

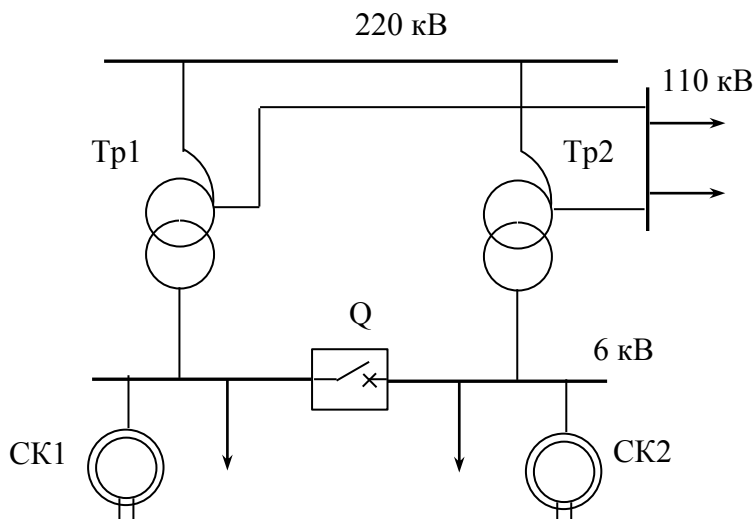


Рис. 1.4 Принципиальная схема подстанции

По формулам (1.2) получены следующие графики нагрузки автотрансформаторов для зимних суток (за расчетные приняты зимние сутки, т.к. они более тяжелые, чем летние), для последовательной обмотки ($S_{\text{посл.}}$ – рис. 1.5, а) которая у понижающего автотрансформатора наиболее загружена и для третичной обмотки ($S_{\text{трет.}}$ – рис.1.5, б).

Результаты расчетов заносим в табл. 1.

Таблица 1

Тип обмотки	Время, час	Мощность, МВА	Тип обмотки	Время, час	Мощность, МВА
$S_{\text{посл.}}$	0÷6	90	$S_{\text{трет.}}$	0÷6	40
	6÷8	160		6÷8	60
	8÷18	140		8÷18	42
	18÷22	90		18÷22	45
	22÷24	80		22÷24	40

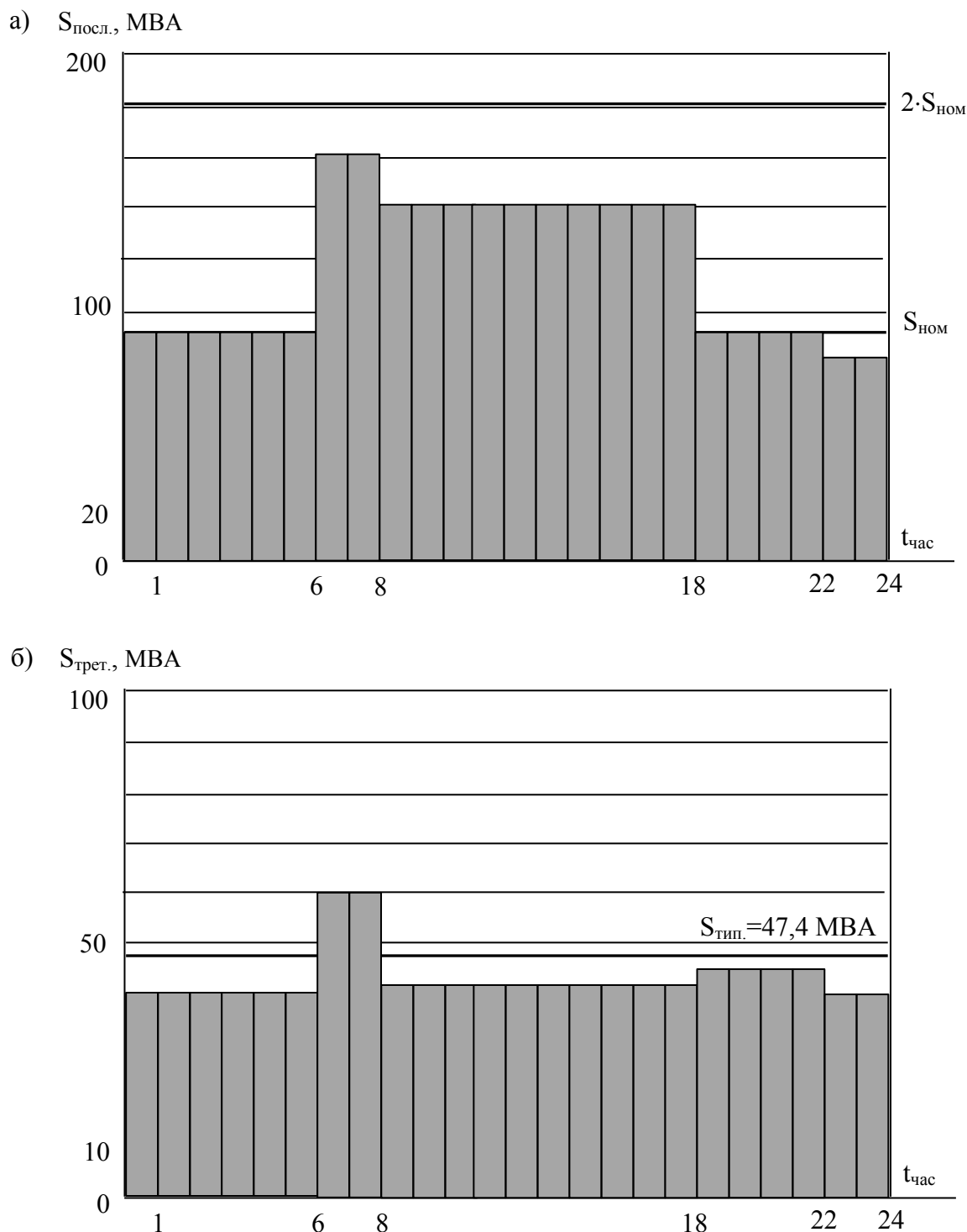


Рис. 1.5 График нагрузок: а) последовательной обмотки; б) третичной обмотки

По нагрузке последовательной обмотки намечаем к установке на подстанции двух (т.к. есть потребители 1 категории) автотрансформаторов с $S_{\text{НОМ}}=100\text{MBA}$ типа АТДЦТН – 100000/230/121 с $U_{\text{ВНОМ}}=230\text{kB}$, $U_{\text{СНОМ}}=121\text{kB}$, $U_{\text{ННОМ}}=6,6\text{kB}$ ([2], таблица 3.8).

В нормальном режиме, когда работают оба АТ, перегрузки нет. При отключении одного АТ оставшийся в работе с учетом аварийной перегрузки должен обеспечить этот график .

а) Рассчитаем допустимую аварийную перегрузку при условии, что подстанция проектируется в районе Иркутска эквивалентной зимней температурой $\theta_0 = -15,1^\circ\text{C} \approx -15^\circ\text{C}$ по ГОСТ – 14209-97 ([1], таблица 13-30).

Расчет ведется в последовательности, изложенной выше.

1. Откладывается $S_{\text{ном}}=100\text{МВА}$ на графике нагрузки (рис. 1.4, а) последовательной обмотки.

2. Преобразовывается многоступенчатый график в эквивалентный двухступенчатый:

$$S_{1,\text{экв}} = \sqrt{\frac{90^2 \cdot 10 + 80^2 \cdot 2}{12}} = 88,41\text{МВА}; S_{2,\text{экв}} = \sqrt{\frac{160^2 \cdot 2 + 140^2 \cdot 10}{12}} = 143,53\text{МВА}.$$

3. Рассчитываются коэффициенты:

$$K_1 = \frac{S_{1,\text{экв}}}{S_{\text{ном}}} = \frac{88,41}{100} = 0,88; K_2' = \frac{S_{2,\text{экв}}}{S_{\text{ном}}} = \frac{143,53}{100} = 1,43; 0,9 \cdot K_{\text{max}} = \frac{0,9 \cdot 160}{100} = 1,44$$

4. Определяется $K_{2\text{расч}}$

т.к. $0,9 \cdot K_{\text{max}} = 1,44 > K_2' = 1,43$, то $K_{2\text{расч}} = 0,9 \cdot K_{\text{max}} = 1,44$, а

$$t = \frac{t' \cdot (K_2')^2}{(0,9 \cdot K_{\text{max}})^2} = \frac{12 \cdot 1,43^2}{1,44^2} = 11,8\text{час}.$$

5. Далее для системы охлаждения OF, $K_1 = 0,88 \approx 0,9$; $K_2 = 1,44 \approx 1,4$; $t=8$ часов, $\theta_0 = -15,1^\circ\text{C} \approx -15^\circ\text{C}$ (для Иркутска) по таблице 23 [7] определяем суточное сокращение срока службы $V=205$; $\Delta\theta_{\text{об}}=137^\circ\text{C}$. Тогда за время аварийной перегрузки износ изоляции $L=205 \cdot 0,032=6,56$ «нормальных» суток, температура наиболее нагретой точки обмотки составляет $137 - 15,1=121,9^\circ\text{C}$, что меньше допускаемой, равной 140°C .

Далее следует проверить загрузку третичной обмотки. Для этого рассчитывают типовую мощность автотрансформатора.

$$S_{\text{min}} = S_{\text{ном}} \cdot k_{\text{min}},$$

где k_{min} – коэффициент типовой мощности, равный:

$$k_{\text{min}} = 1 - U_{\text{с,ном}}/U_{\text{в,ном}} = 1 - 121/230 = 0,474; S_{\text{min}} = 100 \cdot 0,474 = 47,4\text{МВА};$$

Если в работе два трансформатора, то третичные обмотки их не перегружаются, поэтому проверяем их по аварийной перегрузке.

Расчет допустимой аварийной перегрузки производится в той же последовательности, что и ранее.

1. Откладывается на графике нагрузки (рис.1.5, б) S_{min} (мощность третичной обмотки).

2. Преобразовывается многоступенчатый график в эквивалентный двухступенчатый.

$$S_{1,экв} = \sqrt{\frac{40^2 \cdot 6 + 42^2 \cdot 10 + 45^2 \cdot 2 + 40^2 \cdot 2}{6 + 10 + 2 + 2}} = 41,53 \text{ МВА}$$

$$S_{2,экв} = S_{\max} = 60 \text{ МВА}.$$

1. Рассчитываются коэффициенты:

$$K_1 = \frac{S_{1,экв}}{S_{\min}} = \frac{41,53}{47,4} = 0,87 \approx 0,9; \quad K'_2 = K_{2,расч} = \frac{60}{47,4} = 1,266 \approx 1,3; \quad t = t' = 4$$

часа.

2. По таблице 22 для $\theta_0 = -10^\circ\text{C}$, системы охлаждения OF; $K_1 = 0,9$; $K_2 = 1,3$; $t = 4$ часа; определяется суточное сокращение срока службы $V = 10,8$; $\Delta\theta_{об} = 119^\circ\text{C}$. При температуре окружающей среды $\theta_0 = -10^\circ\text{C}$ получаем суточный износ изоляции $L = 10,8 \cdot 0,032 = 0,345$ «нормальных» суток, а температура обмотки $\theta_{об} = 119 - 9,1 = 109,9^\circ\text{C} < 140^\circ\text{C}$.

Таким образом, автотрансформаторы типа АДЦТН-100000/230/121 могут, с учетом аварийной перегрузки, обеспечить нагрузку как в нормальном (работают оба АТ), так и в послеаварийном (отключение 1 АТ) режимах.

б) Расчет температур масла и обмотки АТ.

Расчет произведен для последовательной обмотки (как более загруженной).

Ранее многоступенчатый реальный график был преобразован в эквивалентный двухступенчатый: $K_1 = 0,88$; $t_1 = 12$ часов; $K_2 = 1,43$; $t_2 = 12$ часов; $R = 6$.

Рассчитывается превышение температуры масла над температурой окружающей среды по (1.6)

$$\Delta\theta_{м,устK1} = 56 \left(\frac{1 + 6 \cdot 0,88^2}{1 + 6} \right)^1 = 45,17^\circ\text{C};$$

$$\Delta\theta_{м,устK2} = 56 \left(\frac{1 + 6 \cdot 1,43^2}{1 + 6} \right)^1 = 107,53^\circ\text{C}.$$

Далее рассчитывается превышение температуры масла над температурой окружающей среды ($-15,1^\circ\text{C}$ зимой в Иркутске) в переходном режиме. Расчет начинается со второй ступени, т.к. до вечернего подъема нагрузки тепловой режим успел стабилизироваться, для этой ступени $\Delta\theta_{м,нач} = \Delta\theta_{м,K1} = 47,17^\circ\text{C}$, $\Delta\theta_{м,уст} = \Delta\theta_{м,K2} = 107,53^\circ\text{C}$. Выполним расчет для $t = 2$ часа, остальные расчеты сводятся в таблицу 2.

$$\Delta\theta_{\frac{м,t=2}{2\text{ч}}} = 45,17 + (107,53 - 45,17) \left(1 - e^{-\frac{2}{1,5}} \right) = 45,17 + 62,36(1 - 0,264) = 91,07^\circ\text{C}$$

$$\Delta\theta_{m,t=2} = 91,07 + (-15,1) = 75,97^\circ\text{C}$$

Таблица 2

Часы суток	1	2	4	8	12	14	16	20	22	24
Часы 1 ступени, ч	1	2	4	8	12	-	-	-	-	0
Часы 2 ступени, ч	-	-	-	-	0	2	4	8	10	12
$\theta_m, ^\circ\text{C}$	57,42	47,73	38,24	33,5	32,8	58,55	68,05	72,82	73,3	73,46
$v_m, ^\circ\text{C}$	48,32	38,63	29,14	24,4	23,7	49,45	58,95	63,72	64,2	64,36
$v_{об}, ^\circ\text{C}$	78,34	68,65	59,16	54,42	53,72/96,05	121,8	131,3	136,07	136,55	136,71/94,38

Для расчета первой ступени продолжительностью $t = 12$ часов и загрузкой $K_1 = 0,88$, $\Delta\theta_{m,нач} = \Delta\theta_{m,K2} = 107,53^\circ\text{C}$, $\Delta\theta_{m,уст} = \Delta\theta_{m,K1} = 45,17^\circ\text{C}$

$$\Delta\theta_{\frac{m,t=2}{1\text{ступ}}} = 107,53 + (45,17 - 107,53) \left(1 - e^{-\frac{2}{1,5}} \right) = 107,53 - 45,88 = 61,63^\circ\text{C}.$$

Для расчета температуры обмотки следует рассчитать превышение температуры обмотки над температурой окружающей среды при коэффициенте загрузки K_1 и K_2^I по (6)

$$H_{K1} = 22 \cdot 0,88^{1,6} = 17,93^\circ\text{C};$$

$$H_{K2} = 22 \cdot 1,43^{1,6} = 39,42^\circ\text{C}.$$

Прибавив к кривой изменения температуры масла H_{K1} на участке от 0 до 12 часов и H_{K2} от 12 до 24 часов, получим кривую изменения температуры последовательной обмотки трансформатора. Из кривых следует, что при отключении одного АТ оставшийся в работе сможет передавать всю мощность, при этом температура масла и последовательной обмотки не превышают допустимую, т.е

$$\theta_{m,\max} = 98,41^\circ < \theta_{m,\text{доп}} = 115^\circ\text{C}; \quad \theta_{об,\max} = 137,83^\circ < \theta_{об,\text{доп}} = 140^\circ\text{C}.$$

Из полученного результата следует, что более точный расчет показал возможность передачи всей нагрузки одним трансформатором при отключении другого. При этом температуры масла и обмотки не превышают допустимой величины.

Аналогично рассчитываются температуры для третичной обмотки, двухступенчатый график которой имеется.

1.4 Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах.

При расчете потерь электроэнергии в трансформаторах используются построенные ранее графики нагрузок трансформатора для характерных зимних

и летних суток. Потери электроэнергии в трансформаторах складываются из потерь в стали и в меди:

$$\Delta W_T = \Delta W_{cm} + \Delta W_{нагр}.$$

Считая, что трансформаторы не отключаются в течение года, потери в стали для всех типов трансформаторов рассчитываются:

$$\Delta W_{cm} = n \cdot P_{xx,ном} \cdot t,$$

где n – число трансформаторов; $P_{xx,ном}$ – потери холостого хода, заданные в [1, таблица 3.5, 3.6, 3.8], кВт; t – число часов в году (8760 ч)

Нагрузочные потери рассчитываются:

1) трехфазные двухобмоточные трансформаторы.

$$\Delta W_{нагр} = \frac{1}{n} \cdot P_{к.з} \left\{ \left[\left(\frac{S_{1з}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot t_{1з} + \left(\frac{S_{2з}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot t_{2з} + \dots \left(\frac{S_{iз}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot t_{iз} \right] \cdot n_з + \left[\left(\frac{S_{1л}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot t_{1л} + \left(\frac{S_{2л}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot t_{2л} + \dots \left(\frac{S_{iл}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot t_{iл} \right] \cdot n_л \right\}, \quad (1.11)$$

где $S_{1,з}, S_{2,з} \dots S_{i,з}$ – ступени нагрузки зимнего графика продолжительностью $t_{1,з}, t_{2,з} \dots t_{i,з}$ соответственно; $S_{1,л}, S_{2,л} \dots S_{i,л}$ – ступени нагрузки летнего графика продолжительностью $t_{1,л}, t_{2,л} \dots t_{i,л}$ соответственно; $n_з$ и $n_л$ – число зимних и летних суток соответственно.

2) трехфазные трехобмоточные трансформаторы.

В этих трансформаторах нагрузочные потери определяются отдельно для обмотки высшего, среднего и низшего напряжения по графикам нагрузки на высшем, среднем и низшем напряжениях, т.е.

$$\Delta W_{нагр} = \Delta W_в + \Delta W_c + \Delta W_n = \frac{1}{n} \cdot P_{к.з,в} \left\{ \left[\left(\frac{S_{1в,з}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot t_{1з} + \dots \left(\frac{S_{iв,з}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot t_{iз} \right] \cdot n_з + \left[\left(\frac{S_{1с,з}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot t_{1з} + \dots \left(\frac{S_{iс,з}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot t_{iз} \right] \cdot n_з + \left[\left(\frac{S_{1л,з}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot t_{1з} + \dots \left(\frac{S_{iл,з}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot t_{iз} \right] \cdot n_з + \left[\left(\frac{S_{1л,л}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot t_{1л} + \dots \left(\frac{S_{iл,л}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot t_{iл} \right] \cdot n_л + \left[\left(\frac{S_{1с,л}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot t_{1л} + \dots \left(\frac{S_{iс,л}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot t_{iл} \right] \cdot n_л + \left[\left(\frac{S_{1н,л}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot t_{1л} + \dots \left(\frac{S_{iн,л}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot t_{iл} \right] \cdot n_л \right\}, \quad (1.12)$$

$$+ \left[\left(\frac{S_{IH,3}}{S_{НОМ}} \right)^2 \cdot t_{i3} \right] \cdot n_3 + \left[\left(\frac{S_{IH,l}}{S_{НОМ}} \right)^2 \cdot t_{1l} + \dots + \left(\frac{S_{IH,l}}{S_{НОМ}} \right)^2 \cdot t_{il} \right] \cdot n_l \Bigg\},$$

где $P_{к.з,в} = 0,5(P_{к.з,в-с} + P_{к.з,в-н} - P_{к.з,с-н})$;

$$P_{к.з,с} = 0,5(P_{к.з,в-с} + P_{к.з,с-н} - P_{к.з,в-н});$$

$$P_{к.з,н} = 0,5(P_{к.з,в-н} + P_{к.з,с-н} - P_{к.з,в-с}).$$

Если в справочнике дана одна величина $P_{к.з,в-н}$, то потери короткого замыкания каждой обмотки одинаковы и равны $0,5 P_{к.з,в-н}$.

3) трехфазные автотрансформаторы.

Потери электроэнергии в АТ рассчитываются аналогично. Однако следует учесть, что в третичной обмотке нагрузку следует относить к типовой мощности АТ, т.е.

$$\Delta W_{трет} = \frac{1}{n} \cdot P_{к.з,н} \left\{ \left[\left(\frac{S_{IH,3}}{S_{мин}} \right)^2 \cdot t_{13} + \dots + \left(\frac{S_{IH,3}}{S_{мин}} \right)^2 \cdot t_{i3} \right] \cdot n_3 + \left[\left(\frac{S_{IH,l}}{S_{мин}} \right)^2 \cdot t_{1l} + \dots + \left(\frac{S_{IH,l}}{S_{мин}} \right)^2 \cdot t_{il} \right] \cdot n_l \right\}. \quad (1.13)$$

Глава 2. Выбор сечения кабелей питающей сети по условиям длительного режима.

Выбор сечения кабельных линий, питающих распределительные пункты (РП), требует расчета токов нормального и утяжеленного рабочих режимов.

Под нормальным режимом электроустановки понимают режим, при котором все присоединения находятся в работе.

Под утяжеленным режимом понимают ремонтный или послеаварийный период работы, при котором рабочий ток присоединений превышает ток нормального режима.

Условно все РП, питающиеся по кабельным линиям, подразделены на РП типа «А», «Б», «В» и «Г» (рис. 2.1).

К РП типа «А» отнесены РП, которые в нормальном режиме питаются по двум кабельным линиям. Отключение одной из линий и питание нагрузки РП по оставшейся в работе линии соответствует утяжеленному режиму работы кабельной линии.

РП типа «Б» питаются в нормальном режиме каждый по своей линии, но между ними есть перемычка, нормально отключенная. При отключении одной

из линий оставшаяся в работе линия через включаемую перемычку питает оба РП. Это соответствует утяжеленному режиму работы линии.

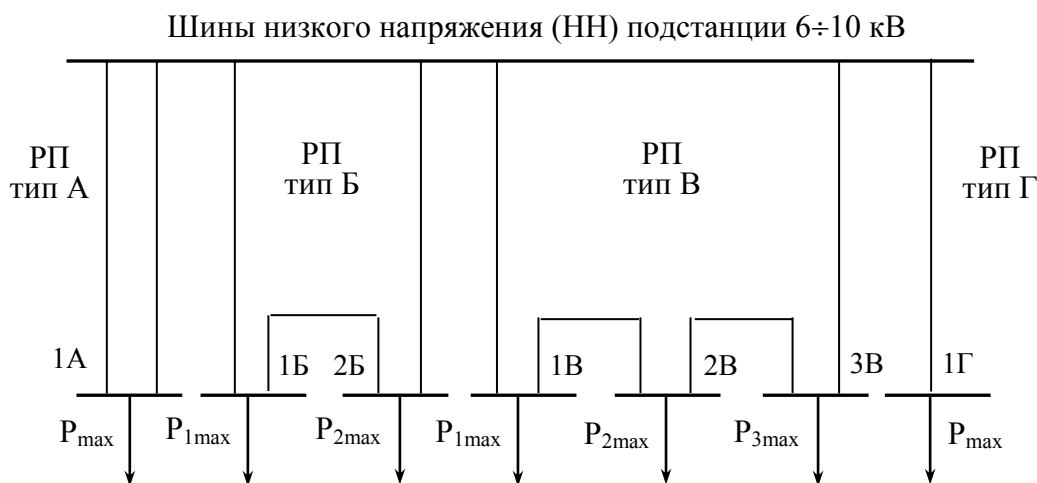


Рис. 2.1 Схема питания РП различных типов от шин 6÷10 кВ

РП типа «В» питаются в нормальном режиме по двум линиям, в утяжеленном режиме, при отключении одной линии, все три РП питаются через перемычки по оставшейся линии.

РП типа «Г» питаются по одной кабельной линии, для них рабочий нормальный и рабочий утяжеленный режимы совпадают.

При выборе сечения кабелей предполагается, что кабели, проложенные в земле, имеют алюминиевые жилы. За номинальную температуру окружающей среды ($\vartheta_{0,ном}$) принимается 15°C , длительно допустимая температура ($\vartheta_{дл.доп}$) для кабелей напряжением 6 кВ принята 65°C , 10 кВ – 60°C .

При выборе сечения кабелей, прежде всего, в соответствии со сказанным ранее, рассчитываются токи нормального и утяжеленного рабочих режимов для разных схем питания РП.

Для РП типа «А»:

$$I_{\text{раб.норм}} = \frac{P_{\text{макс}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \phi}; \quad I_{\text{раб.ут}} = \frac{P_{\text{макс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \phi}. \quad (2.1)$$

Для РП типа «1Б»:

$$I_{\text{раб.норм}} = \frac{P_{1,макс}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \phi}; \quad I_{\text{раб.ут}} = \frac{P_{1,макс} + P_{2,макс}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \phi}$$

Для РП типа «2Б»:

$$I_{\text{раб.норм}} = \frac{P_{2,макс}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \phi}; \quad I_{\text{раб.ут}} = \frac{P_{1,макс} + P_{2,макс}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \phi}. \quad (2.2)$$

Для РП типа «В»:

$$I_{\text{раб.норм}} = \frac{P_{1,\text{макс}} + P_{2,\text{макс}} + P_{3,\text{макс}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \phi};$$

$$I_{\text{раб.ут}} = \frac{P_{1,\text{макс}} + P_{2,\text{макс}} + P_{3,\text{макс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \phi}. \quad (2.3)$$

Для РП типа «Г»:

$$I_{\text{раб.норм}} = I_{\text{раб.ут}} = \frac{P_{\text{макс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \phi}. \quad (2.4)$$

Выбор сечения по токам длительного режима производится:

1) по экономической плотности тока

$$S_{\text{ЭК}} = I_{\text{раб.норм}} / j_{\text{ЭК}}; \quad (2.5)$$

где $S_{\text{ЭК}}$ – сечение кабеля, мм²; $j_{\text{ЭК}}$ – экономическая плотность тока, определяемая по [1], таблица 10.1 в зависимости от материала жил кабеля и числа часов использования максимума нагрузки $T_{\text{мах}}$, час; $I_{\text{раб.норм}}$ – ток нормального рабочего режима, А.

2) по нагреву током утяжеленного режима:

$$k_N \cdot k_{\text{пер}} \cdot k_g \cdot I_{\text{дл.доп}} \geq I_{\text{раб.ут}}, \quad (2.6)$$

где $I_{\text{дл.доп}}$ – табличное значение длительно допустимого тока, А, определяемого по [1], таблица 7.13. для рассчитанного выше сечения;

$I_{\text{раб.ут}}$ – ток, соответствующий рабочему утяжеленному режиму, принятому за расчетный, А;

k_N – коэффициент, учитывающий число рядом проложенных кабелей в земле, определяемый по [1], таблица 7.17;

$k_{\text{пер}}$ – допустимый коэффициент перегрузки кабеля, определяемый по [1], таблица 1.30 в зависимости от предшествующей нагрузки и времени перегрузки. В таблице задаются коэффициенты при времени перегрузки 1 час, 3 часа, 6 часов. Это значит, что заданный график нагрузки следует перестроить в эквивалентный двухступенчатый так, чтобы продолжительность перегрузки $P_{2,\text{ЭКВ}}$ длилась 1 или 3, или 6 часов, вся остальная нагрузка относится к $P_{\text{0/}}$ – предшествующей нагрузке, по которой определяется коэффициент $k_{\text{0/}} = I_{\text{пред.реж.}} / I_{\text{дл.доп.}} = I_{\text{0/}} / I_{\text{дл.доп.}}$;

k_g – коэффициент, учитывающий отличие реальной температуры окружающей среды (ϑ_0) от номинальной, вычисляемый по формуле:

$$k_g = \sqrt{\frac{\vartheta_{\text{дл.доп}} - \vartheta_0}{\vartheta_{\text{дл.доп}} - \vartheta_{0,\text{ном}}}}. \quad (2.7)$$

Пример выбора сечения кабельной линии к РП типа «А».

Выбираем сечение кабелей, проложенных к РП. РП типа А питается от шин низшего напряжения 6 кВ подстанции и его нагрузка $P_{\max}=2\text{МВт}$, $\cos\varphi=0,8$. График нагрузки РП представлен на рис.2.2.

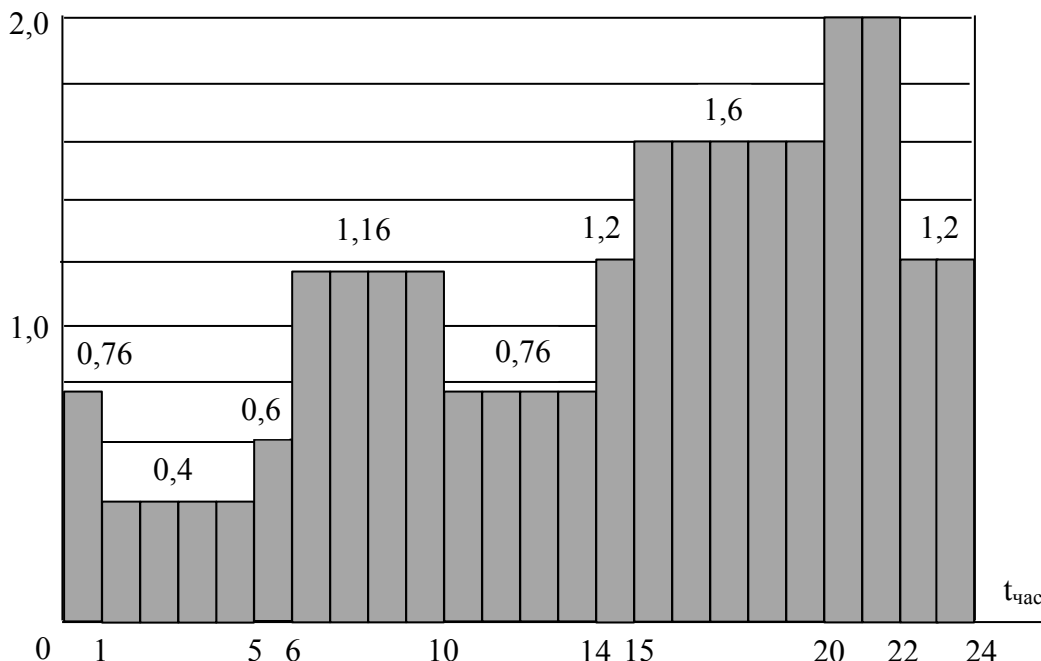


Рис. 2. График нагрузки РП А

РП А питается в нормальном режиме по двум кабелям, поэтому по (2.1) рассчитывается ток

$$I_{\text{раб.норм}} = \frac{2}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,8} = 120,4 \text{ A}.$$

В утяжеленном рабочем режиме, когда один кабель отключен, по оставшемуся в работе кабелю течет ток

$$I_{\text{раб.ут}} = \frac{2}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,8} = 240,8 \text{ A}.$$

Сечение кабеля выбираем по экономической плотности тока (2.5) и проверяем по нагреву в утяжеленном режиме, при этом должно выполняться условие (2.6)

Экономическая плотность тока $j_{\text{эк}}$, как было уже сказано выше, определяется по [1], таблица 10.1 в зависимости от числа часов использования максимальной нагрузки. Следовательно, используя графики нагрузки РП-1 (зимний и летний) определяем T_{\max} . Принимаем, что нагрузка летнего графика составляет 0,8 зимних нагрузок. Число зимних дней – 210, летних – 155 дней.

Тогда

$$T_{\max} = \frac{(0,76 \cdot 1 + 0,4 \cdot 4 + 0,6 \cdot 1 + 1,16 \cdot 4 + 0,76 \cdot 4 + 1,2 \cdot 1 + 1,6 \cdot 5 + 2 \cdot 2 + 1,2 \cdot 2)}{2} \cdot 210 +$$

$$+ \frac{0,8 \cdot (0,76 \cdot 1 + 0,4 \cdot 4 + 0,6 \cdot 1 + 1,16 \cdot 4 + 0,76 \cdot 4 + 1,2 \cdot 1 + 1,6 \cdot 5 + 2 \cdot 2 + 1,2 \cdot 2)}{2} \cdot 155 = 4382 \text{ ч.}$$

По [1], таблица 10.1, определяем экономическую плотность тока для кабелей с бумажной и поливинилхлоридной изоляцией с алюминиевыми жилами при $3000 \text{ ч} < T_{м.а} < 5000 \text{ ч}$ $j_{эк} = 1,4 \text{ А/мм}^2$, тогда $s_{эк} = 120,6 / 1,4 = 86,14 \text{ мм}^2$.

Округляем полученное сечение до ближайших стандартных значений: $(3 \times 70) \text{ мм}^2$ с $I_{дл.доп} = 190 \text{ А}$ и $(3 \times 95) \text{ мм}^2$ с $I_{дл.доп} = 225 \text{ А}$ [1], таблица 7.10.

Определяем коэффициенты:

Предполагаем, что в траншее рядом проложены 6 кабелей при расстоянии в свету 300 мм [1, таблица 7.17], тогда $k_N = 0,85$.

$$\text{Температурный коэффициент } k_g = \sqrt{\frac{65 - (-5)}{65 - 15}} = 1,18,$$

где $\vartheta_0 = -5^\circ \text{С}$ - принятая температура окружающей среды для кабелей, проложенных в траншее на глубине 0,7 м в земле.

Далее определяется коэффициент допустимой перегрузки

Так как в [1], таблице 1.30 задано время перегрузки 1, 3, 6 часов, то можем взять время перегрузки 6 часов, например с 16 до 22 часов, тогда нагрузка предшествующего режима определится за 18 часов:

$$P_{/0/} = \sqrt{\frac{(0,76^2 \cdot 1 + 0,4^2 \cdot 4 + 0,6^2 \cdot 1 + 1,16^2 \cdot 4 + 0,76^2 \cdot 4 + 1,2^2 \cdot 1 + 1,6 \cdot 1 + 1,2^2 \cdot 2)}{18}} = 0,943 \text{ МВт}$$

Ток предшествующего режима и коэффициент загрузки в предшествующем режиме

$$I_{/0/} = \frac{0,943}{\sqrt{3 \cdot 6 \cdot 0,8}} = 113 \text{ А}, \quad k_{/0/} = \frac{113}{190} = 0,59 \approx 0,6 \text{ для } (3 \times 70) \text{ мм}^2$$

$$k_{/0/} = \frac{113}{225} = 0,5 \approx 0,6 \text{ для } (3 \times 95) \text{ мм}^2$$

Из [1, таблица 1.30] определяем $k_{пер} = 1,25$.

Проверяем выполнение условия (2.6): $240,8 < 190 \cdot 1,18 \cdot 0,85 \cdot 1,25 = 238,21 \text{ А}$ – для кабелей сечением $(3 \times 70) \text{ мм}^2$ условие выполняется, т.е. при протекании тока утяжеленного режима кабель нагреется до температуры, не превышающей допустимую.

Окончательно выбираем кабель АСБ $(3 \times 70) \text{ мм}^2$.

Глава 3. Ограничение токов короткого замыкания на подстанции.

На подстанциях токи короткого замыкания (КЗ) ограничивают, прежде всего, отдельной работой трансформаторов и применением трансформаторов с

расщепленной обмоткой низшего напряжения (при $S_{номТ} \geq 25\text{MVA}$). Однако этих мероприятий часто бывает недостаточно для обеспечения термической стойкости кабелей питающей $кб1$ (выбраны в главе 2) и распределительной $кб2$ (даны в задании) сетей (рис.3.1).

Для выяснения вопроса о необходимости дальнейшего ограничения тока КЗ следует рассчитать ток КЗ на шинах низшего напряжения подстанции (точка К1). Анализ уровней этих токов позволяет сделать вывод о необходимости применения реакторов. Если ток к.з. $I_{н.о.К1}$ на шинах низшего напряжения подстанции больше тока термической стойкости кабеля $I_{т.ст.кб1}$ минимального сечения из выбранных ранее, то требуется установка реактора. Далее следует рассчитать ток КЗ на шинах РП (точка К2), питающегося по кабелям с наименьшим сопротивлением (наибольшим сечением), и сравнить его с током термической стойкости заданного кабеля $I_{т.ст.кб2}$.

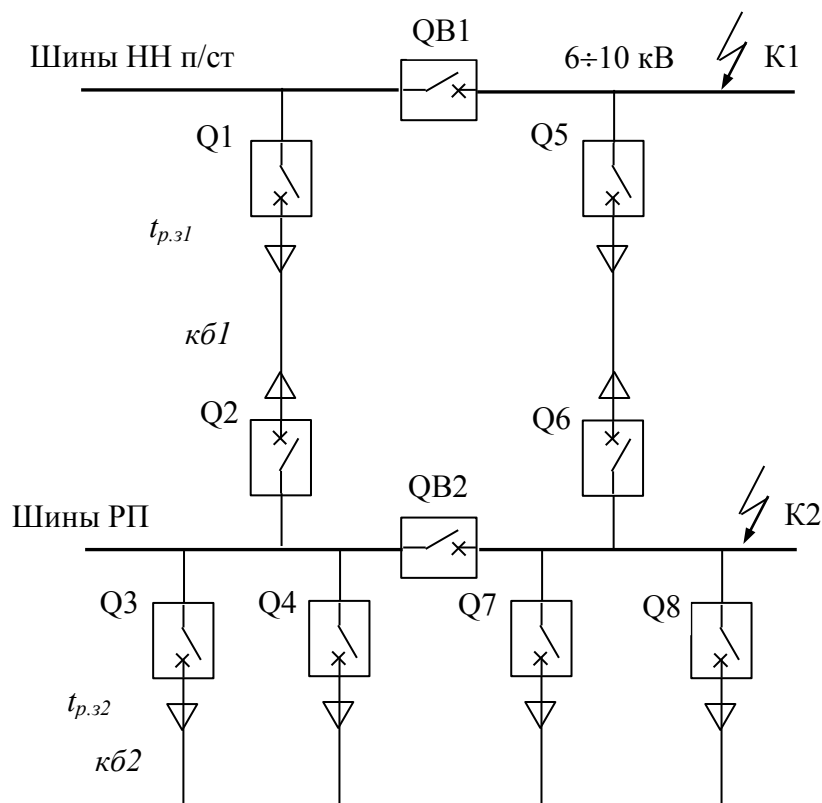


Рис. 3.1 Кабельная линия питающей и распределительной сети

Если $I_{н.о.К2} > I_{т.ст.кб2}$, то установка токоограничивающего реактора необходима.

На подстанции реакторы могут быть установлены в цепи низшего напряжения трансформатора, если рабочий ток утяжеленного режима в этой цепи не превосходит номинальный ток серийно выпускаемых реакторов. В

противном случае рекомендуется устанавливать реакторы в цепях кабельных линий, отходящих от шин 6÷10 кВ подстанции.

Предпочтение отдается сдвоенным реакторам, так как, во-первых, они позволяют объединить большее число линий под один реактор и тем самым снижают капиталовложения в РУ, а, во-вторых, они, работая в режиме сквозного токораспределения, имеют меньшие потери напряжения при равном с простыми реакторами токоограничении. Рекомендуется, чтобы число линий, присоединенных к ветви сдвоенного реактора, не превышало двух-трех.

Оценку необходимости установки токоограничивающих реакторов и их выбор рекомендуется выполнять в следующем порядке:

1) Рассчитывается действующее значение периодической составляющей тока КЗ на шинах низшего напряжения подстанции (точка К1):

$$I_{n.o.K1} = I_{n.o.C} + I_{n.o.CK} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}x_{\Sigma C}} + \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}x_{CK}}, \quad (3.1)$$

где $I_{n.o.C} = I_{n.t.C} = I_{n.C}$ – действующее значение периодического тока от системы, принимаемое не изменяющимся во времени, кА;

$I_{n.o.CK}$ – действующее значение начального периодического тока от синхронного компенсатора, кА;

$x_{\Sigma C}$ – суммарное сопротивление схемы замещения от системы до точки К1, Ом;

x_{CK} – сопротивление синхронного компенсатора, Ом.

2) Рассчитывается ток термической стойкости кабеля наименьшего сечения из выбранных ранее кабелей, питающих РП (КБ1)

$$I_{т.ст.кб1} = \frac{s C}{\sqrt{t_{откл} + T_a}}, \quad (3.2)$$

где s – минимальное сечение кабеля из выбранных ранее (гл.2);

C – термический коэффициент, равный $97 \text{ кА}^2\text{с}/\text{мм}^4$ для кабелей напряжением 6 кВ, и $100 \text{ кА}^2\text{с}/\text{мм}^4$ для $U_{ном}=10\text{кВ}$;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ (среднее значение для точки К1 принимается 0,1с [5, таблица 5.1]);

$t_{откл}$ – полное время протекания тока КЗ, определяемое:

$$t_{откл} = t_{осн.р.з.} + t_{полн.выкл.},$$

где $t_{осн.р.з.}$ – заданное время действия основной релейной защиты линии, с;

$t_{полн.выкл}$ – полное время отключения выключателя $Q1$ питающего кабеля $кб1$, с [1, таблица 5.1].

3) Рассчитанный ток КЗ $I_{n.o.K1}$ сравнивается с током термической стойкости кабеля.

Если $I_{н.о.К1} < I_{т.ст.кб1}$, то реактор не нужен.

Если $I_{н.о.К1} > I_{т.ст.кб1}$, то реактор нужен.

Далее определяется сопротивление реактора, необходимое для уменьшения тока КЗ до величины $I_{т.ст.кб1}$:

$$x_{p1} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}I_{т.ст.кб1}} - x_{\Sigma K1}, \quad (3.3)$$

где $x_{\Sigma K1}$ – суммарное сопротивление относительно т. К1, равно $x_{\Sigma C} \parallel x_{СК}$.

4) Рассчитывается ток КЗ на шинах РП (точка К2), питающегося по кабелям наибольшего из выбранных сечений (этот кабель имеет наименьшее сопротивление и, следовательно, на нем наибольший ток КЗ)

$$I_{н.о.К2} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{кб1}^2 + (x_{\Sigma K1} + x_{кб1})^2}}.$$

5) Определяется ток термической стойкости заданного кабеля по ранее приведенной формуле (3.2), где T_a принимается 0,01с [5, таблица 5.1], а $t_{осн.р.з.}$ – заданное меньшее значение времени действия релейной защиты, $t_{полн.выкл.}$ – для Q2 [1, таблица 5.3].

6) Рассчитанный ток КЗ $I_{н.о.К2}$ сравнивается с $I_{т.ст.кб2}$.

Если $I_{н.о.К2} < I_{т.ст.кб2}$, то реактор не нужен.

Если $I_{н.о.К2} > I_{т.ст.кб2}$, то реактор нужен и далее определяется его сопротивление:

$$x_{p2} = \sqrt{\left(\frac{U_{ном}}{\sqrt{3}I_{т.ст.кб2}}\right)^2 - r_{кб1}^2 - x_{\Sigma K1} - x_{кб1}}, \quad (3.4)$$

где $r_{кб1}$ и $x_{кб1}$ – активное и индуктивное сопротивления кабеля, за которым рассчитывался ток КЗ (кабель наибольшего из выбранных сечений).

7) Из двух полученных сопротивлений реактора выбирается большее и округляется до ближайшего большего стандартного [1, таблицы 5.14, 5.15].

8) Реактор выбирается не только по сопротивлению, но и по номинальному току:

$$I_{ном.р} \geq I_{раб.ут}.$$

Если реактор устанавливается в цепи трансформатора, то

$$I_{раб.ут} = \frac{\kappa_{пер} S_{ном.Т}}{\sqrt{3}U_{ном}}, \quad (3.5)$$

где $\kappa_{пер}$ – коэффициент перегрузки трансформатора, определенный в главе 1.

При большой мощности трансформатора может оказаться, что нет реакторов на такие большие токи, тогда устанавливаются линейные сдвоенные или одинарные реакторы, ток утяжеленного режима которых определяется числом и током присоединенных к нему линий.

9) Рассчитывается ток КЗ за реактором с учетом его сопротивления

$$I_{н.о.К1} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}(x_{\Sigma K1} + x_{р.ном})},$$

$$I_{н.о.К2} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{кб1}^2 + (x_{\Sigma K1} + x_{кб1} + x_{р.ном})^2}}.$$
(3.6)

Это необходимо, чтобы убедиться, что выбранный реактор ограничил ток КЗ до необходимой величины, т.е. $I_{н.о.} < I_{м.ст.кб}$.

10) Рассчитываются потери напряжения в выбранных реакторах в нормальном и утяжеленном рабочих режимах

В одинарных: $\Delta U = \frac{\sqrt{3}I_{раб}x_{р.ном} \sin \phi}{U_{ном}} 100\%$,

(3.7)

В сдвоенных: $\Delta U = \frac{\sqrt{3}I_{раб}(1 - \kappa_{св})x_{р.ном} \sin \phi}{U_{ном}} 100\%$.

Потери напряжения не должны превышать (2÷2,5)% в нормальном рабочем режиме и (4÷5)% в утяжеленном режиме.

11) Выбранный реактор проверяется по электродинамической стойкости:

$$i_{уд} = \sqrt{2}\kappa_{уд}I_{н.о} \leq i_{ном.дин.ст.},$$
(3.8)

и электротермической стойкости:

$$B = I_{н.о}^2 (t_{откл} + T_a) \leq I_{м.ст.}^2 t_{м.ст.},$$
(3.9)

где $\kappa_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \approx 1,9$ – ударный коэффициент;

B – интеграл Джоуля для расчетной схемы типа «система»;

$I_{н.о}$ – действующее значение периодического тока КЗ за реактором;

$i_{ном.дин.ст.}$ – номинальный ток динамической стойкости (амплитудное значение) выбранного реактора [1, таблицы 5.14, 5.15];

$I_{м.ст.}, t_{м.ст.}$ – номинальный ток электротермической стойкости, отнесенный к номинальному времени [1, таблицы 5.14, 5.15].

3.1 Пример выбора средств ограничения токов короткого замыкания на подстанции.

1) В соответствии с заданным положением подстанции в энергосистеме и выбранными в главе 1 автотрансформаторами АДЦТН-100000 с $U_{BH} = 230\text{кВ}$, $U_{CH} = 121\text{кВ}$, $U_{HH} = 6,6\text{кВ}$, приводится расчетная схема для определения тока КЗ на шинах 6 кВ (рис. 3.2).

На низшем напряжении подстанции используется раздельная работа трансформаторов, что снижает ток короткого замыкания в т. К1.

2) На основании расчетной схемы составляется схема замещения (рис. 3.3) и рассчитываются ее параметры, приведенные к низшему напряжению выбранного автотрансформатора равного 6,6 кВ.

$$x_1 = x_{C1} = x_{C1}^* \frac{U_{HH}^2}{S_{НОМ C1}} = 0,8 \frac{6,6^2}{1000} = 0,035 \text{ Ом},$$

$$x_2 = x_{Л1} = x_{y\partial} \cdot l_1 \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right)^2 = 0,4 \cdot 60 \left(\frac{6,6}{230} \right)^2 = 0,02 \text{ Ом},$$

$$x_3 = x_{C2} = x_{C2}^* \frac{U_{HH}^2}{S_{НОМ C1}} = 0,7 \frac{6,6^2}{900} = 0,034 \text{ Ом},$$

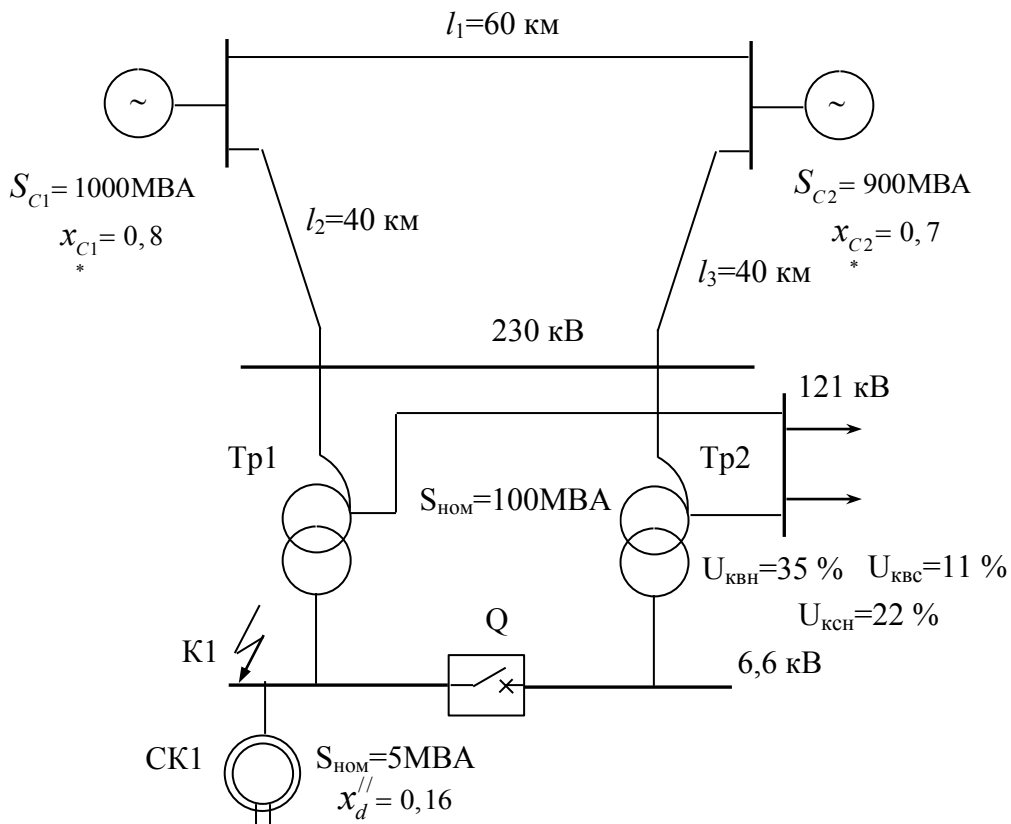


Рис. 3.2 Расчетная схема подстанции

$$x_4 = x_{J2} = x_{y0} \cdot l_2 \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right)^2 = 0,4 \cdot 40 \left(\frac{6,6}{230} \right)^2 = 0,013 \text{ Ом},$$

$$x_5 = x_{J3} = x_4 = 0,013 \text{ Ом},$$

$$x_6 = x_7 = x_{TB} = \frac{u_{KB}}{100} \cdot \frac{U_{HH}^2}{S_{HOMT}} = \frac{12}{100} \cdot \frac{6,6^2}{100} = 0,052 \text{ Ом},$$

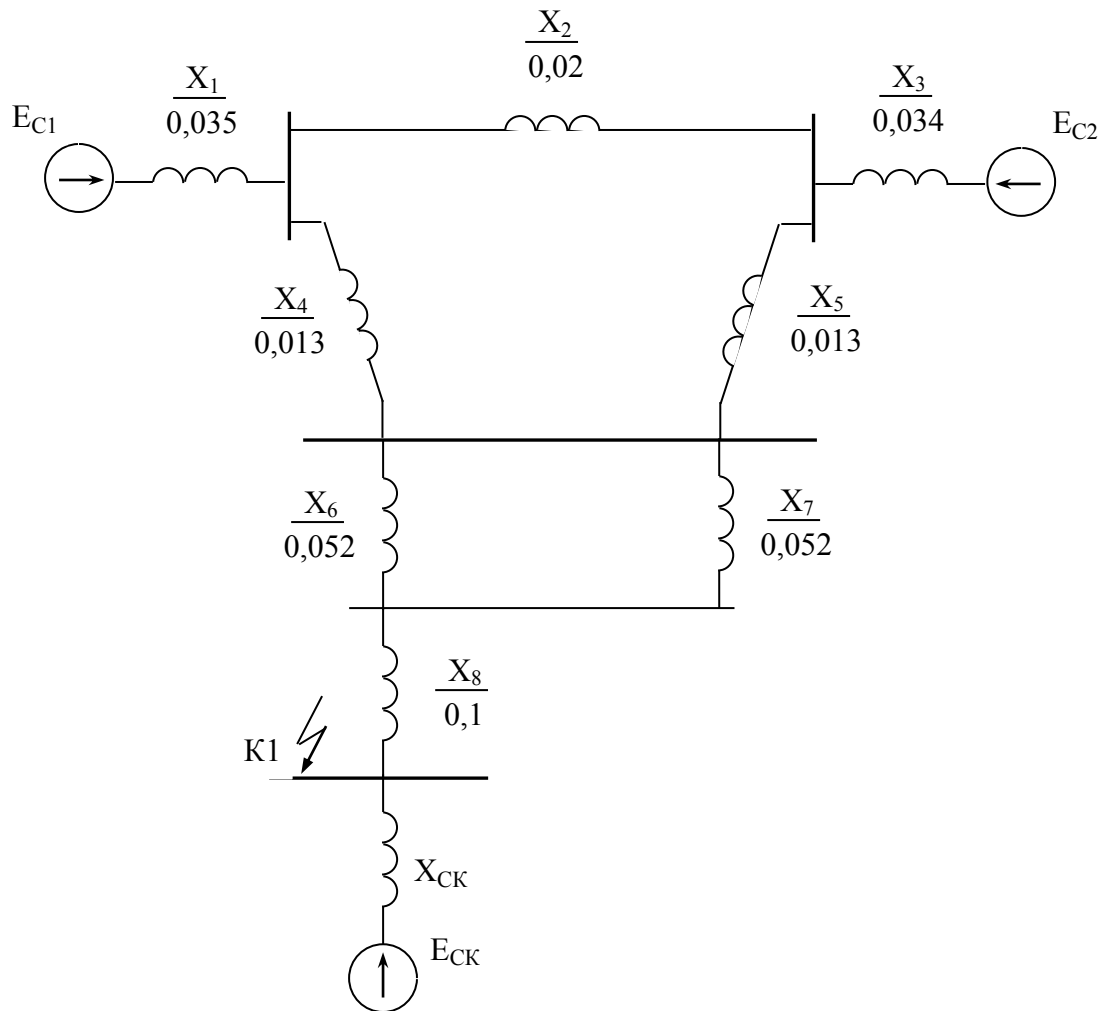


Рис. 3.3 Схема замещения подстанции

$$x_8 = x_{TH} = \frac{u_{KH}}{100} \cdot \frac{U_{HH}^2}{S_{HOMT}^2} = \frac{23}{100} \cdot \frac{6,6^2}{100} = 0,1 \text{ Ом},$$

$$\text{где } u_{KB} = 0,5(u_{KBH} + u_{KBC} - u_{KCH}) = 0,5(35 + 11 - 22) = 12\%,$$

$$u_{KC} = 0,5(u_{KBC} + u_{KBH} - u_{KBH}) = 0,5(22 + 11 - 35) = -1,5\% \approx 0$$

$$u_{KH} = 0,5(u_{KBH} + u_{KCH} - u_{KBC}) = 0,5(35 + 22 - 11) = 23\%,$$

$$x_9 = x_{CK} = x_d'' \frac{U_{HH}^2}{S_{НОМСК}} = 0,16 \frac{6,6^2}{5} = 1,39 \text{ Ом}$$

Для определения результирующего сопротивления относительно точки короткого замыкания необходимо преобразовать треугольник сопротивлений x_2, x_4, x_5 в эквивалентную звезду.

$$x'_2 = \frac{x_2 \cdot x_4}{x_2 + x_4 + x_5} = \frac{0,02 \cdot 0,013}{0,02 + 0,013 + 0,013} = 0,0056 \text{ Ом}$$

$$x'_4 = \frac{x_4 \cdot x_5}{x_2 + x_4 + x_5} = \frac{0,013 \cdot 0,013}{0,046} = 0,0036 \text{ Ом}$$

$$x'_5 = x'_2 = 0,0056 \text{ Ом}$$

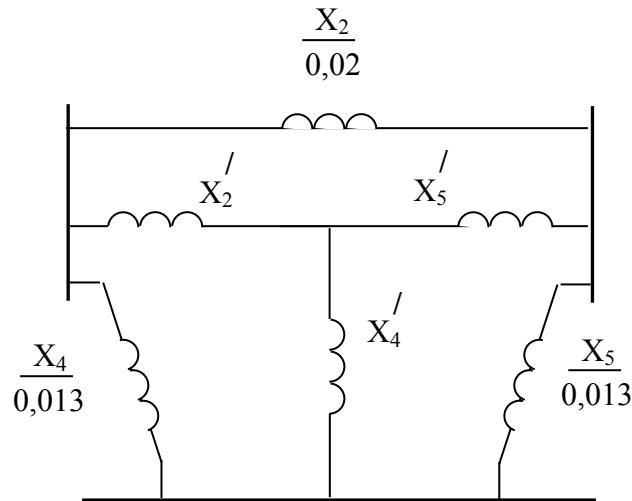


Рис. 3.4 Преобразование схемы из треугольника в звезду

$$\begin{aligned} x_{\Sigma C} &= (x_1 + x'_2) \parallel (x_3 + x'_5) + x'_4 + \frac{x_6}{2} + x_8 = \\ &= (0,035 + 0,0056) \parallel (0,034 + 0,0056) + 0,0036 + \frac{0,052}{2} + 0,1 = \\ &= \frac{0,0406 \cdot 0,0396}{0,0406 + 0,0396} + 0,0036 + 0,026 + 0,1 = 0,02 + 0,0036 + 0,026 + 0,1 = \\ &= 0,1496 \text{ Ом} \approx 0,15 \text{ Ом} \end{aligned}$$

$$x_{CK} = x_d'' \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0,16 \frac{6,6^2}{5} = 1,39 \text{ Ом.}$$

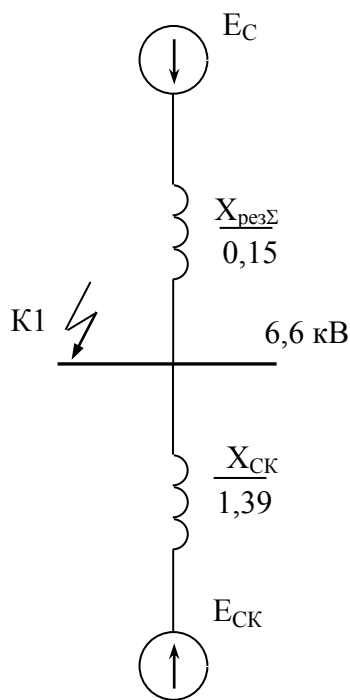


Рис. 3.5

Далее, считая периодический ток КЗ от системы незатухающим во времени, определяется его действующее значение в точке К1:

$$I_{n.o.C} = I_{n.C} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma C}} = \frac{6,6}{\sqrt{3} \cdot 0,15} = 25,43 \text{ кА}$$

и начальный периодический ток от СК

$$I_{n.o.СК} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot x_{СК}} = \frac{6,6}{\sqrt{3} \cdot 1,39} = 2,74 \text{ кА}.$$

Полный ток в точке К1 равен:

$$I_{n.o.K1} = I_{n.o.C} + I_{n.o.СК} = 25,43 + 2,74 = 28,17 \text{ кА}$$

2) Рассчитывается по (3.2) ток термической стойкости кабеля наименьшего сечения (рис. 3.6). В нашем случае – это сечение $(3 \times 70) \text{ мм}^2$ (см. главу 2):

$$I_{m.ст.70} = \frac{C \cdot s}{\sqrt{t_{откл} + T_a}} = \frac{97 \cdot 70}{\sqrt{1,0 + 0,12 + 0,1}} = 6,15 \text{ кА}$$

где $t_{осн.p.з}$ и тип выключателя, для которого по [1, таблица 5.1] определяется

$$t_{полн.выкл.} = 0,12 \text{ с}.$$

$$T_a = 0,1 \text{ с по [5, таблица 5.1].}$$

3) Сравнивается ток $I_{n.o.K1}$ с током термической стойкости кабеля (3×70) :

$I_{n.o.K1} = 28,17 \text{ кА} > I_{m.ст.кб1} = 6,15 \text{ кА}$, т.е для ограничения тока КЗ до величины 6,15кА нужен токоограничивающий реактор, сопротивление которого (x_{p1})

равно:

$$x_{p1} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{m.cm.kб1}} - x_{\Sigma K1} = \frac{6,6}{\sqrt{3} \cdot 6,15} - 0,135 = 0,47 \text{ Ом},$$

где $x_{\Sigma K1} = x_{\Sigma C} \parallel x_{ck} = \frac{0,15 \cdot 1,39}{0,15 + 1,39} = 0,135 \text{ Ом}$ – суммарное сопротивление относительно точки К1.

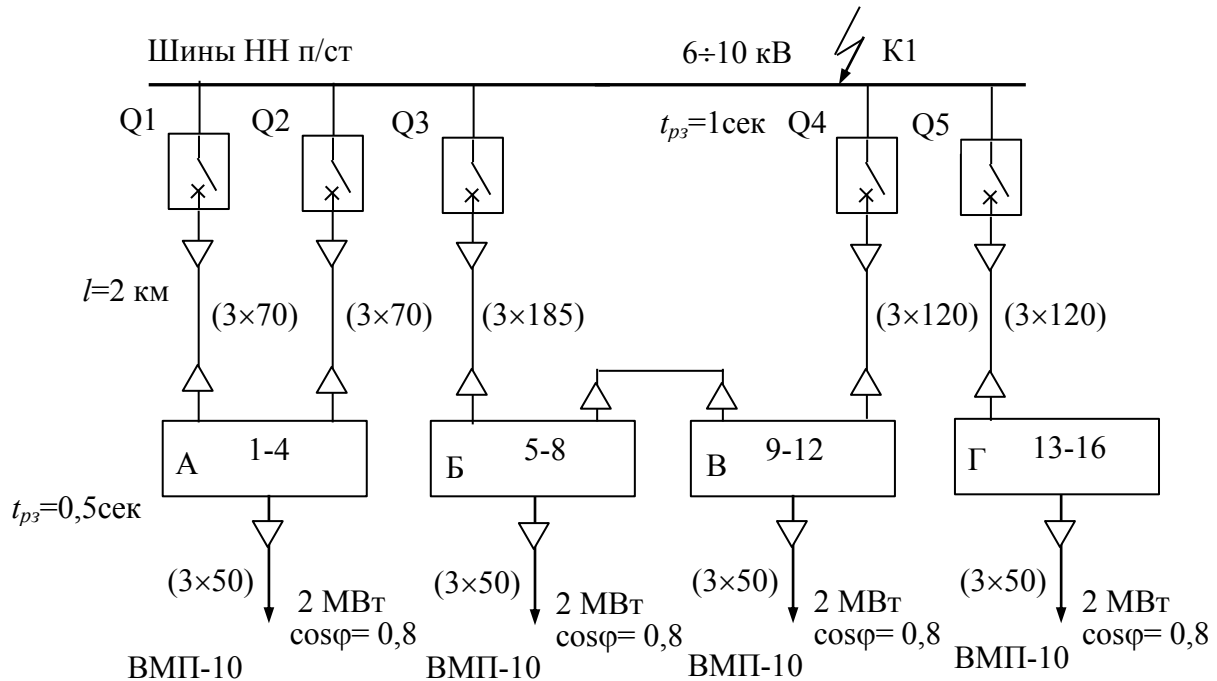


Рис. 3.6

4) Рассчитывается ток КЗ на шинах РП, питающихся по кабелю с наибольшим сечением (наименьшим сопротивлением). В нашем случае это кабель (3×185) мм² (рис. 3.6), для которого $r_{yд} = 0,167 \text{ Ом/км}$ $x_{yд} = 0,073 \text{ Ом/км}$ ([1], таблица 7.28).

$$\text{Тогда, } r_{каб} = r_{yд} \cdot l = 0,167 \cdot 2 = 0,334 \text{ Ом/км}$$

$$x_{кб} = x_{yд} \cdot l = 0,073 \cdot 2 = 0,146 \text{ Ом/км}$$

$$I_{n.o.K2} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{кб.185}^2 + (x_{\Sigma K1} + x_{кб.185})^2}} = \frac{6,6}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,334^2 + (0,135 + 0,146)^2}} =$$

$$= \frac{6,6}{\sqrt{3} \cdot 0,436} = 8,75 \text{ кА}$$

5) Рассчитывается ток термической стойкости заданного кабеля сечением (3×50) мм² (рис. 3.6):

$$I_{m.cm.50} = \frac{97 \cdot 50}{\sqrt{0,5 + 0,12 + 0,01}} = 7,31 \text{ кА},$$

где $t_{осн.p.з.И} = 0,5 \text{ с}$ – время действия основной релейной защиты второй ступени.

$t_{полн.выкл.} = 0,12c$ – полное время отключения заданного выключателя [1, таблица 5.1].

$T_a = 0,01c$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ [5, таблица 5.1].

б) Сравнивается ток термической стойкости $I_{m.cm.50}$ с током КЗ в точке К2 $I_{m.cm.50} = 7,31kA < I_{н.о.К2} = 8,75kA$, что подтверждает необходимость установки линейного реактора, сопротивление которого равно:

$$x_{p2} = \sqrt{\left(\frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{m.cm.50}}\right)^2 - r_{кб185}^2 - x_{\Sigma K1} - x_{кб185}} =$$

$$= \sqrt{\left(\frac{6,6}{\sqrt{3} \cdot 7,31}\right)^2 - 0,334^2 - 0,135 - 0,146} = 0,118 \text{ Ом}.$$

Из двух полученных сопротивлений обоим условиям токоограничения отвечает реактор с большим сопротивлением 0,485Ом, выбранным исходя из термической стойкости кабеля питающей сети (3×70) мм², которое округляется до ближайшего большего стандартного $x_{pном} = 0,56 \text{ Ом}$ [1], таблица 5.14, 5.15.

7) Далее следует выбрать номинальный ток реактора.

Первоначально предполагается установить реактор в цепи НН автотрансформатора. Тогда

$$I_{раб.ум} = \frac{k_{пер} \cdot S_{мин}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.н}} = \frac{1,4 \cdot 47,4}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 5,8118 \text{ кА} = 5811,8 \text{ А}$$

где $k_{пер} = 1,4$ и $S_{мин} = 47,4 \text{ МВА}$; $U_{н.н.} = 6,6 \text{ кВ}$ взяты из главы 1.

Из [1, таблица 5.14, 5.15] видно, что реакторов на такие большие токи нет, из чего следует, что необходимо устанавливать линейные реакторы. Для этого необходимо распределить все линии, питающие РП (рис. 3.6) по секциям и по реакторам.

К двум секциям РУ 6 кВ присоединено 8 линий к РП типа А, 8 линий к РП типа Б и 4 линии к РП типа Г. При равномерном распределении линий по секциям к каждой секции присоединяется по 4 линии к РП типа А, по 4 линии к РП типа Б и по 2 линии к РП типа Г (рис 3.7).

Все эти линии должны быть присоединены к реакторам (рис. 3.8). Выбираем сдвоенные реакторы, работающие в сквозном режиме.

Тогда

$$I_{раб.умP1} = \frac{2+2+2}{\sqrt{3} \cdot 6,0 \cdot 0,8} = 722 \text{ А}, \quad I_{раб.умP2} = \frac{4+4}{\sqrt{3} \cdot 6,0 \cdot 0,8} = 963 \text{ А}$$

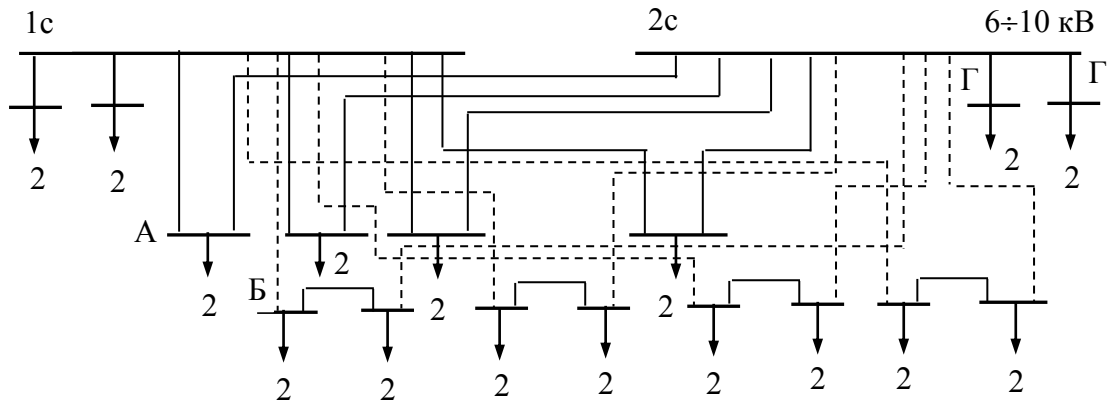


Рис. 3.7 Схема присоединения РП к секциям сборных шин

8) Выбираем реакторы ([1], таблица 5.15) типа

РБСД-10-2×1000-0,56У3 $k_{св} = 0,5$; $i_{ном\ дин.ст} = 24$ кА; $I_{ном.т.ст.} = 9,45$ кА;
 $t_{ном.т.ст.} = 8$ сек.

Далее рассчитывается ток КЗ за реактором с учетом его сопротивления:

$$I_{н.о.К1} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (x_{\Sigma К1} + x_{р.ном})} = \frac{6,6}{\sqrt{3} \cdot (0,135 + 0,56)} = 5,48 \text{ кА} < I_{т.ст.70} = 6,15 \text{ кА}$$

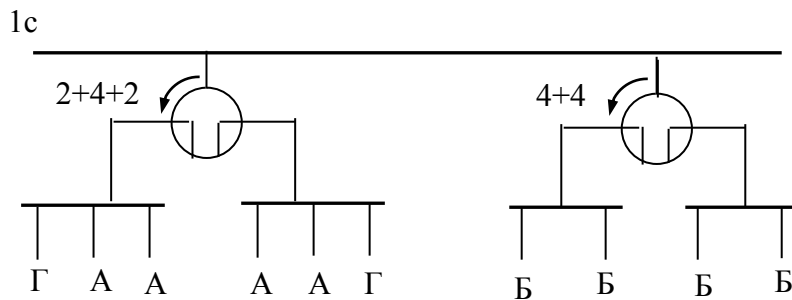


Рис. 3.8 Схема присоединения линий распределительной сети к реакторам (для одной секции)

9) Потери напряжения в реакторах:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 963 \cdot 0,56 (1 - 0,5) 0,6}{6,6} \cdot 100 = 4,4\% < \Delta U_{дон} = 5\%$$

10) Выбранные реакторы проверяются по термической и динамической стойкости:

$$B = 5,37^2 (1 + 0,12 + 0,1) = 35,18 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 9,45^2 \cdot 8 = 714,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$i_{уд} = 1,9\sqrt{2} \cdot 5,37 = 14,38 \text{ кА} < i_{ном\ дин.ст} = 24 \text{ кА}$$

Реактор отвечает требованиям термической и динамической стойкости к токам короткого замыкания.

Глава 4. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

4.1. Требования к схемам распределительных устройств (РУ) и общие положения по выбору электрических схем РУ

Как схемы, так и сами распределительные устройства должны удовлетворять ряду требований, зафиксированных в ПУЭ. Основные из них – надежность, экономичность, удобство и безопасность обслуживания, пожаробезопасность, возможность расширения.

Надежность означает малую вероятность возникновения повреждения оборудования и КЗ в РУ.

Экономичность предполагает возможно меньшие размеры РУ (площадь территории ОРУ, меньший объем здания ЗРУ), капитальные затраты и сроки сооружения.

Удобство и безопасность обслуживания необходимо обеспечить для дежурного персонала, который производит осмотр оборудования, переключения, устранение мелких неполадок.

Пожаробезопасность выражается в малой вероятности возникновения пожара в РУ и предотвращении его распространения.

Возможность расширения означает, что к РУ можно подключить новые присоединения.

Схемы электрических соединений РУ можно объединить в три группы: а) с коммутацией присоединений через один выключатель (схемы с одной или двумя системами сборных шин с одним выключателем на присоединение), при необходимости они могут быть дополнены обходной системой шин; б) с коммутацией присоединений через два выключателя (схемы с двумя системами сборных шин с 2, 3/2, 4/3 выключателями на каждое присоединение, многоугольники и т.д.); в) упрощенные с уменьшенным числом выключателей (схемы мостиков) или совсем без них (схемы с короткозамкателями и отделителями, схемы с разъединителями и предохранителями).

На выбор электрической схемы РУ влияние оказывает множество факторов: номинальное напряжение, назначение РУ, число присоединений, их мощность, ответственность, режим работы, схема сети, к которой присоединяется данное РУ, перспектива дальнейшего расширения и т.д.

В нормах технологического проектирования (НТП) даются рекомендации, которые позволяют составить несколько конкурентоспособных вариантов схем РУ для каждого напряжения. Окончательный выбор схемы производят на основании технико-экономического сопоставления намеченных

вариантов. Общие рекомендации по выбору схем РУ представлены в [1, таблица 4.1].

Таблица 4.1.

Области применения различных схем и конструкций РУ

$U_{\text{ном}}$, кВ	Внешние условия	Электрическая схема	Тип конструкции
6÷10÷35	любые	одна или две системы сборных шин без реакторов	КРУ, КРУН, СБРУ или ЗРУ
6÷10	любые	одна или две системы сборных шин с реакторами	ЗРУ, КРУ, СБРУ
110÷330	нормальные	мостик, многоугольник, одна или две системы сборных шин с обходной, шины – присоединение	ОРУ, КРУЭ

При выборе схем РУ рекомендуется придерживаться следующего порядка:

- 1) Намечают два или три варианта электрических схем РУ, отвечающих общим и специфичным требованиям НТП соответствующих электроустановок.
- 2) Рассчитываются капиталовложения на РУ каждого варианта ($K_{\text{ру}}$) по стоимости одной ячейки и их числу n , а также эксплуатационные расходы.
- 3) Для каждого варианта находят приведенные затраты.
- 4) Сопоставляют варианты по среднему числу операций коммутационными аппаратами в год, по удобству и безопасности обслуживания, по площади компоновки, возможности расширения.
- 5) Представляют лучший по техническим и экономическим показателям вариант.

4.2. Выбор схемы РУ напряжением 6÷10 кВ

К РУ 6-10 кВ подстанций присоединяют цепи источников (понижающие трансформаторы и синхронные компенсаторы) и большое число линий, по которым питаются потребители. При выборе схем РУ данных электроустановок необходимо учитывать следующие требования: а) повреждения сборных шин, выключателей или отказ в действии последних на любом присоединении не должен приводить к перерыву электроснабжения ответственных потребителей и к нарушению баланса мощности; б) должна быть обеспечена возможность дальнейшего расширения РУ, обусловленного ростом местных нагрузок 6-10 кВ; в) схемы РУ должны быть достаточно просты, удобны в эксплуатации, безопасны в обслуживании,

В качестве схемы РУ 6-10 кВ подстанций применяют схему с одной секционированной системой сборных шин. Число секций определяется числом силовых трансформаторов и способом ограничения тока КЗ.

4.3. Выбор схем РУ повышенных напряжений 35÷330 кВ

Электрические схемы РУ повышенных напряжений подстанций весьма разнообразны. Здесь могут найти применение электрические схемы трех типов. Выбор наилучшего варианта возможен только на основе технико-экономических вариантных расчетов.

Выбор конкурентоспособных вариантов следует производить на основании исходных условий: числа источников питания, напряжения, категоричности потребителей, схемы внешней сети, к которой присоединяется данное РУ и т.д.

Рекомендации. Если число присоединений не более шести и не ожидается расширение РУ, то в первую очередь следует рассмотреть упрощенные электрические схемы и схемы многоугольников. Схемы многоугольников рекомендуются для РУ 110 кВ и выше. При числе присоединений более шести и номинальном напряжении РУ 35÷220 кВ рассматривают электрические схемы с одним выключателем на цепь с одной или двумя системами сборных шин. Если $U_n = 35$ кВ, то обходную систему можно не предусматривать. При $U_n = 110÷220$ кВ обходная система необходима, чтобы выполнить требование ремонта выключателей без отключения присоединений для электроснабжения потребителей I, II категорий и при тяжелых условиях окружающей среды. НТП рекомендуют в схеме с двумя системами сборных шин обе системы оставлять в работе при фиксированном присоединении ВЛ и трансформаторов. Если число присоединений превышает 12 (но не более 16), то НТП рекомендуют секционировать одну систему, а если число присоединений свыше 16, то рекомендуется секционировать обе системы шин. Для РУ с большим числом присоединений и напряжением 330 кВ и выше НТП рекомендуют к рассмотрению схемы РУ с двумя системами сборных шин с 3/2, 4/3 числом выключателей на цепь. При этом каждая цепочка должна быть составлена таким образом, чтобы она могла сохранять работоспособность при отключении ее от обеих систем шин.

4.4. Выбор схем собственных нужд подстанций

Для электроснабжения системы СН подстанций предусматривают понижающие трансформаторы с вторичным напряжением 380/220 В. На двухтрансформаторных подстанциях устанавливаются два трансформатора собственных нужд (ТСН) со скрытым резервом, т.е. номинальная мощность каждого на этих трансформаторов рассчитана на всю нагрузку СН подстанции.

ТСН на подстанциях с постоянным оперативным током подключаются к шинам РУ 6÷10 кВ, а на подстанциях с переменным и выпрямленным

оперативным током – на ответвлении между выводами низшего напряжения трансформатора и выключателем. Переменный оперативный ток на подстанциях 35÷220 кВ применяется везде, где это возможно по условиям работы привода выключателей. Например, если на высших напряжениях приняты упрощенные схемы без выключателей, мостики с малообъемными масляными выключателями (кроме ВМК-110) и на напряжении 6÷10 кВ приняты к установке масляные выключатели с пружинным или электромагнитным приводами, которые питаются от сети выпрямленного тока.

Постоянный оперативный ток применяется на подстанциях 110÷220 кВ, где этого требуют приводы выключателей, на подстанциях 330÷750 и 35÷220 кВ, где аккумуляторная батарея необходима для прочих целей (связь, телемеханика и пр.) [2].

В качестве схемы РУ собственных нужд (СН) напряжением 0,4 кВ применяется схема с одной секционированной системой сборных шин.

Пример. Для проектируемой подстанции выбрать схемы распределительных устройств всех напряжений и схему электроснабжения СН.

Решение.

1. Выбор схемы РУ высшего напряжения 220 кВ.

Как уже было указано выше, схема РУ должна удовлетворять ряду требований. Проектными организациями разработано несколько типовых схем для разных уровней напряжения. Все они удовлетворяют этим требованиям в определенной мере. НТП рекомендуют выбор схем РУ в зависимости от типа электроустановки, номинального напряжения, количества присоединений. Особенно важно учитывать положение электроустановки в системе и схему сети, к которой присоединено РУ.

Рассматриваемая п/ст связана с энергосистемой на напряжении 220 кВ двумя воздушными линиями электропередач (ВЛЭП). Кроме того, к РУ 220 кВ присоединено 2 трансформатора связи с системой. Учитывая число присоединений (четыре) в РУ 220 кВ, можно предложить два варианта схем РУ (рис. 4.1): 1) многоугольника (четырехугольника) (рис. 4.1, а); 2) моста (рис. 4.1, б). Названные варианты схем РУ 220 кВ не противоречат рекомендациям табл. 4.1. Применять в данном случае РУ с одной или двумя системами сборных шин нецелесообразно, так как число присоединений невелико. Сравним предложенные схемы по условиям, приведенным в разделе 4.1. Результаты сравнения сведены в табл. 4.2. Анализ табл. 4.2 показывает, что, в первом варианте схем каждое присоединение коммутируется двумя выключателями. Исключение составляет ВЛЭП в схеме моста, которая коммутируется только одним выключателем. Это целесообразно, так как ВЛЭП

повреждается гораздо чаще, чем трансформатор, т.е. ее отключение одним выключателем не приводит к отключению других элементов схемы.

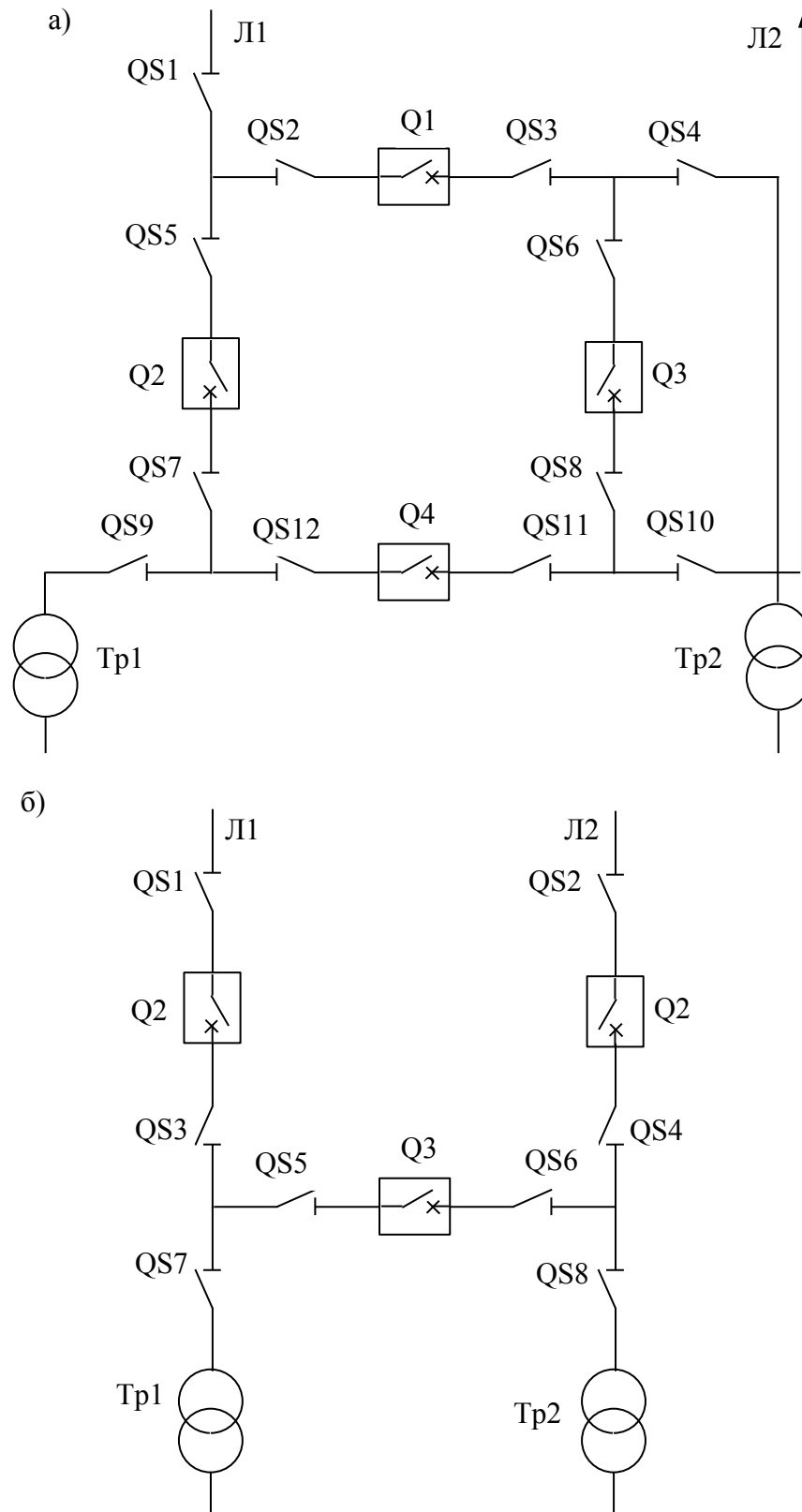


Рис. 4.1

Таблица 4.2

Схема	Число		Операции по отключению при КЗ		Возможность расширения
	выключателей	разъединителей	в трансформаторе Т1	в ВЛЭП (Л1)	
четырёхугольник	4	12	1) откл. Q2 и Q4 2) откл. QS9 3) вкл. Q2 и Q4 откл. Т2 аналогично	1) откл. Q1 и Q2 2) откл. QS1 3) вкл. Q1 и Q2 откл. Л2 аналогично	Затруднена
мост	3	8	1) откл. Q1 и Q3 2) откл. QS7 3) вкл. Q1 и Q3 откл. Т2 аналогично	1) откл. Q1 откл. Л2 аналогично	Затруднена

При сравнении четырехугольника и моста следует, что последний при равной надежности имеет меньшую стоимость, меньше число операций при отключении линии.

2. Выбор схемы РУ 6 кВ.

Для подстанций это одна секционированная система шин.

Число секций равно числу источников питания (автотрансформаторов), в данном случае двум. Секционный выключатель нормально отключен для ограничения токов короткого замыкания.

3. Выбор трансформаторов с.н. подстанции.

На собственные нужды подстанции в среднем расходуется до 200 кВт на районных п/ст и до 500 кВт на узловых. Поэтому, по числу силовых трансформаторов, выбираем два трансформатора по 250 кВА каждый. Трансформаторы СН присоединяются между выключателем и автотрансформатором.

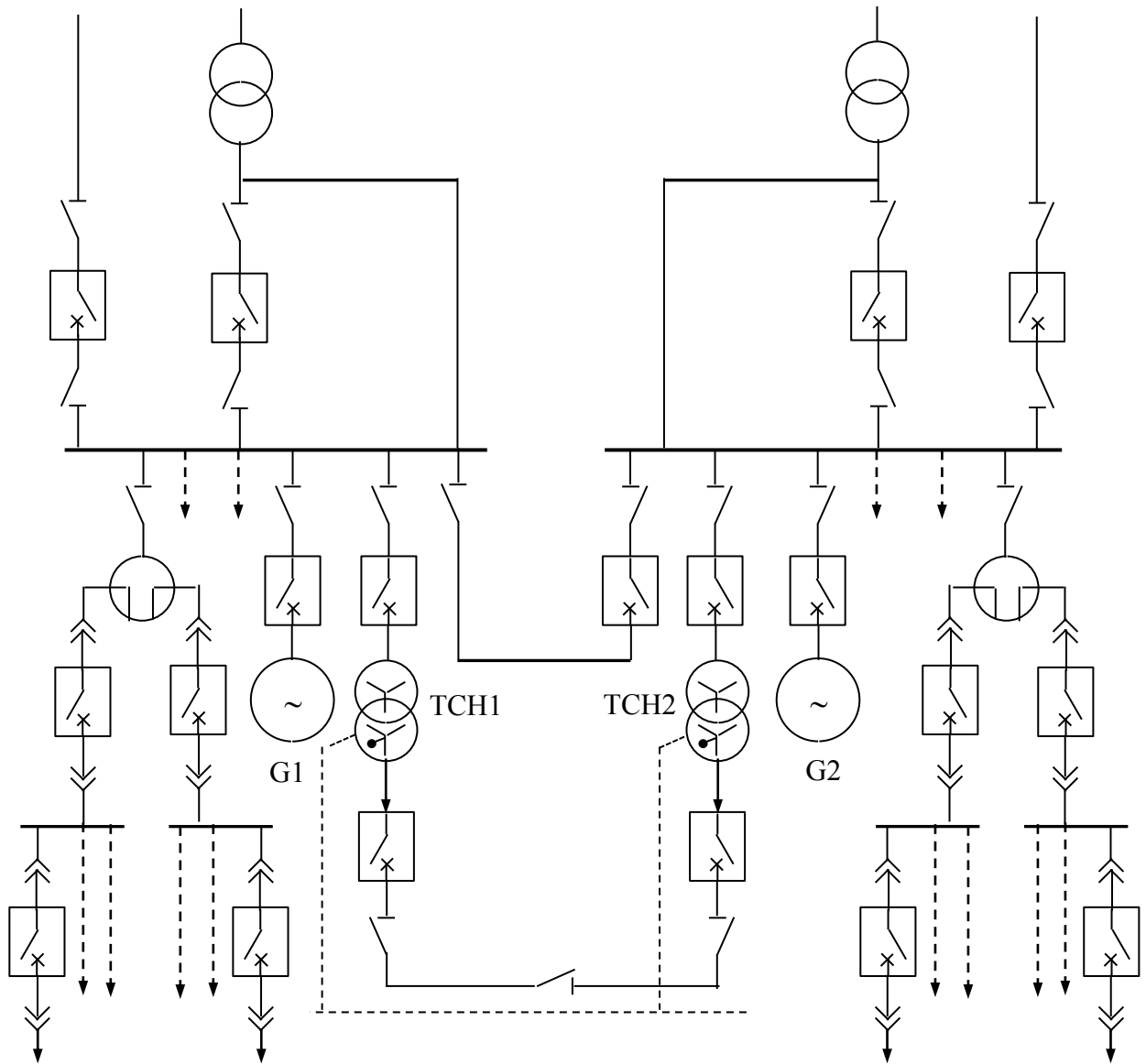


Рис. 4.2

Глава 5. Выбор и проверка электрических аппаратов и токоведущих частей.

5.1. Расчетные условия для выбора аппаратов и проводников.

5.1.1. Расчетные рабочие токи.

Для выбора номинальных токов аппаратов, сечений шин и кабелей проектируемого РУ и распределительной сети необходимо определить рабочие токи нормального и утяжеленного режимов. Как уже было сказано в главе 2, под нормальным режимом понимают режим работы электроустановки, предусмотренный планом эксплуатации, когда все элементы ее находятся в рабочем состоянии. Утяжеленным режимом является режим при вынужденном

отключении части присоединений. В этом случае рабочие токи других элементов установки заметно увеличиваются.

Рабочий ток утяжеленного режима определяется при нижеследующих расчетных условиях отдельных присоединений:

- 1) при отключении одной из двух параллельных воздушных или кабельных линий, когда нагрузка распределительной подстанции ложится на оставшуюся в работе линию (см. главу 2);
- 2) при отключении одного из двух установленных на подстанции трансформаторов с учетом аварийной перегрузки оставшегося трансформатора ($k_{пер} \cdot S_{ном}$), т.е.

$$I_{раб.ут} = \frac{k_{пер} \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (5.1)$$

На подстанциях с одним трансформатором рабочий ток нормального режима следует принять равным номинальному току трансформатора, а утяжеленного – с учетом возможной систематической перегрузки;

- 3) для присоединений синхронных компенсаторов расчетный ток утяжеленного режима определяется их номинальной мощностью и напряжением ниже номинального на 5%, т.е.

$$I_{раб.ут} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot U_{ном}} \quad (5.2)$$

Пример. Для подстанции, спроектированной ранее, произвести расчет токов рабочего режима.

Для ветви сдвоенного реактора и кабельных линий расчетные токи найдены в главах 2, 3. Эти расчетные токи соответствуют самым нагруженным кабелям, питающим РП типа Б и В.

Для присоединения АТ и СК токи рабочих режимов определены по (5.1) и (5.2). Результаты сведены в таблицу 5.1.

Таблица 5.1

Присоединение	Расчетные рабочие токи, А	
	в нормальном режиме	в утяжеленном режиме
Ветвь сдвоенного реактора	481,6	963,2
Кабельная линия (РП типа Б)	240,8	481,6
Синхронный компенсатор	437	461
Автотрансформатор:		
низшее напряжение 6 кВ	4157,3	5811,8
среднее напряжение 110 кВ	477,7	668,8
высшее напряжение 220 кВ	257,3	351,8

5.1.2 Расчетные условия для определения токов короткого замыкания

Выбранные по условиям рабочих режимов проводники и аппараты необходимо проверить на электродинамическую и электротермическую стойкость и токам короткого замыкания (КЗ), а выключатели выбрать по коммутационной способности.

Для расчета токов КЗ определяют расчетные условия. В понятие расчетных условий входит: расчетные схема, вид, точка и время КЗ.

Расчетная схема - это однолинейная электрическая схема проектируемой электроустановки, в которой включены все источники питания и возможные связи между ними. На расчетной схеме указываются номинальные параметры ее элементов и расчетные точки КЗ. За расчетную точку принимается такая точка, при КЗ в которой выбираемый аппарат или проводник находятся в наиболее тяжелых условиях. Расчетную точку КЗ намечают для аппаратов и проводников присоединений каждой цепи ([3] §19.2; [4]). Если расчетная точка КЗ удалена от всех источников, то схема замещения, соответствующая этой точке, преобразуется в конечную однолучевую схему с параметрами эквивалентного источника, условно названного "системой". Такого рода преобразования справедливы для РУ 6-10 кВ подстанций, к которым не присоединены синхронные компенсаторы и двигатели высокого напряжения; для РУ повышенного напряжения электрических станций и подстанций; для сетей 6-10 кВ, питаемых от шин подстанции через реакторы. Если удаленность некоторых источников от расчетной точки КЗ равна нулю, то их следует выделить в источник "генератор" – Г, объединив все остальные удаленные источники в один эквивалентный – "система" – С. В результате получается конечная двухлучевая схема типа "система-генератор" – С-Г. Эта схема справедлива для выбора проводников и аппаратов на шинах 6÷10 кВ подстанций в местах присоединения синхронных компенсаторов, где источником Г является компенсатор. За расчетный вид КЗ, как правило, принимают трехфазное КЗ. Расчетное время КЗ оценивают в зависимости от цели расчета. Для выбора выключателей по коммутационной способности определяют расчетное время к моменту расхождения контактов выключателя τ . Это время определяется как сумма наименьшего возможного времени действия защиты 0,01с и собственного времени отключения выключателя, определяемого по справочным данным [1, таблица 5.1] для выбранного по условиям рабочего режима выключателя:

$$\tau = t_{\text{защ. min}} + t_{\text{соб. выкл.}} \cdot \quad (5.3)$$

Для проверки проводников и аппаратов на термическую стойкость требуется знать полное время протекания тока КЗ $t_{откл}$. Оно складывается из времени действия основной релейной защиты элемента электроустановки, в цепи которого выбирается проводник или аппарат, и полного времени отключения выключателя, определяемого по справочнику [1, таблица 5.1]:

$$t_{откл} = t_{защ.осн} + t_{полн.выкл} \quad (5.4)$$

Основная защита любого присоединения РУ - это защита с наименьшим временем срабатывания. Только в случае ее отказа срабатывает резервная защита с большим временем. Учитывая малую вероятность отказа защиты, принято при определении $t_{откл}$ ориентироваться на время срабатывания основной защиты.

5.2 Расчет токов короткого замыкания

Для проверки проводников и аппаратов на электротермическую и электродинамическую стойкость к токам КЗ и для выбора выключателей по коммутационной способности необходимо знать следующие токи КЗ:

$I_{n,o}$ - действующее значение начального периодического тока;

$i_{уд}$ - ударный ток КЗ;

$I_{n,\tau}$ и $i_{a,\tau}$ - действующее значение периодического тока и апериодический ток к моменту размыкания контактов выключателя τ .

Практические методы определения токов КЗ излагаются в курсе "Электромагнитные переходные процессы в электрических системах". При расчете токов КЗ предлагается воспользоваться упрощенным методом. Прежде всего по расчетной схеме для каждой расчетной точки КЗ составляется схема замещения, в которую все элементы расчетной схемы вводятся индуктивными сопротивлениями (за исключением кабельных линий, для которых необходимо учитывать и активные сопротивления), выраженными в относительных единицах при базисных условиях. Расчет может производиться и в именованных единицах, как это выполнено в главе 3, так и в относительных, приведенных к базисным условиям, при этом все сопротивления приводятся к напряжению ступени КЗ. Тогда начальные значения периодических составляющих токов ветвей:

$$I_{n,o.ск} = \frac{E}{x_{*ск}} \cdot I_{\sigma} / x_{*ск} ; \quad I_{n,o.c} = \frac{E}{x_{*c}} \cdot I_{\sigma} / x_{*c} , \quad (5.5)$$

где $I_{n,o.ск}$, $I_{n,o.c}$ - действующее значение периодического тока КЗ в начальный момент времени от синхронного компенсатора и системы соответственно, кА;

I_{σ} - базисный ток, кА;

$E_{*_{ск}}, E_{*_{с}}$ – ЭДС синхронного компенсатора и системы, о.е.; $E_{*_{с}} = 1$; $E_{*_{ск}}$ может быть принята 1,2;

$x_{*_{ск}}, x_{*_{с}}$ – сопротивление синхронного компенсатора и системы, о.е.

В эти формулы входит базисный ток той ступени напряжения, на которой находится рассматриваемая точка КЗ.

В общем случае, если схема подстанции содержит систему и синхронные компенсаторы, необходимо упростить схему с выделением относительно точки КЗ ветвей системы и синхронных компенсаторов. Постоянная времени апериодической слагающей тока КЗ, необходимая для расчета ударного коэффициента и апериодического тока к моменту размыкания контактов выключателя (τ), определяется по усредненным значениям. Эти значения вычислены для характерных элементов оборудования и ветвей электрической системы [5, таблица 5.3].

Ударный ток КЗ

$$i_{уд,ск} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o,ск} \cdot k_{уд,ск}; \quad i_{уд,c} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o,c} \cdot k_{уд,c}; \quad i_{уд} = i_{уд,ск} + i_{уд,c}, \quad (5.6)$$

где $k_{уд,ск}, k_{уд,c}$ – ударные коэффициенты в цепи синхронного компенсатора и системы соответственно.

Апериодические составляющие тока КЗ ветвей к моменту времени τ

$$i_{a,\tau} = i_{a,\tau,ск} + i_{a,\tau,c}, \quad i_{a,\tau,ск} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o,ск} \cdot e^{-\tau/T_{a,ск}},$$

$$i_{a,\tau,c} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o,c} \cdot e^{-\tau/T_{a,c}},$$

где $T_{a,ск}, T_{a,c}$ – время затухания апериодической составляющей тока КЗ в цепи синхронного компенсатора и системы соответственно.

Для определения периодической составляющей тока КЗ синхронного компенсатора к моменту τ рекомендуется пользоваться типовыми кривыми, которые приведены в [5, рисунок П5.1.].

Для системы допустимо считать неизменной амплитуду периодической составляющей тока КЗ во времени $I_{n,\tau,c} = I_{n,o,c} = I_{n,c}$

Интеграл Джоуля характеризует его термическое действие за время отключения $t_{откл.}$. Интеграл определяется в зависимости от вида расчетной схемы. Если схема типа "система", то расчетное выражение получается весьма простым: $B = I_{n,c}^2 \cdot (t_{откл} + T_{a,c})$.

Значительно сложнее определить интеграл в двухлучевой схеме типа "система-генератор". Он равен сумме импульсов от периодической B_n и апериодической B_a , составляющих тока КЗ:

$$B_n = t_{откл} (I_{n,o,ck}^2 + 2I_{n,c} \cdot I_{n,o,ck} \cdot Q_* + I_{n,o,ck}^2 \cdot B_*); \quad (5.8)$$

$$B_a = I_{n,c}^2 \cdot T_{a,c} + I_{n,o,ck}^2 \cdot T_{a,ck} + 4I_{n,o,ck} \cdot I_{n,c} / (1/T_{a,ck} + 1/T_{a,c}), \quad (5.9)$$

где Q_* – относительный токовый импульс, о.е.;

B_* – относительный интеграл Джоуля. Q_* и B_* в зависимости от $t_{откл.}$

определяются по [5, рисунок П5.2].

После того, как определены токи КЗ и B каждой расчетной точки, рекомендуется свести их значения в таблицу 5.2.

5.2.1 Пример определения расчетных условий КЗ

В качестве примера рассматривается проектируемая подстанция.

Расчетные точки приведены на расчетной схеме рис.5.1. Как было сказано выше, аппаратам каждого присоединения соответствует своя расчетная точка, в которой при КЗ аппараты данного присоединения находятся в наиболее тяжелых условиях. Для каждой из них определяются токи КЗ для проверки аппаратов по термической и динамической стойкости, а также выбора выключателей по коммутационной способности. Расчетные точки и их характеристика приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2

Присоединение	Расчетные условия		
	точка	Положение выключателей	схема
Ветвь сдвоенного реактора и кабельной линии	К5	Q7 – отключен, остальные включены	система
Синхронный компенсатор	К4	Q7 – включен, Q2, Q8 – отключены	система-генератор (СК2)
Автотрансформатор: 6 кВ	К3	Q7 – включен, Q2, Q8 – отключены	система-генератор (СК1, СК2)
110 кВ	К2	Q7 – отключен, остальные включены	система
220 кВ	К1	Q7 – отключен, остальные включены	система
Трансформатор СН: 6 кВ	К6	Q7 – отключен, остальные включены	система-генератор (СК1)

Для выбора выключателей по коммутационной способности и расчета интеграла Джоуля необходимо знать расчетное время τ и $t_{откл.}$, которое определяется временем отключения выключателей, приведенным в табл.5.7, и временем действия релейной защиты, приведенным в таблице 5.3.

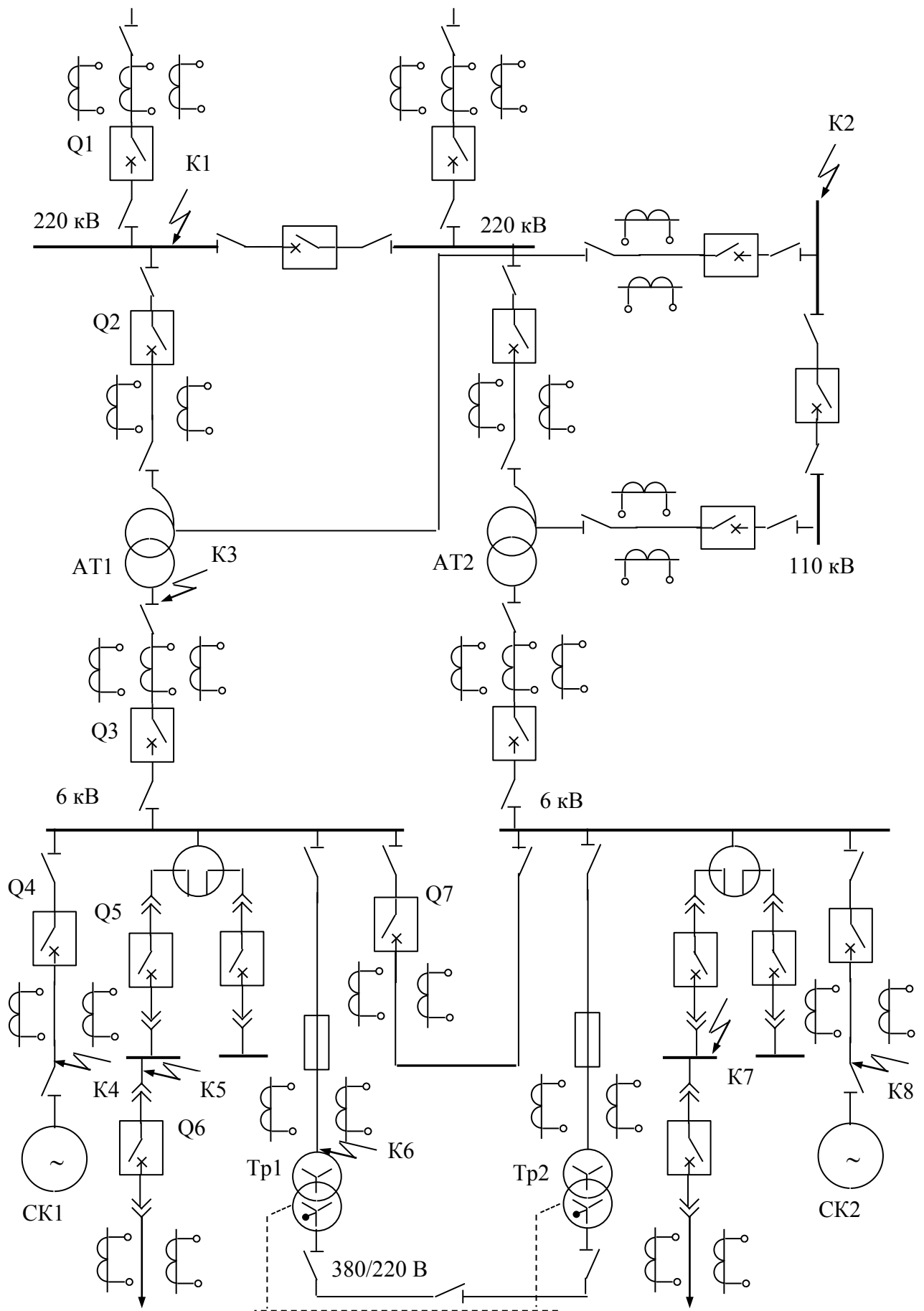


Рис. 5.1 Пример выполнения расчетной схемы

Расчет τ и $t_{откл}$ производится по формулам (5.3) и (5.4).

Таблица 5.3

Присоединение	Тип релейной защиты	Время действия КЗ, с
Ветвь сдвоенного реактора и кабельной линии	МТЗ	1,0
Синхронный компенсатор	Токовая отсечка	0,1
Автотрансформатор: 6 кВ	Дифференциальная защита	0,2
110 кВ	Дифференциальная защита	0,2
220 кВ	Дифференциальная защита	0,2

Используя всю вышеперечисленную информацию, приступают к выбору электрических аппаратов и шин, рассчитав необходимые значения токов КЗ, результаты которых сведены в табл.5.4.

Таблица 5.4

Присоединение	$I_{n,c}$, кА	$I_{n,o,ck}$, кА	$i_{a,\tau,c}$, кА	$i_{a,\tau,ck}$, кА	$I_{n,\tau,ck}$, кА	$i_{уд}$, кА	B , кА ² с
Автотрансформатор: 6 кВ (точки: КЗ и КЗ')	21,72	2,74·2	6,14	2,48	3,72	73,31	344,31
Ветвь сдвоенного реактора (точка: К5)	5,37	-	5,37	-	-	14,38	35,18

Ниже рассмотрены условия выбора выключателей, разъединителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и соединительных шин (ошиновки).

5.3. Выбор электрических аппаратов и шинных конструкций

5.3.1 Общие условия выбора и проверки

Надежная и экономичная работа электрических аппаратов, кабелей и шинных конструкций обеспечивается их правильным выбором по условиям длительного рабочего режима (нормального и утяжеленного) и проверкой по условиям режима короткого замыкания.

В длительном рабочем режиме в соответствии с указаниями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) электрические аппараты и проводники выбирают по номинальному напряжению, по нагреву рабочим током утяжеленного режима, роду установки, конструктивному исполнению и условиям окружающей среды.

В курсовом проекте выбор всех аппаратов и проводников производится по следующим условиям: номинальному напряжению аппаратов или

изоляторов $U_{ном.апп} \geq U_{ном.уст}$; по нагреву рабочим током утяжеленного режима для аппаратов $I_{ном.апп} \geq I_{раб.ут}$; для кабелей и шин $I_{дл.доп} \geq I_{раб.ут}$.

Эти неравенства справедливы при нормированной температуре окружающей среды ($\vartheta_{о,ном}$) +35°C для аппаратов, +25°C для шинных конструкций, и +15°C для кабелей при прокладке в земле. При температуре, отличной от нормированной (ϑ_0), должен быть произведен пересчет номинального тока аппаратов или длительно допустимого тока проводников в соответствии с действительной температурой окружающей среды:

$$I'_{дл.доп} = I_{дл.доп.табл} \sqrt{\frac{\vartheta_{дл.доп} - \vartheta_0}{\vartheta_{дл.доп} - \vartheta_{о,ном}}}. \quad (5.10)$$

Выбор типа аппаратов должен производиться с учетом рода установки и условий окружающей среды (для внутренней или наружной установки), типа распределительного устройства и его конструктивного исполнения (комплектное или сборное).

Все аппараты и проводники должны сохранять свои качества и выполнять свои функции при протекании по ним токов короткого замыкания. Поэтому выбранные по условиям длительного режима проводники и аппараты должны быть проверены на электродинамическую и термическую стойкость к токам КЗ.

Термически стойкими являются те аппараты и проводники, которые не нагреваются выше кратковременно допускаемой температуры при протекании по ним тока КЗ. Это будет достигнуто, если выполняется условие:

$$I_{m.cm}^2 \cdot t_{m.cm} \geq B,$$

где $I_{m.cm}$ – номинальный ток термической стойкости, кА;

$t_{m.cm}$ – номинальное время термической стойкости, с;

B – расчетный интеграл Джоуля, кА²·с.

Для проводников конечная температура нагрева током КЗ ϑ_k не должна быть больше кратковременно допускаемой температуры:

$$\vartheta_k \leq \vartheta_{кр.доп}.$$

Электродинамически стойкими будут те аппараты, у которых амплитудное значение тока электродинамической стойкости ($i_{дин.ном}$) будет больше расчетного ударного тока короткого замыкания ($i_{уд}$)

$$i_{дин.ном} \geq i_{уд}.$$

Шинные конструкции будут электродинамически стойкими, если максимальная сила взаимодействия между шинами при протекании по ним ударного тона КЗ не вызывает:

- а) расчетную силу на головку изолятора F_{max} , превышающую допускаемую нагрузку на изолятор $F_{дон}$ ($F_{max} \leq F_{дон} = 0,6F_{разр}$);
- б) расчетное напряжение в материале шин $\sigma_{расч}$ больше допустимого механического напряжения $\sigma_{дон}$ ($\sigma_{расч} \leq \sigma_{дон}$).

Согласно ПУЭ допускается не проверять:

- а) на электродинамическую стойкость – аппараты и проводники, защищенные плавкими предохранителями с номинальным током до 60 А включительно;
- б) на термическую стойкость – аппараты и проводники, защищенные плавкими предохранителями, независимо от номинального тока и типа предохранителя;
- в) на электродинамическую и термическую стойкость – аппараты и шинную конструкцию в цепи трансформаторов напряжения при расположении их в отдельных камерах.

Ниже приводятся условия выбора аппаратов и шинных конструкций с учетом особенностей их работы.

5.3.2 Выбор выключателей.

Методика выбора выключателей по напряжению, длительному току и термической стойкости рассмотрена в 5.1. Рассмотрим выбор выключателей по коммутационной способности и электродинамической стойкости в соответствии с ГОСТом 687-78.

Отключающая способность выключателя задается номинальным током отключения $I_{ном.откл}$, номинальным относительным содержанием апериодической составляющей тока $\beta_{ном}$ и нормированными параметрами восстанавливающегося напряжения.

Номинальный ток отключения $I_{ном.откл}$ и $\beta_{ном}$ отнесены к моменту расхождения дугогасительных контактов выключателя (момент τ). Номинальный ток отключения задан в каталоге на выключатели. Номинальное относительное содержание апериодической составляющей задано ГОСТом в виде кривой $\beta_{ном} = f(\tau)$ (/3/, рисунок 12.36).

При выборе выключателя по отключающей способности необходимо рассчитать момент τ , действующее значение периодической $I_{n,\tau}$ и апериодической $i_{a,\tau}$ составляющих тока КЗ в цепи, где будут установлены выключатели, по приведенным ранее выражениям.

По отключающей способности должны быть выполнены следующие условия: действующее значение периодической составляющей тока КЗ должно быть меньше или равно номинальному току отключения выключателя $I_{ном.откл}$;

полный ток КЗ к моменту τ , равный $\sqrt{2}I_{n,\tau} + i_{a,\tau}$ должен быть меньше или равен номинальному асимметричному току отключения $\sqrt{2}I_{ном.откл} \cdot (1 + \beta_{ном})$.

Включающая способность выключателя характеризуется номинальным током включения $I_{вкл.ном}$, который при выборе должен быть больше или равен току $I_{n,0}$.

Проверку по восстанавливаемому напряжению масляных, вакуумных и элегазовых выключателей допускается не производить.

Электродинамическая стойкость выключателей задается номинальным током электродинамической стойкости:

- а) действующим значением периодической составляющей тока $I_{дин.ном}$;
- б) мгновенным амплитудным значением полного тока $i_{дин.ном}$.

Эти токи связаны между собой соотношением

$$i_{дин.ном} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{дин.ном},$$

где 1,8 – ударный коэффициент, нормированный для выключателей.

Проверка электродинамической стойкости заключается в сопоставлении тока $I_{дин.ном}$ с расчетным значением периодической составляющей начального тока КЗ $I_{n,0}$ в цепи выключателя, а тока $i_{дин.ном}$ с ударным током $i_{уд}$ в той же цепи. Необходимость проверки по двум условиям объясняется тем, что для конкретной системы расчетное значение ударного коэффициента может быть более 1,8. Условия выбора выключателей приведены в табл. 5.5.

Таблица 5.5

Параметры выключателей	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} \geq U_{ном.уст}$
Номинальный ток	$I_{ном.амп} \geq I_{раб.ут}$
Номинальный ток отключения: симметричный (действующее значение), асимметричный (амплитудное значение)	$I_{ном.откл} \geq I_{n,\tau}$ $\sqrt{2}I_{ном.откл} \cdot (1 + \beta_{ном}) \geq \sqrt{2}I_{n,\tau} + i_{a,\tau}$
Номинальный ток включения	$I_{вкл.ном} \geq I_{n,0}$
Номинальный ток электродинамической стойкости: симметричный (действующее значение), асимметричный (амплитудное значение)	$I_{дин.ном} \geq I_{n,0}$ $i_{дин.ном} \geq i_{уд}$
Номинальный интеграл Джоуля (термическая стойкость)	$I_{ном.т}^2 \cdot t_{ном.т} \geq B$

Пример выбора выключателей на проектируемой подстанции.

По роду электроустановки и по условиям рабочего режима $U_{ном.уст} \leq U_{ном.в}$ и $I_{раб.ут} \leq I_{ном.в}$ намечаем типы выключателей, устанавливаемых в рассматриваемых присоединениях. Результаты сведены в таблицу 5.6.

Таблица 5.6

Присоединение	Тип выключателя	$U_{ном.в}$, кВ	$I_{ном.в}$, А	$t_{соб.в}$, сек	$t_{пол.в}$, сек	τ , сек	$t_{откл}$, сек
Ветвь сдвоенного реактора	ВВТЭ	10	1000	0,03	0,05	0,04	1,05
Кабельная линия	ВВТЭ	10	630	0,03	0,05	0,04	1,05
Синхронный компенсатор	ВВТЭ	10	630	0,03	0,05	0,04	0,15
Автотрансформатор: 6 кВ	МГУ-20	20	6300	0,15	0,2	0,16	0,4
110 кВ	ВМТ-110Б	110	1000	0,05	0,08	0,06	0,28
220 кВ	ВМТ-220Б	220	1000	0,05	0,08	0,06	0,28

Более подробно остановимся на выборе выключателя в цепи низшего напряжения автотрансформатора.

$$U_{ном} = 6 \text{ кВ}; \quad I_{раб.ут} = 5811 \text{ А.}$$

По условиям длительного режима выбран выключатель для внутренней установки МГУ-20-90/6300 УЗ (табл. 5.6) на номинальное напряжение 20 кВ. это вызвано тем, что на такие большие (5811А) токи нет выключателей на $U=6$ кВ.

Для выбора выключателей по коммутационной способности и проверки его по электродинамической и электротермической стойкости следует наметить расчетные условия КЗ: расчетная точка – выше выключателя (т. КЗ, рис.5.1, табл. 5.3), секционный выключатель включен, выключатели на высшем и среднем напряжении АТ – отключены, через выбираемый выключатель течет ток КЗ от двух СК и системы через один АТ. Используя рассчитанные в главе 3 параметры схемы замещения, рассчитываются токи КЗ от системы в именованных единицах:

$$I_{пс} = \frac{6,6}{\sqrt{3} \left[(x_1 + x'_2) \parallel ((x_3 + x'_5) + x'_4 + x_6 + x_8) \right]} = \frac{6,6}{\sqrt{3} (0,02 + 0,0036 + 0,52 + 0,1)} = 21,72 \text{ кА}$$

$$\text{Ток от двух СК } I_{п.о.ск} = 2 \cdot 2,74 \text{ кА.}$$

$$\text{тогда, } I_{по} = 21,72 + 2 \cdot 2,74 = 27,2 \text{ кА};$$

$$I_{н.т} = 21,72 + 2 \cdot 2,74 \cdot 0,68 = 25,44 \text{ кА,}$$

где γ – коэффициент затухания периодического тока КЗ к моменту времени $\tau = 0,16$ с (см. табл. 5.4), определяемый по [5, рис. П5.1]. Для $\tau = 0,16$ и $\frac{I_{\text{поск}}}{I_{\text{номск}}} = \frac{2,74}{5} = 6,26$, $\gamma = 0,68$.

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{nc} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{ac}}} + \sqrt{2} I_{\text{поск}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{аск}}} = \sqrt{2} \cdot 21,72 \cdot e^{-\frac{0,16}{0,1}} + \sqrt{2} \cdot 2 \cdot 2,74 e^{-\frac{0,16}{0,14}} = 8,62 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a.ск}}} \right) \cdot I_{\text{поск}} + \sqrt{2} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a.c}}} \right) \cdot I_{n.o.c} =$$

$$= \sqrt{2} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,14}} \right) \cdot 5,48 + \sqrt{2} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,1}} \right) \cdot 21,72 = \sqrt{2} \cdot 1,93 \cdot 5,48 + \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 21,72 = 73,31 \text{ кА}.$$

Далее рассчитывается интеграл Джоуля для расчетной схемы типа «Система – генератор»:

$$B = B_{\text{п}} + B_{\text{а}};$$

$$t_{\text{откл}} = 0,4 \text{ с (табл. 5.6); } Q_* = 0,73; B_* = 0,58 \text{ [5, рис. П9.1].}$$

$$B_{\text{п}} = 21,72^2 \cdot 0,4 + 2 \cdot 21,72 \cdot 2 \cdot 2,74 \cdot 0,4 \cdot 0,73 + (2 \cdot 2,74)^2 \cdot 0,4 \cdot 0,58 = 188,7 + 69,5 + 6,96 = 265,16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$B_{\text{а}} = \frac{4 \cdot 21,72 \cdot 2 \cdot 2,74}{\frac{1}{0,1} + \frac{1}{0,14}} + 21,72^2 \cdot 0,1 + (2 \cdot 2,74)^2 \cdot 0,14 = \frac{476,1}{10 + 7,14} + 47,17 + 4,2 = 79,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$B = 265,16 + 79,15 = 344,31 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Сопоставление номинальных параметров выключателя с расчетными данными удобно свести в табл. 5.7.

Таблица 5.7

Номинальные параметры МГУ-20-90/9500УЗ	Расчетные величины
Для внутренней установки	ЗРУ 6 кВ
$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$	$> U_{\text{ном рУ}} = 6 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$	$> I_{\text{раб уГ}} = 5811,8 \text{ А}$
$I_{\text{ном откл}} = 90 \text{ кА}$	$> I_{n,\tau} = 25,446 \text{ кА}$
$\sqrt{2} I_{\text{ном.откл}} \cdot (1 + \beta_{\text{ном}}) =$ $\sqrt{2} \cdot 90 (1 + 0,2) = 152,7 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{n,\tau} + i_{a,\tau} =$ $> \sqrt{2} \cdot 25,446 + 8,62 = 44,61 \text{ кА}$
$I_{\text{вкл.ном}} = 60 \text{ кА}$	$> I_{n,0} = 27,2 \text{ кА}$
$I_{\text{дин.ном}} = 105 \text{ кА}$	$> I_{n,0} = 27,2 \text{ кА}$
$i_{\text{дин.ном}} = 300 \text{ кА}$	$> i_{\text{уд}} = 73,31 \text{ кА}$
$I_{\text{ном.Г}}^2 \cdot t_{\text{ном.Г}} = 90^2 \cdot 4 = 32400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$> B = 344,31 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранный выключатель отвечает всем условиям выбора и проверки.

5.3.3 Выбор разъединителей, отделителей, выключателей нагрузки и короткозамыкателей

Разъединители, отделители и выключатели нагрузки выбирают по номинальному напряжению $U_{ном}$, номинальному длительному току $I_{ном}$ и проверяют на электродинамическую и термическую стойкость. Условия выбора приведены в табл. 5.8.

Таблица 5.8

Параметры выключателей	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} \geq U_{ном.уст}$
Номинальный ток	$I_{ном.ап} \geq I_{раб.ут}$
Номинальный ток электродинамической стойкости: (максимальное значение полного тока)	$i_{эд.мах} \geq i_{уд}$
Номинальный интеграл Джоуля (термическая стойкость)	$I_{ном.т}^2 \cdot t_{ном.т} \geq B$

Короткозамыкатель выбирается по приведенным условиям, но выбор по номинальному току не требуется. Выключатель нагрузки дополнительно выбирают по току отключения:

$$I_{ном.откл} \geq I_{раб.ут},$$

где $I_{ном.откл}$ – номинальный ток отключения выключателя нагрузки.

Отключающая способность выключателя нагрузки рассчитана на отключение токов рабочего утяжеленного режима.

5.4 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока, предназначенные для питания измерительных приборов, выбирают по номинальному напряжению $U_{ном}$, номинальному току первичной цепи $I_{1,ном}$, по классу точности. В режиме короткого замыкания проверяют на электродинамическую и термическую стойкости.

Трансформаторы тока выбирают по классу точности в зависимости от их назначения. В соответствии с ПУЭ, трансформаторы тока для включения электроизмерительных приборов должны иметь класс точности не ниже 3. Трансформаторы тока для присоединения счетчиков, по которым ведутся денежные расчеты, должны иметь класс точности 0,5. Для технического учета допускается применение трансформаторов тока класса точности 1.

Для обеспечения выбранного класса точности необходимо, чтобы действительная нагрузка вторичной цепи $Z_{2,расч}$, Ом, не превышала нормированной нагрузки $Z_{2,ном}$, Ом, для данного класса точности.

Суммарное сопротивление внешней вторичной цепи трансформатора тока

$$z_{2,расч} \approx R_{2,расч} = \Sigma R_{приб} + R_{пров} + R_k, \quad (5.14)$$

где $\Sigma R_{приб}$ – сумма сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов и реле; $R_{пров}$ – сопротивление соединительных проводов; R_k – сопротивления контактов (принимается для всей цепи равным 0,1 Ом).

Приняв $R_{2,расч} = R_{2,ном}$, определяют $R_{пров} = R_{2,ном} - \Sigma R_{приб} - R_k$. По $R_{пров}$ определяют расчетное сечение соединительных проводов

$$S_{расч} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{R_{пров}}, \quad (5.15)$$

где ρ – удельное электрическое сопротивление материала проводника; $l_{расч}$ – расчетная длина соединительных проводов.

Расчетная длина соединительных проводов зависит от расстояния между трансформаторами тока и подключенными к ним приборами, а также от схемы включения приборов и трансформаторов тока.

Если l – длина соединительных проводов в один конец, то при соединении трансформаторов тока по схеме полной звезды $l = l_{расч}$, при соединении трансформаторов тока по схеме неполной звезды $l_{расч} = \sqrt{3}l$, при включении приборов в цепь одного трансформатора $l_{расч} = 2l$.

Выбранное стандартное сечение проводов не должно быть менее $S_{расч}$. Минимальное сечение соединительных проводов во вторичной цепи 2,5 мм² – медных и 4 мм² – алюминиевых при присоединении счетчиков. В других случаях: 1,5 мм² – медных и 2,5 мм² – алюминиевых.

Электродинамическая стойкость трансформаторов тока характеризуется номинальным током электродинамической стойкости $i_{эд,мах}$ или кратностью номинального тока электродинамической стойкости

$$K_{эд} = i_{эд,мах} / \sqrt{2} \cdot I_{1,ном}. \quad (5.16)$$

Термическая стойкость трансформаторов тока задается:

- а) номинальным током термической стойкости $I_{ном.т}$ и допустимым временем его протекания $t_{ном.т}$;
- б) кратностью номинального тока термической стойкости $K_t = I_{т.ст} / I_{1,ном}$ и допустимым временем $t_{ном.т}$ протекания тока $I_{ном.т}$.

Условия выбора трансформаторов тока сведены в табл. 5.9.

Таблица 5.9.

Параметры ТТ	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} \geq U_{уст}$
Номинальный первичный ток	$I_{1,ном} \geq I_{раб,ут}$
Класс точности	В соответствии с классом точности измерительных
Номинальная нагрузка вторичной цепи	$Z_{2,ном} \geq Z_{2,расч}$
Электродинамическая стойкость:	
– номинальный ток электродинамической стойкости	$i_{эд,мах} \geq i_{уд}$
– кратность тока динамической стойкости	$\sqrt{2} \cdot \kappa_{эд} \cdot I_{1,ном} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость:	
– номинальный ток термической стойкости и время	$I_{ном.т}^2 \cdot t_{ном.т} \geq B$
– кратность тока термической стойкости	$(\kappa_t \cdot I_{1,ном})^2 \cdot t_{ном.т} \geq B$

5.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) для питания электро-измерительных приборов выбирают по напряжению первичной обмотки, классу точности и схеме соединения обмоток. Соответствие выбранному классу точности проверяют путем сопоставления фактической нагрузки вторичной цепи $S_{2,расч}$ с номинальной мощностью вторичной обмотки при выбранном классе точности.

Для питания измерительных приборов, имеющих две обмотки напряжения (ваттметры, счетчики), целесообразно использовать два однофазных ТН, соединенных по схеме открытого треугольника. При использовании ТН для контроля изоляции в сетях с изолированной или резонансно-заземленной нейтралью следует применять пятистержневой трансформатор напряжения или группу из трех однофазных ТН.

Вторичную нагрузку ТН определяют приближенно по формуле

$$S_{2,расч} = \sqrt{\Sigma P_{приб}^2 + \Sigma Q_{приб}^2}, \quad (5.17)$$

где $S_{2,расч}$ – полная суммарная мощность приборов, при-соединенных к ТН;
 $\Sigma P_{приб}$, $\Sigma Q_{приб}$ – активная и реактивная нагрузка присоединяемых приборов.

При этом за номинальную вторичную мощность ($S_{ном.ТН}$) следует принимать:

- а) мощность всех трех фаз для ТН, соединенных по схеме звезды;
 б) удвоенную мощность одного трансформатора для одно-фазных ТН, соединенных по схеме открытого треугольника.

Если нагрузка на фазы трансформатора напряжения неодинаковая, то мощность $S_{2,расч}$ подсчитывают по наиболее нагруженной фазе.

На термическую и динамическую стойкость ТН не проверяют. Условия выбора ТН приведены в табл.5.10.

Таблица 5.10

Параметры ТН	Условия выбора
Номинальное первичное напряжение	$U_{1,ном} \geq U_{уст}$
Тип и схема соединения обмоток	В зависимости от назначения ТН
Класс точности	Соответственно классу точности измерительных приборов
Номинальная мощность вторичной обмотки	$S_{2,ном} \geq S_{2,расч}$

5.6 Выбор и проверка шинных конструкций

Выбирается сечение шин по экономической плотности тока:

$$S_{эк} = \frac{I_{раб.ном}}{j_{эк}}$$

Выбранное сечение проверяют на нагрев в рабочем утяжеленном режиме

$$I_{дл.дон} \cdot K_g \geq I_{раб.ут}$$

Выбранную шинную конструкцию проверяют на электродинамическую стойкость в режиме КЗ.

Порядок проверки на электродинамическую стойкость (механический расчет шинной конструкции)

а) простой шинной конструкции.

1. Определяется сила $F_{расч}^{(3)}$, действующая на среднюю фазу шинной конструкции при трехфазном КЗ

$$F_{расч}^{(3)} = 1,73 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{l}{a} \cdot i_{уд}^2, \quad (5.18)$$

где l – расстояние между соседними изоляторами одной фазы, м (рис.5.2);

a – расстояние между соседними фазами, м.

2. Определяется расчетная сила, действующая на головку изолятора

$$F_{из} = F_{расч}^{(3)} \cdot \frac{H}{H_{из}}, \quad (5.19)$$

где H – высота от основания изолятора до центра тяжести поперечного сечения шины; $H_{из}$ – высота изолятора (рис.5.2).

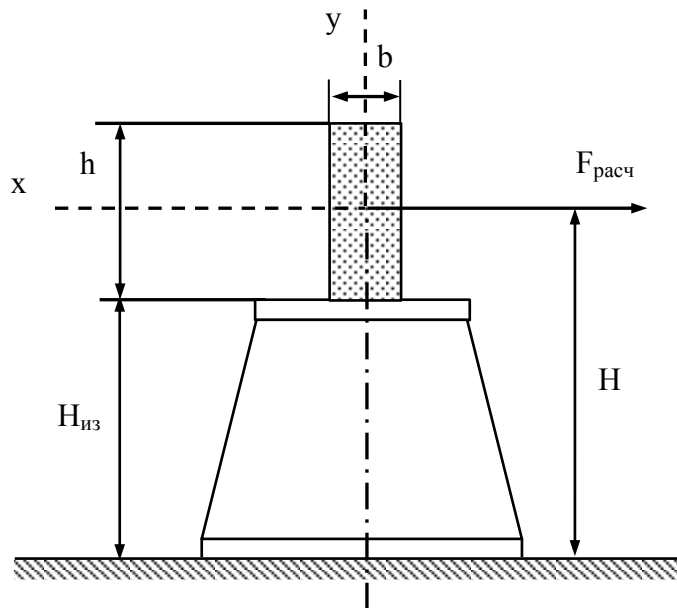


Рис. 5.2

Допускаемая нагрузка на головку изолятора

$$F_{дон} = 0,6F_{разр}, \quad (5.20)$$

где $F_{разр}$ – минимальная разрушающая нагрузка изолятора на изгиб ([1], таблица 5.7).

Правильность выбора изолятора определяется выполнением условия $F_{из} \leq F_{дон}$.

3. Рассчитывается момент сопротивления поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной к направлению силы

$$W_y = \frac{b^2 \cdot h}{6}, \quad (5.21)$$

где b и h – размеры поперечного сечения шины, см.

4. Определяется расчетное напряжение

$$\sigma_{расч} = \frac{F_{расч}^{(3)} \cdot l}{12 \cdot W}. \quad (5.22)$$

5. Проверяется выполнение условия $\sigma_{расч} \leq \sigma_{дон}$,

где $\sigma_{дон}$ – допустимое напряжение в материале шинной конструкции ([1], таблица 1.16) составной шинной конструкции.

В составной шинной конструкции (рис.5.3) при КЗ возникают электродинамические силы двух типов: усилие от взаимодействия токов

различных фаз $F_{\phi,расч}^{(3)}$ и усилии от взаимодействия токов в полосах пакета $F_{n,расч}$.

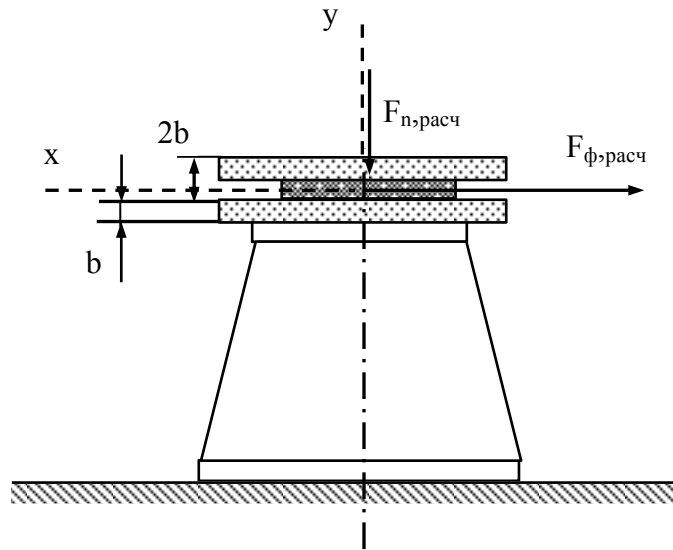


Рис. 5.3

Расчетное напряжение в материале шин

$$\sigma_{расч} = \sigma_{\phi,расч} + \sigma_{n,расч}, \quad (5.23)$$

где $\sigma_{\phi,расч}$ – напряжение в материале, обусловленное электродинамическими силами между фазами $F_{\phi,расч}^{(3)}$; $\sigma_{n,расч}$ – напряжение в материале, обусловленное электродинамическими силами между полосами $F_{n,расч}$.

Составляющая $\sigma_{\phi,расч}$ определяется так же, как для однополосных шин. При этом момент сопротивления относительно оси $y-y$ принимается суммарным для пакета $2W_y$, где W_y – момент сопротивления поперечного сечения одной полосы $W_y = \frac{b \cdot h^2}{6}$.

Для определения составляющей напряжения $\sigma_{n,расч}$ рассчитывают усилии от взаимодействия токов в полосах пакета $F_{n,расч}$, полагая, что ток в полосе составляет половину тока фазы

$$F_{n,расч} = 2 \cdot \kappa_{\phi} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{l_n}{2 \cdot b} \cdot \left(\frac{i_{y\phi}}{2} \right)^2 = 0.25 \cdot \kappa_{\phi} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{l_n}{b} \cdot i_{y\phi}^2, \quad (5.24)$$

где κ_{ϕ} – коэффициент формы, определяемый по [3], рисунок 6.5; l_n – расстояние между дистанционными прокладками пакета, м (рис. 5.4); b – размер поперечного сечения полосы, м.

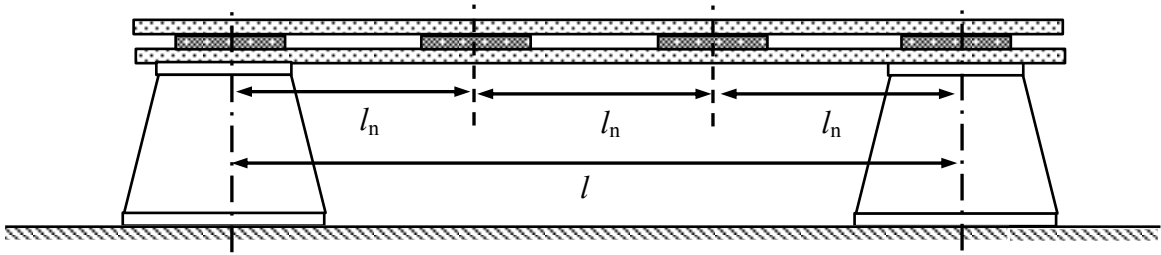


Рис. 5.4 Размещение прокладок на двухполосном пакете

Определяется момент сопротивления относительно оси $x-x$:

$$W_x = \frac{b^2 \cdot h}{6}. \quad (5.25)$$

Напряжение в материале шин, обусловленное электродинамическими силами между полосами пакета

$$\sigma_{n,расч} = \frac{F_{n,расч} \cdot l_n}{12 \cdot W_x}. \quad (5.26)$$

Проверяется выполнение условия:

$$\sigma_{расч} = \sigma_{ф,расч} + \sigma_{n,расч} \leq \sigma_{доп}. \quad (5.27)$$

Порядок проверки на термическую стойкость:

1) Определяется начальная температура шин до момента КЗ

$$\vartheta_1 = \vartheta_0 - (\vartheta_{дл.доп} - \vartheta_{0,ном}) \cdot \frac{I_{раб.ут}^2}{I_{дл.доп}^2}, \quad (5.28)$$

где $\vartheta_{0,ном}$ – нормированная температура воздуха, $+25^\circ\text{C}$; $\vartheta_{дл.доп}$ – допускаемая температура нагрева в длительном режиме, 70°C ; $I_{раб.ут}$ – рабочий ток до КЗ; $I_{дл.доп}$ – допускаемый продолжительный ток (табличное значение), определяемый по [1], таблица.

2) По начальной температуре определяется соответствующее значение функции A_{ϑ_1} , $\frac{A^2 \cdot c}{\text{мм}^4}$ ([1], рисунок 1.1).

3) Определяется значение функции $A_{\vartheta_{кон}}$ по формуле

$$A_{\vartheta_{кон}} = A_{\vartheta_1} + \frac{B}{s^2}.$$

4) По кривым [1], рисунок 1.1 по найденному значению функции $A_{\vartheta_{кон}}$ и материалу шин определяется конечная температура нагрева шин $\vartheta_{кон}$.

5) Проверяется выполнение условия $\vartheta_{кон} \leq \vartheta_{кр.доп}$.

Пример выбора трансформаторов тока.

Используя те же расчетные величины, что и для выбора выключателей, выполним расчет, выбор и проверку трансформаторов тока на стороне низшего напряжения (10 кВ) в цепи присоединения силового трансформатора по условиям длительного режима (см.табл.5.1) по [1, таблица 5.9] выбираем ТТ типа ТШЛ-20Б - I с номинальными данными:

- номинальное напряжение $U_{ном.ТТ} = 20$ кВ;
- номинальный первичный ток $I_{1,ном.} = 6000$ А;
- номинальный вторичный ток $I_{2,ном.} = 5$ А;
- кратность тока термической стойкости / допустимое время действия $K_{т.ст.} / t_{т.ст.} = 20/3$ с.;
- номинальная вторичная нагрузка $z_{2,ном.} = 0,8$ Ом.

Выбор трансформатора тока ТШЛ – 20Б – I (трансформатор тока шинный с литой изоляцией) на 20 кВ обусловлен большим расчетным током длительного режима 5811 А, на который ТТ на меньшее напряжение не выпускаются.

Схема соединения измерительных приборов с трансформаторами тока показана на рисунке 5.5:

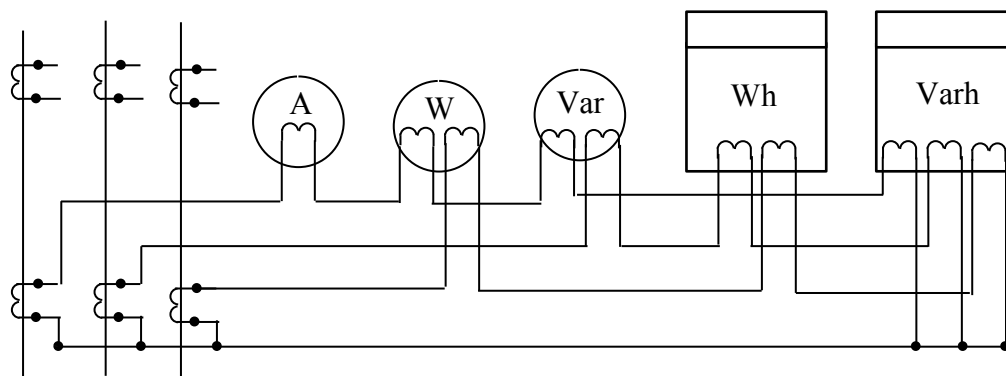


Рис. 5.5

Согласно схеме включения приборов (рисунок 5.5) для определения нагрузки ТТ составляется таблица 5.11.

Таблица 5.11

Приборы	Тип	Нагрузка трансформатора тока от приборов, ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Э-335	0,5	-	-
Ваттметр	Д-305	0,5	-	0,5
Варметр	Д-305	0,5	0,5	-
Счетчик активной энергии	СА4У	-	2,5	2,5
Счетчик реактивной энергии	СР4У	2,5	2,5	2,5
Итого:		4,0	5	5,5

Из таблицы видно, что наиболее загружен трансформатор тока фазы С, тогда сопротивление приборов определяется

$$R_{2,приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2,ном}^2} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом},$$

где $S_{приб}$ – нагрузка наиболее загруженной фазы.

Длина соединительных проводов от ТТ до приборов (в один конец) ориентировочно может быть принята в соответствии с табл. 5.12[6, глава 9].

Для шин подстанций длина проводов принимается на 15-20% ниже указанных значений.

По формуле (5.15), приняв длину алюминиевых соединительных проводников $l_{пров.} = 40$ м, а сечение 4мм^2 , находим

$$R_{2,пр.} = \frac{0,028 \cdot 40}{4} = 0,28 \text{ Ом}.$$

Расчетная вторичная нагрузка трансформаторов тока составляет

$$z_{2,расч} \approx 0,22 + 0,28 + 0,1 = 0,6 \text{ Ом}.$$

Таблица 5.12

Присоединение	Длина, м
Для всех цепей ГРУ 6-10кВ, кроме линий к потребителям	40÷60
Линий 6-10кВ к потребителям	4÷6
Для синхронных компенсаторов	25÷40
Всех цепей РУ: 35кВ	60÷70
110кВ	75÷100
220кВ	100÷150

Для шин подстанций длина проводов принимается на 15-20% ниже указанных значений.

По формуле (5.15), приняв длину алюминиевых соединительных проводников $l_{пров.} = 40$ м, а сечение 4мм^2 , находим

$$R_{2,пр.} = \frac{0,028 \cdot 40}{4} = 0,28 \text{ Ом.}$$

Расчетная вторичная нагрузка трансформаторов тока составляет $z_{2,расч} \approx 0,22 + 0,28 + 0,1 = 0,6 \text{ Ом.}$

Расчетные и номинальные данные по выбору трансформаторов тока сведены в таблицу 5.13.

Таблица 5.13

Номинальные параметры ТШЛ – 20Б – I	Расчетные величины
$U_{ном.ТТ} = 20 \text{ кВ}$	$U_{ном.с} = 10 \text{ кВ}$
$I_{1,ном.} = 6000 \text{ А}$	$I_{раб.ут.} = 5811 \text{ А}$
$(k_{мер} \cdot I_{мер})^2 \cdot t_{мер} = (20 \cdot 6)^2 \cdot 3 = 3675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B = 344,31 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$z_{2,ном} = 1,2 \text{ Ом}$	$z_{2,расч} = 0,6 \text{ Ом}$

По электродинамической стойкости шинные трансформаторы тока не проверяются.

Пример выбора трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения (ТН) выбирается на сборных шинах 6 кВ рассматриваемой подстанции.

Одновременно питание измерительных приборов и контроль состояния изоляции осуществляется через трехфазный пятистержневой трансформатор напряжения типа НАМИ (напряжения, антирезонансный, с масляной изоляцией, для контроля состояния изоляции). Схема присоединения обмоток измерительных приборов к НАМИ представлены на рис. 5.6.

Суммарная мощность, потребляемая измерительными приборами, приведена в таблице 5.14.

Таблица 5.14

Приборы	Тип	$S_{ном}$, потребляемая одной катушкой, ВА	Число катушек	$\cos\phi$ приборов	Кол-во приборов	Суммарная потребляемая мощность	
						$P_{пр}$, Вт	$Q_{пр}$, вар
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	2	6	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	2	6	-
Счетчик активной энергии	СА4У	2Вт	2	0,25	12	48	185,76
Счетчик реактивной энергии	СР4У	3вар	2	0,25	2	12	46,44
Вольтметр	Э-378	2	1	1	4	8	-
Вольтметр регистрирующий	Н-343	10	1	1	1	10	-
Итого:	-	-		-	-	90	232,2

Суммарная полная мощность, потребляемая приборами

$$S_{приб} = \sqrt{\Sigma P_{пр}^2 + \Sigma Q_{пр}^2} = \sqrt{90^2 + 232,2^2} = 249,03 \text{ ВА.}$$

Т.к. установлены счетчики, то класс точности ТН должен быть 0,5. Для НАМИ – $S_{ном.ТН} = 120 \text{ ВА}$, но эта мощность меньше расчетной. Устанавливаем дополнительно два однофазных ТН типа НОМ с $S_{ном.ТН} = 75 \text{ ВА}$, включенных по схеме неполного треугольника (рис.5.6).

Расчетные величины, номинальные параметры трансформатора напряжения и условия выбора приведены в таблице 5.15.

Таблица 5.15

Параметры трансформатора напряжения НАМИ-10-66У3	Расчетные величины
Внутренняя установка	ЗРУ
$U_{ном.ТН} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$S_{ном.ТН} = 120 + 75 \cdot 2 \text{ ВА}$	$S_{приб} = 249,03 \text{ ВА}$

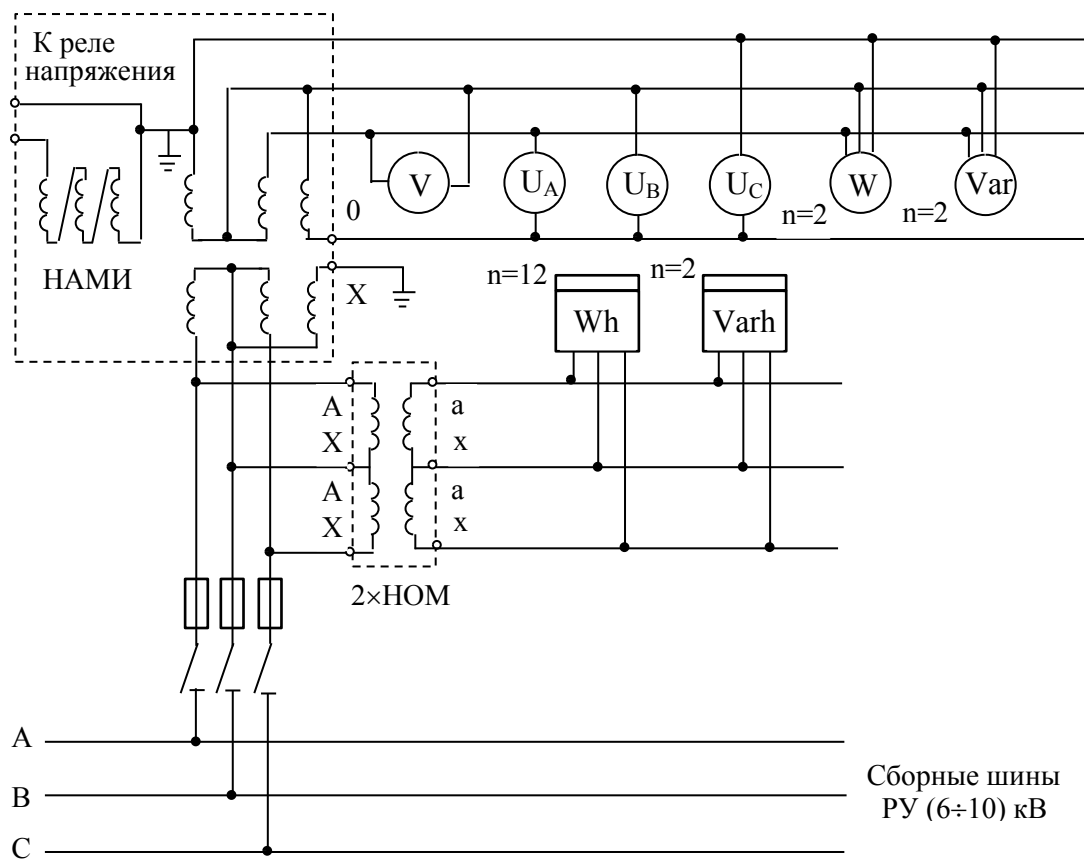


Рис. 5.6 Схема присоединения приборов к измерительному ТН типа НАМИ

Принимаем к установке трехфазный пятистержневой трансформатор напряжения типа НАМИ-10-66УЗ и 2 НОМ [6], которые в классе точности 0,5 обеспечивают необходимую мощность, потребляемую измерительными приборами. Трансформатор напряжения присоединяется к шинам РУ-10 кВ через плавкие предохранители типа ПКТ 101-10-20.

Пример выбора шинной конструкции

В качестве примера выбираются соединительные шины, для подключения сдвоенного реактора к сборным шинам 6 кВ с $I_{\text{раб.утж}}=2 \cdot 963=1963\text{А}$; $I_{\text{раб.норм}}=963\text{А}$ (см. главу 3).

Приняв график нагрузки всех РП, приведенный в главе 2, где T_{max} рассчитано и равно 3714 часов, по [1, таблица 10.1] для алюминиевых шин определяется $j_{\text{эк}}=1,1 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$. Тогда экономически целесообразное сечение составит

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{раб.норм}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{963}{1,1} = 875 \text{ мм}^2.$$

По таблице 7.3 /1/ выбираются двухполосные шины $2(80 \times 6) \text{ мм}^2 = 960 \text{ мм}^2$ с $I_{\text{дл.доп}} = 1630 \text{ А}$, что меньше $I_{\text{раб.утж}} = 1963 \text{ А}$, поэтому сечение шин увеличивается до $2(100 \times 6)$ с $I_{\text{дл.доп}} = 1935 \text{ А} \approx I_{\text{раб.утж}} = 1963 \text{ А}$.

Далее выбранные по условиям длительного режима алюминиевые двухполосные шины сечением $2(100 \times 6) \text{ мм}^2$ проверяются по электродинамической и электротермической стойкости к токам короткого замыкания. Предварительно следует задаться расчетными условиями короткого замыкания. За расчетную принята точка перед реактором (КЗ' рис.5.1), что равносильно короткому замыканию на сборных шинах в наиболее тяжелых условиях: секционный выключатель включен, Q2- отключен, ток в месте КЗ складывается из тока от системы при отключенном Q2 и тока от двух синхронных компенсаторов, т.е. расчетная схема типа «система-генератор». За расчетный вид принято трехфазное КЗ, расчетное время $t_{\text{откл}} = t_{\text{осн.рз}} + t_{\text{полн.выкл.}}$.

Так как линейный реактор присоединяется к сборным шинам 6кВ без выключателя, то КЗ на выбираемой ошиновке отключается релейной защитой сборных шин, а это поперечная дифференциальная защита, время её действия может быть принято $t_{\text{осн.рз}} = 0,2 \text{ с}$, а за полное время выключателя выбрано время отключения выключателя ввода типа МГУ-20, равное $0,2 \text{ с}$, т. е. $t_{\text{откл}} = 0,2 + 0,2 = 0,4 \text{ с}$.

Ударный ток КЗ рассчитан ранее и равен $73,31 \text{ кА}$ (см. табл. 5.4)

а) проверка выбранного сечения по электродинамической стойкости:

Предполагаем, что шины располагаются в горизонтальной плоскости, плашмя на изоляторе, (рис.5.3), расстояние между фазами $a=30 \text{ см}$, расстояние между изоляторами одной фазы (длина пролета) $l=120 \text{ см}$, расстояние между двумя соседними дистанционными прокладками $l_n = 60 \text{ см}$.

Расчет ведется согласно ранее приведенным формулам (5.18-5.27)

$$1) F_{\text{ф.расч}} = 1,73 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{120}{30} \cdot 73,31^2 \cdot 10^6 = 3719 \text{ Н} = 3,72 \text{ кН}$$

2) Проверяем расчетную силу на головку изолятора ИО-10-7,5УЗ ([1], таблица 5.7)

$$3,72 \cdot \frac{120}{120+9} = 3,47 \leq 0,6 \cdot 7,5 = 4,5 \text{ кН}.$$

$$3) M_{\text{ф.изг}} = 3,72 \cdot 120 = 446,4 \text{ кН} \cdot \text{см}.$$

$$4) 2W_y = \frac{2 \cdot 0,6 \cdot 10^2}{6} = 20 \text{ см}^3$$

$$5) \sigma_{\text{ф.расч}} = \frac{446,4}{12 \cdot 20} = 1,86 \text{ кН} / \text{см}^2 = 18,6 \text{ МПа}.$$

$$6) F_{n.расч} = 0,25 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{40}{0,6} \cdot 73,31^2 \cdot 10^6 \cdot 0,2 = 1791Н = 1,8кН,$$

где $\kappa_{\phi} = 0,2$ ([3], рисунок 6.5)

$$7) M_{n.изг} = 1,8 \cdot 40 = 72кН \cdot см.$$

$$8) W_x = \frac{10 \cdot 0,6^2}{6} = 0,6см^3$$

$$9) \sigma_{n.расч} = \frac{72}{12 \cdot 0,6} = \frac{72}{7,2} = 10кН \cdot см^2 = 100МПа.$$

$$10) \sigma_{расч} = 100 + 18,6 = 118,6 \gg 9 \text{ МПа} \text{ ([1], таблица 1.16).}$$

Шины сечением $2 \times (100 \times 6)$ электродинамически нестойки к расчетному току КЗ.

Есть два пути увеличения электродинамической стойкости: увеличение сечения шин и сокращение расстояния между прокладками до $l_n = 40$ см и между изоляторами l одной фазы. Уменьшение l нерационально, оно и так невелико.

Далее проверяются шины сечением $2 \times (100 \times 8)$ мм² при расстоянии между прокладками, равном 40 см.

Расчетное напряжение в материале шин, обусловленное внешней электродинамической силой $\sigma_{\phi.расч}$ составит:

$$1) 2W_y = \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 10^2}{6} = 26,6см^3;$$

$$2) \sigma_{\phi.расч} = \frac{446,4}{26,6 \cdot 12} = 1,39кН / см^2 = 13,9МПа;$$

$$3) F_{n.расч} = 0,25 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{40}{0,8} \cdot 73,31^2 \cdot 10^6 \cdot 0,2 = 1344Н = 1,34кН;$$

$$4) M_{n.изг} = 1,34 \cdot 40 = 53,76кН \cdot см;$$

$$5) W_x = \frac{10 \cdot 0,8^2}{6} = 1,06см^3;$$

$$6) \sigma_{n.расч} = \frac{1,34 \cdot 40}{12 \cdot 1,06} = \frac{53,76}{12,72} = 4,186кН \cdot см^2 = 41,86МПа;$$

$$\sigma_{расч} = 41,86 + 13,9 = 55,76 < 91МПа.$$

КАБЕЛЬНЫЕ ИЗДЕЛИЯ

Таблица 5.9

Допустимый длительный ток для кабелей с медными жилами с бумажной пропитанной маслोकанифольной и нестекающей массами изоляцией в свинцовой оболочке, прокладываемых в земле

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей					четырёхжильных до 1 кВ
	одножильных до 1 кВ	двухжильных до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			
			до 3	6	10	
6	-	80	70	-	-	-
10	140	105	95	80	-	85
16	175	140	120	105	95	115
25	235	185	160	135	120	150
35	285	225	190	160	150	175
50	360	270	235	200	180	215
70	440	325	285	245	215	265
95	520	380	340	295	265	310
120	595	435	390	340	310	350
150	675	500	435	390	355	395
185	755	-	490	440	400	450
240	880	-	570	510	460	-
300	1000	-	-	-	-	-
400	1220	-	-	-	-	-
500	1400	-	-	-	-	-
625	1520	-	-	-	-	-
800	1700	-	-	-	-	-

Таблица 5.10

Допустимый длительный ток для кабелей с медными жилами с бумажной пропитанной маслोकанифольной и нестекающей массами изоляцией в свинцовой оболочке, прокладываемых в воде

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей			
	трехжильных напряжением, кВ			четырёхжильных до 1 кВ
	до 3	6	10	
16	-	135	120	-
25	210	170	150	195
35	250	205	180	230
50	305	255	220	285
70	375	310	275	350
95	440	375	340	410
120	505	430	395	470
150	565	500	450	-
185	615	545	510	-
240	715	625	585	-

Таблица 5.11

Допустимый длительный ток для кабелей с медными жилами с бумажной пропитанной маслоканифольной и нестекающей массами изоляцией в свинцовой оболочке, прокладываемых в воздухе

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей					
	одножильных до 1 кВ	двухжильных до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			четырёхжильных до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	-	55	45	-	-	-
10	95	75	60	55	-	-
16	120	95	80	65	60	80
25	160	130	105	90	85	100
35	200	150	125	110	105	120
50	245	185	155	145	135	145
70	305	225	200	175	165	185
95	360	275	245	215	200	215
120	415	320	285	250	240	260
150	470	375	330	290	270	300
185	525	-	375	325	305	340
240	610	-	430	375	350	-
300	720	-	-	-	-	-
400	880	-	-	-	-	-
500	1020	-	-	-	-	-
625	1180	-	-	-	-	-
800	1400	-	-	-	-	-

Таблица 5.12

Допустимый длительный ток для кабелей с алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной маслоканифольной и нестекающими массами изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемых в земле

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей					
	одножильных до 1 кВ	двухжильных до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			четырёхжильных до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	-	60	55	-	-	-
10	110	80	75	60	-	65
16	135	110	90	80	75	90
25	180	140	125	105	90	115
35	220	175	145	125	115	135
50	275	210	180	155	140	165
70	340	250	220	190	165	200
95	400	290	260	225	205	240
120	460	335	300	260	240	270
150	520	385	335	300	275	305
185	580	-	380	340	310	345
240	675	-	440	390	355	-
300	770	-	-	-	-	-

Окончание таблицы 5.12						
Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей					четырёхжильных до 1 кВ
	одножильных до 1 кВ	двухжильных до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			
			до 3	6	10	
400	940	-	-	-	-	-
500	1080	-	-	-	-	-
625	1170	-	-	-	-	-
800	1310	-	-	-	-	-

Таблица 5.13

Допустимый длительный ток для кабелей с алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной маслоканифольной и нестекающей массами изоляцией в свинцовой оболочке, прокладываемых в воде

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей трехжильных напряжением, кВ			Четырёхжильных до 1 кВ
	До 3	6	10	
16	-	105	90	-
25	160	130	115	150
35	190	160	140	175
50	235	195	170	220
70	290	240	210	270
95	340	290	260	315
120	390	330	305	360
150	435	385	345	-
185	475	420	390	-
240	550	480	450	-

Таблица 5.14

Допустимый длительный ток для кабелей с алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной маслоканифольной и нестекающей массами изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемых в воздухе

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей					четырёхжильных до 1 кВ
	одножильных до 1 кВ	двухжильных до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			
			до 3	6	10	
6	-	42	35	-	-	-
10	75	55	46	42	-	45
16	90	75	60	50	46	60
25	125	100	80	70	65	75
35	155	115	95	85	80	95
50	190	140	120	110	105	110
70	235	175	155	135	130	140
95	275	210	190	165	155	165
120	320	245	220	190	185	200
150	360	290	255	225	210	230

Окончание таблицы 5.14

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей					
	одножильных до 1 кВ	двухжильных до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			четырёхжильных до 1 кВ
185	405	-	290	250	235	260
240	470	-	330	290	270	-
300	555	-	-	-	-	-
400	675	-	-	-	-	-
500	785	-	-	-	-	-
625	910	-	-	-	-	-
800	1080	-	-	-	-	-

Таблица 5.15

Допустимый длительный ток для трехжильных кабелей напряжением 6 кВ с медными жилами с обедненнопропитанной изоляцией в общей свинцовой оболочке, прокладываемых в земле и воздухе

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А		Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А	
	в земле	в воздухе		в земле	в воздухе
16	90	65	70	220	170
25	120	90	95	265	210
35	145	110	120	310	245
50	180	140	150	355	290

Таблица 5.16

Допустимый длительный ток для трехжильных кабелей напряжением 6 кВ с алюминиевыми жилами с обедненнопропитанной изоляцией в общей свинцовой оболочке, прокладываемых в земле и воздухе

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А		Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А	
	в земле	в воздухе		в земле	в воздухе
16	70	50	70	170	130
25	90	70	95	205	160
35	110	85	120	240	190
50	140	110	150	275	225

Таблица 5.17

Допустимый длительный ток для кабелей с отдельно освинцованными медными жилами с бумажной пропитанной маслоканифольной и нестекающей массаами изоляцией, прокладываемых в земле, воде, воздухе

Сечение токопроводящей жилы, мм	Ток, А, для трехжильных кабелей напряжением, кВ					
	20			35		
	при прокладке					
	в земле	в воде	в воздухе	в земле	в воде	в воздухе
25	110	120	85	-	-	-
35	135	145	100	-	-	-
50	165	180	120	-	-	-
70	200	225	150	-	-	-
95	240	275	180	-	-	-
120	275	315	205	270	290	205
150	315	350	230	310	-	230
185	355	390	265	-	-	-

Таблица 5.18

Допустимый длительный ток для кабелей с отдельно освинцованными алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной маслоканифольной и нестекающей массаами изоляцией, прокладываемых в земле, воде, воздухе

Сечение токопроводящей жилы, мм	Ток, А, для трехжильных кабелей напряжением, кВ					
	20			35		
	при прокладке					
	в земле	в воде	в воздухе	в земле	в воде	в воздухе
25	85	90	65	-	-	-
35	105	110	75	-	-	-
50	125	140	90	-	-	-
70	155	175	115	-	-	-
95	185	210	140	-	-	-
120	210	245	160	210	225	160
150	240	270	175	240	-	175
185	275	300	205	-	-	-

Таблица 5.19

Допустимый длительный ток для кабелей 10 кВ с медными или алюминиевыми жилами сечением 95 мм², прокладываемых в блоках

Группа	Конфигурация блоков	№ канала	Ток I ₀ , А для кабелей	
			медных	алюминевых
I		1	191	147
II		2	173	133
		3	167	129
III		2	154	119
IV		2	147	113
		3	138	106
V		2	143	110
		3	135	104
		4	131	101
		5	127	98
VI		2	140	103
		3	132	102
		4	118	91
VII		2	136	105
		3	132	102
		4	119	92
		5	115	89
VIII		2	135	104
		3	124	96
		4	104	80
		5	100	77
IX		2	135	104
		3	118	91
		4	100	77
		5	96	73
X		2	133	102
		3	116	90
		4	81	62
		5	78	59
XI		2	129	99
		3	114	88
		4	79	55
		5	76	52

Таблица 5.20

Поправочный коэффициент α на сечение кабеля

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Коэффициент для номера канала в блоке			
	1	2	3	4
25	0,44	0,46	0,47	0,51
35	0,54	0,57	0,57	0,60
50	0,67	0,69	0,69	0,71
70	0,81	0,84	0,84	0,85
95	1,00	1,00	1,00	1,00
120	1,14	1,13	1,13	1,12
150	1,31	1,30	1,29	1,26
185	1,50	1,46	1,45	1,38
240	1,78	1,70	1,68	1,55

Допустимые длительные токи для кабелей, прокладываемых в двух параллельных блоках одинаковой конфигурации, должны уменьшаться путем умножения на коэффициенты, выбираемые в зависимости от расстояния между блоками:

Расстояние между блоками, мм	500	1000	1500	2000	2500	3000
Коэффициент	0,85	0,89	0,91	0,93	0,95	0,96

Таблица 5.21

Поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле (в трубах или без труб)

Расстояние между кабелями в свету, мм ²	Коэффициент при количестве кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1,00	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200	1,00	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,00	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

Таблица 5.22

Поправочный коэффициент на допустимый длительный ток для кабелей, проложенных в земле, в зависимости от удельного сопротивления земли

Характеристика земли	Удельное сопротивление см К/Вт	Поправочный коэффициент
Песок влажностью более 9 %, песчано-глинистая почва влажностью более 1 %	80	1,05
Нормальная почва и песок влажностью 7 - 9 %, песчано-глинистая почва влажностью 12 - 14 %	120	1,00
Песок влажностью более 4 и менее 7 %, песчано-глинистая почва влажностью 8 - 12 %	200	0,87
Песок влажностью до 4 %, каменистая почва	300	0,75

Примечание: – при удельном сопротивлении земли, отличающемся от 120 см К/Вт, необходимо к токовым нагрузкам, указанным в упомянутых ранее таблицах, применять поправочные коэффициенты

Таблица 5.23

Допустимый длительный ток для одножильных кабелей с медной жилой с бумажной пропитанной маслоканифольной и нестекающей массами изоляцией в свинцовой оболочке, небронированных, прокладываемых в воздухе

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток*, А, для кабелей напряжением, кВ		
	до 3	20	35
10	85/-	-	-
16	120/-	-	-
25	145/-	105/110	-
35	170/-	125/135	-
50	215/-	155/165	-
70	260/-	185/205	-
95	305/-	220/255	-
120	330/-	245/290	240/265
150	360/-	270/330	265/300
185	385/-	290/360	285/335
240	435/-	320/395	315/380
300	460/-	350/425	340/420
400	485/-	370/450	-
500	505/-	-	-
625	525/-	-	-
800	550/-	-	-

В числителе указаны токи для кабелей, расположенных в одной плоскости с расстоянием в свету 35 - 125 мм, а знаменателе - для кабелей, расположенных вплотную треугольником.

Таблица 5.24

Допустимый длительный ток для одножильных кабелей с алюминиевой жилой с бумажной пропитанной маслоканифольной и нестекающей массами изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, небронированных, прокладываемых в воздухе

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток*, А, для кабелей напряжением, кВ		
	до 3	20	35
10	65/-	-	-
16	90/-	-	-
25	110/-	80/85	-
35	130/-	95/105	-
50	165/-	120/130	-
70	200/-	140/160	-
95	235/-	170/195	-
120	255/-	190/225	185/205
150	275/-	210/255	205/230
185	295/-	225/275	220/255
240	335/-	245/305	245/290
300	355/-	270/330	260/330
400	375/-	285/350	-
500	390/-	-	-
625	405/-	-	-
800	425/-	-	-

Таблица 5.25

Допустимая кратковременная перегрузка для кабелей напряжением до 10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией

Коэффициент предварительной нагрузки	Вид прокладки	Допустимая перегрузка по отношению к номинальной в течение, ч		
		0,5	1,0	3,0
0,6	В земле	1,35	1,30	1,15
	В воздухе	1,25	1,15	1,10
	В трубах (в земле)	1,20	1,10	1,0
0,8	В земле	1,20	1,15	1,10
	В воздухе	1,15	1,10	1,05
	В трубах (в земле)	1,10	1,05	1,00

Таблица 5.26

Допустимая на период ликвидации послеаварийного режима перегрузка для кабелей напряжением до 10 кВ с бумажной изоляцией

Коэффициент предварительной нагрузки	Вид прокладки	Допустимая перегрузка по отношению к номинальной при длительности максимума, ч		
		1	3	6
0,6	В земле	1,5	1,35	1,25
	В воздухе	1,35	1,25	1,25
	В трубах (в земле)	1,30	1,20	1,15
0,8	В земле	1,35	1,25	1,20
	В воздухе	1,30	1,25	1,25
	В трубах (в земле)	1,20	1,15	1,10

Примечание: Для кабельных линий, находящихся в эксплуатации более 15 лет, перегрузки должны быть понижены на 10 %. Перегрузка кабельных линий напряжением 20 - 35 кВ не допускается.

Таблица 5.27

Поправочные коэффициенты на токи для кабелей, неизолированных и изолированных проводов и шин в зависимости от температуры земли и воздуха

Условная температура среды, °С	Нормированная температура жил, °С	Поправочные коэффициенты на токи при расчетной температуре среды											
		-5 и ниже	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
15	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68
25	80	1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,74
25	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
15	65	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
25	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
15	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,75	0,47
25	60	1,36	1,31	1,25	1,20	1,13	1,07	1,00	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
15	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1,00	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
25	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
15	50	1,25	1,20	1,14	1,07	1,00	0,93	0,84	0,76	0,66	0,54	0,37	-
25	50	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,00	0,89	0,78	0,63	0,45	-

Таблица 5.28

Поправочные коэффициенты для кабелей, работающих при номинальном напряжении

Рабочее напряжение, кВ	Поправочные коэффициенты для кабелей с номинальным напряжением, кВ					
	6		10		20	
	проложенных					
	в земле	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле	в воздухе
6	1,0	1	1,06	1,07	—	—
10	0,95	0,94	1	1	1,13	1,18
20	—	—	0,84	0,79	1	1

Таблица 5.29

Марки и преимущественные области применения маслонаполненных кабелей 110 – 500 кВ

Марка	Элемент конструкции	Применение
МНАШв	Маслонаполненный, низкого давления, в алюминиевой оболочке, в шланге из поливинилхлоридного пластика	В каналах зданий, в туннелях
МНАгШв	То же, в алюминиевой гофрированной оболочке	То же
МНАШву	Маслонаполненный, низкого давления, в алюминиевой оболочке, в шланге из поливинилхлоридного пластика с усиленным защитным слоем под шлангом	В земле, в траншеях, если кабель не подвергается растягивающим усилиям и защищен от механических повреждений
МНАгШву	То же в алюминиевой гофрированной оболочке	То же
МНСА	Маслонаполненный, низкого давления, в свинцовой оболочке, с упрочняющим и защитным покровом	В каналах зданий в туннелях
МНСК	Маслонаполненный, низкого давления, в свинцовой оболочке, с упрочняющим и защитным покровом из слоев битумного состава, полиэтилентерефталатных лент (или резиновых лент) и пропитанной кабельной пряжи или стеклопряжи)	В земле (в траншеях)', если кабель не подвергается растягивающим усилиям и защищен от механических повреждений
МНСШв	Маслонаполненный, низкого давления, в свинцовой оболочке, с упрочняющим покровом, с подушкой, с броней из круглых стальных оцинкованных проволок, с наружным покровом из слоев битумного состава, полиэтилентерефталатных лент (или резиновых лент) и пропитанной кабельной пряжи или стеклопряжи)	Под водой в болотистой местности, где кабель подвергается растягивающим усилиям и где требуется его дополнительная механическая защита

Окончание таблицы 5.29

Марка	Элемент конструкции	Применение
МВДТ	Маслонаполненный, низкого давления, в свинцовой оболочке, с упрочняющим покровом, в шланге из поливинилхлоридного пластика	В земле (в траншеях), если кабель не подвергается растягивающим усилиям и защищен от механических повреждений, а также в каналах зданий и туннелях
МВДТк	Маслонаполненный, высокого давления, в контейнере с маслом	Эксплуатация в стальном трубопроводе с маслом под давлением, прокладываемом в туннелях, в земле и под водой

Примечание: 1. Продолжительно (длительно) допустимая температура токопроводящих жил кабелей, проложенных в земле, воздухе и под водой, составляет 85 °С (для кабелей на напряжение 110, 150 и 220 кВ) и 75 °С (для кабелей на напряжение 330, 380 и 600 кВ и кабелей марок МНСА, МНСК).

2. Максимально допустимая температура жил кабелей во время эксплуатации не должна превышать 80 °С (для кабелей на напряжение 110, 150 и 220 кВ) и 80 °С (для кабелей на напряжение 330, 380 и 600 кВ и кабелей марок МНСА и МНОК при продолжительности непрерывной работы кабелей в условиях перегрузки не более 100 ч, если коэффициент заполнения суточного графика нагрузки не превышает 0,8, и не более 50 ч, если коэффициент превышает 0,8).

3. К марке кабеля, пропитанного синтетическим маслом, добавляется буква С. К марке кабеля, предназначенного для работы при температуре 85 или 75 °С добавляется буква Т

Таблица 5.30

Номинальное сечение жил маслонаполненных кабелей 110 — 500 кВ

Номинальное напряжение, кВ	Номинальное сечение жилы, мм ² , кабелей	
	Низкого давления	Высокого давления
110	120, 150, 185, 240(270), 300(350), 400, 500(550), 625, 800	120, 150, 185, 240(270), 300, 400, 500(550), 625(700)
150	240(270), 300(350), 400, 500(550), 625, 800	
220	300(350), 400, 500(550), 625, 800	300, 400, 500(550), 625(700)
330		400, 500(550), 625(700)
380		400, 500(550), 625(700)
500	(550), 625(700)	

Примечания: 1. В скобках указаны сечения кабелей, которые изготавливаются в технически обоснованных случаях по согласованию между потребителем и изготовителем.

Таблица 5.31

Допустимые продолжительные (длительные) токи для маслонаполненных кабелей 110 и 220 кВ марки МВДТ, проложенных в воздухе

Номинальное напряжение,	Коэффициент заполнения	Допустимый продолжительный (длительный) ток, А,									
		150	185	240	270	300	400	500	550	625	
110	1	420	470	550	590	—	730	830	—	920	
220	1	—	—	—	—	530	630	700	730	770	

Таблица 5.32

**Марки и преимущественные области применения кабелей 110 кВ с
пластмассовой изоляцией**

Марка	Элемент конструкции	Применение
АПвП	Кабель с алюминиевой жилой с изоляцией из вулканизированного полиэтилена в оболочке из полиэтилена	В земле в бетонных лотках с засыпкой специальным грунтом и с защитой бетонными плитами от механических повреждений. Допускается в земляной траншее с засыпкой обычным грунтом при работе кабеля с недогрузкой и при условии его защиты от механических повреждений
АПвПс	То же в оболочке из самозатухающего полиэтилена	То же в каналах зданий и в туннелях
АПвВ	Кабель с алюминиевой жилой с изоляцией из вулканизированного полиэтилена в оболочке из поливинилхлоридного пластика	В каналах зданий и туннелях

Примечания: 1. Продолжительно (длительно) допустимая температура токопроводящих жил кабелей составляет 90 °С

2. Максимально допустимая температура токопроводящих жил кабелей во время эксплуатации не должна превышать 130 °С, а при токах КЗ — 250 °С.

Таблица 5.33

**Допустимые продолжительные (длительные) токи для маслонаполненных
кабелей 110 и 220 кВ марки МВДТ, проложенных в воздухе**

Номинальное напряжение, кВ	Коэффициент заполнения суточного графика нагрузки	Допустимый продолжительный (длительный) ток, А, для кабелей с сечением жилы, мм ²								
		150	185	240	270	300	400	500	550	625
110	1	420	470	550	590	—	730	830	—	920
220	1	—	—	—	—	530	630	700	730	770

Таблица 5.39

**Марки и преимущественные области применения кабелей 110 кВ с
пластмассовой изоляцией**

Марка	Элемент конструкции	Применение
АПвП	Кабель с алюминиевой жилой с изоляцией из вулканизированного полиэтилена в оболочке из полиэтилена	В земле в бетонных лотках с засыпкой специальным грунтом и с защитой бетонными плитами от механических повреждений. Допускается в земляной траншее с засыпкой обычным грунтом при работе кабеля с недогрузкой и при условии его защиты от механических повреждений
АПвПс	То же в оболочке из самозатухающего полиэтилена	То же в каналах зданий и в туннелях
АПвВ	Кабель с алюминиевой жилой с изоляцией из вулканизированного полиэтилена в оболочке из поливинилхлоридного пластика	В каналах зданий и туннелях

Примечания: 1. Источник — Каталог 19.30.09—83.

2. Продолжительно (длительно) допустимая температура токопроводящих жил кабелей составляет 90 °С

3. Максимально допустимая температура токопроводящих жил кабелей во время эксплуатации не должна превышать 130 °С, а при токах КЗ — 250 °С.

Таблица 5.40

**Допустимы продолжительные (длительные) токи для кабелей 110 кВ с
изоляцией из вулканизированного полиэтилена**

Удельное термическое сопротивление грунта, К м/Вт	Коэффициент заполнения суточного графика нагрузки	Материал жилы	Допустимый продолжительный (длительный) ток, А, для кабелей с сечением жилы, мм ²								
			150	185	240	300	400	500	625	800	1000
Одноцепная линия, проложенная в земле											
1,2	0,8	Алюминий	350	395	455	515	600	650	745	835	915
1,6	0,8	Алюминий	320	360	410	465	540	610	665	740	810
1,2	0,8	Медь	450	505	585	660	765	860	945	1055	1150
1,6	0,8	Медь	410	460	525	590	655	770	845	940	1020
Двухцепная линия, проложенная в земле											
1,2	0,8	Алюминий	330	375	480	485	565	635	695	775	845
1,6	0,8	Алюминий	300	335	385	435	505	565	615	685	740
1,2	0,8	Медь	425	475	550	615	715	800	880	975	1065
1,6	0,8	Медь	385	430	490	550	640	715	780	865	935
Линия, проложенная в воздухе треугольником											
—	1	Алюминий	415	470	545	620	725	820	910	1015	1110
—	1	Медь	525	590	680	765	890	990	1090	1205	1310

Примечание: Допустимые продолжительные (длительные) токи приведены для расчетной температуры жилы 90 °С.

Таблица 5.41

Удельные емкостные токи однофазного замыкания на землю кабелей 6—35 кВ с бумажной изоляцией с вязкой пропиткой

Сечение жилы, мм ²	Удельные токи замыкания на землю, А/км, кабелей			
	с поясной изоляцией напряжением, кВ		с отдельно освинцованными жилами напряжением, кВ	
	6	10	20	35
10	0,33	—	—	—
16	0,37	0,52	—	—
25	0,46	0,62	2	—
35	0,62	0,69	2,2	—
50	0,69	0,77	2,6	—
70	0,71	0,9	2,8	3,7
95	0,82	1	3,1	4,1
120	0,89	1,1	3,4	4,4
150	1,1	1,3	3,7	4,8
185	1,2	1,4	4	—
240	1,3	1,6	—	—
300	1,6	1,8	—	—
400	1,7	2	—	—
500	2	2,3	—	—

Таблица 5.42

Экономическая мощность линий 6—35 кВ, выполненных кабелями с вязкой пропиткой, МВт

Сечение жилы, мм ²	Медные жилы		Алюминиевые жилы									
			Европейская часть СССР, Забайкалье, Закавказье и Дальний Восток					Центральная Сибирь, Казахстан и Средняя Азия				
	Напряжение, кВ											
	6	10	20	35	6	10	20	35	6	10	20	35
10	0,24	—	—	—	0,13	—	—	—	0,16	—	—	—
16	0,4	0,7	—	—	0,22	0,4	—	—	0,25	0,4	—	—
25	0,6	1,0	2,0	—	0,3	0,6	1,1	—	0,4	0,7	1,3	—
35	0,9	1,4	2,9	—	0,5	0,8	1,6	—	0,6	0,9	1,8	—
50	1,2	2,0	4,1	—	0,7	1,1	2,3	—	0,8	1,3	2,6	—
70	1,7	2,9	5,7	10,0	1,0	1,6	3,2	5,6	1,1	1,8	3,6	6,4
95	2,3	3,9	7,8	13,8	1,3	2,2	4,4	7,6	1,5	2,5	5,0	8,7
120	2,9	4,9	9,8	17,2	1,6	2,8	5,5	9,6	1,9	3,1	6,3	11,0
150	3,7	6,1	12,3	21,5	2,1	3,4	6,9	12,0	2,5	3,9	7,8	13,8
185	5,5	7,5	15,2	26,5	2,5	4,2	8,5	14,8	2,8	4,6	9,2	17,0
240	5,9	9,8	19,7	34,3	3,3	5,5	11,0	19,2	3,8	6,3	12,6	22,0
300	—	—	24,6	43,0	—	—	18,4	32,1	—	—	21,0	36,7

Таблица 5.43

Экономическая мощность линий 110—500 кВ, выполненных
маслонаполненными кабелями с медными жилами, МВт

Напряжение, кВ	Сечение жилы, мм ²													
	150	185	240	270	300	350	400	425	500	550	625	650	700	800
110	67,5	82,7	107	123	184	159	179	193	224	248	282	293	313	358
220	—	—	214	245	268	318	358	386	448	496	564	58B	62S	7111
330	—	—	—	—	—	—	—	—	—	744	—	—	—	—
500	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1115	—	—	—	—

Таблица 5.44

Поправочные коэффициенты к таблицам 5.43 и 5.44

Кабели с бумажной изоляцией	T _{max} =1000 – 3000	T _{max} >5000
С медными жилами	1,2	0,8
С алюминиевыми жилами:		
европейская часть СССР, Закавказье, Забайкалье и Дальний Восток	1,14	0,86
Центральная Сибирь, Казахстан и Средняя Азия	1,12	0,94

Таблица 5.45

Допустимая длительная мощность (по нагреву) кабельных линий 6—10 кВ,
МВ-А

Сечение жилы, мм ²	Кабели с бумажной изоляцией						Кабели с пластмассовой изоляция	
	6 кВ			10 кВ			6 кВ	
	В земле	В воздухе	В воде ¹	В земле	В воздухе	В воде ¹	В земле	В воздухе
Медные жилы								
10	0,7	0,6	0,9				0,9	0,6
16	0,9	0,8	1,3	1,6	1,3	2,0	1,1	0,7
25	1,3	1,1	1,7	1,9	1,8	2,5	1,4	0,9
35	1,5	1,5	2,0	2,4	2,2	3,1	1,8	1,1
50	2,0	1,8	2,5	2,9	2,7	3,9	2,1	1,6
70	2,4	2,3	3,1	3,5	3,5	4,5	2,7	1-8
95	2,8	2,7	3,7	4,3	4,2	5,7	3,2	2,3
120	3,4	3,2	4,3	5,0	4,8	6,6	3,7	2,7
150	3,8	3,7	5,0	5,8	5,5	7,5	4,2	3,1
185	4,3	4,2	5,6	6,5	6,3	8,5	4,8	3,6
240	4,9	4,8	6,4	7,5	8,2	9,8	5,6	4,0
Алюминиевые жилы								
10	0,6	0,5	0,7				0,7	0,4
16	0,7	0,6	0,9	1,0	0,9	1,6	0,9	0,6
25	0,9	0,9	1,3	1,5	1,3	1,9	1,1	0,8
35	1,3	1,0	1,5	1,9	1,8	2,4	1,3	0,9
50	1,5	1,4	2,0	2,3	2,0	2,9	1,7	1,1
70	1,8	1,7	2,4	2,7	2,5	3,5	2,0	1,4

Окончание таблицы 5.45

Сечение жилы, мм ²	Кабели с бумажной изоляцией						Кабели с пластмассовой изоляцией	
	6 кВ			10 кВ			6 кВ	
	В земле	В воздухе	В воде ¹	В земле	В воздухе	В воде ¹	В земле	В воздухе
95	2,2	2,1	2,8	3,4	3,1	4,3	2,5	1,8
120	2,5	2,4	3,4	3,9	3,6	5,0	2,8	2,0
150	2,9	2,7	3,8	4,5	4,1	5,7	3,3	2,5
185	3,4	3,1	4,3	5,0	4,6	6,6	3,7	2,7
240	3,8	3,7	4,9	5,8	5,5	7,6	4,2	3,1

¹ – Для кабелей в свинцовой оболочке.

Таблица 5.46

Допустимая длительная мощность (по нагреву) кабельных линий 20—35 кВ, МВА

Сечение жилы, мм ²	20 кВ			35 кВ		
	В земле	В воздухе	В воде ¹	В земле	В воздухе	В воде ¹
Медные жилы						
25	3,6	2,7	3,9	—	—	—
35	4,4	3,3	4,7	—	—	—
50	5,4	3,9	5,9	—	—	—
70	6,6	4,9	7,4	—	—	—
95	7,9	5,9	9,0	—	—	—
120	9,1	6,7	10,1	16,4	17,2	18,1
150	10,1	7,6	11,0	18,6	19,5	20,6
185	11,6	8,6	12,7	—	—	—
Алюминиевые жилы						
25	2,7	2,1	2,9	—	—	—
35	3,5	2,4	3,6	—	—	—
50	4,1	3,0	4,5	—	—	—
70	5,0	3,8	5Д	—	—	—
95	6,1	4,5	6,8	—	—	—
120	6,8	5,3	8,0	13,0	13,5	14,3
150	7,9	5,7	8S9	14,3	15,1	15,8
185	9,0	6,7	9,8	—	—	—

¹ Для кабелей в свинцовой оболочке.

Таблица 5.47

Допустимая длительная мощность (по нагреву)' для маслонаполненных кабелей
110 — 220 кВ, МВт

Сечение жилы, мм ²	Кабели						
	МНСА	МНСШв, МНС	МНСШв	МНС	МНСК	МВДТ	
	в земле (15 °С)		в воздухе (25 °С)		в земле (15 °С)		в воздухе (25 °С)
110 кВ							
120	62/58	67/63	83	85	58/54	54/51	67
150	70/66	76/71	97	100	64/60	60/57	76
185	79/73	85/79	111	114	71/66	67/63	85
240	89/83	96/90	126	129	78/72	77/72	99
270	94/90	102/95	135	139	81/75	82/76	106
300	99/92	107/100	144	147	85/78	86/80	112
350	107/99	115/107	156	161	89/82	—	—
400	113/105	123/114	167	174	93/85	98/92	132
500	124/115	135/125	189	197	100/92	108/100	148
550	129/119	140/130	199	207	103/95	112/104	154
625	135/125	148/137	212	222	107/98	118/109	166
700	—	—	—	—	—	122/112	173
800	148/136	163/149	241	254	114/104	—	—
220 кВ							
300	176/162	193/178	261	266	158/145	152/138	192
350	189/172	208/191	285	291	167/152	—	—
400	200/182	220/202	307	314	175/159	172/155	227
500	218/198	241/220	349	358	187/168	185/164	252
550	226/205	250/228	366	375	193/173	190/168	262
625	236/213	262/238	395	404	198/177	195/171	§76
700	—	—	—	—	—	200/175	287
800	255/228	285/256	447	462	211/187	—	—

Примечания: 1. В числителе приведены данные для одноцепных, в знаменателе — для двухцепных линий.

2. Допустимые мощности соответствуют коэффициенту начальной нагрузки 0,8 при прокладке в земле и 1,0 при прокладке в воздухе.

Таблица 5.48

Допустимая длительная мощность (по нагреву) для кабелей ПО кВ с
пластмассовой изоляцией, МВт

Сечение жилы, мм ²	Мощность при прокладке	
	в земле (траншее) 15 °С	в воздухе 25 °С
270	87/82	99
350	100/95	120
500	122/114	150
625	134/125	165
800	150/140	190

Таблица 5.49

Поправочные коэффициенты на температуру окружающей среды

Условная температура среды, °С	Нормированная температура среды, °С	Поправочные коэффициенты на токи при расчетной температуре среды, °С											
		-5 и ниже	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
15	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68
25	80	1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,74
25	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
15	65	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,65
25	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
15	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25	60	1,36	1,31	1,25	1,20	1,13	1,07	1,00	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
15	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1,00	0,93	0,85	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
25	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
15	50	1,25	1,20	1,14	1,07	1,00	0,93	0,84	0,76	0,66	0,54	0,37	—
25	50	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,00	0,89	0,78	0,63	0,45	—

Таблица 5.50

Допустимые перегрузки кабельных линий 6—10 кВ в нормальных режимах по отношению к номинальной

Прокладка	Длительность перегрузки, ч		
	0,5	1,0	3,0
В земле	1,35/1,2	1,3/1,15	1,15/1,1
В воздухе	1,25/1,15	1,15/1,10	1,10/1,05
В трубах (в земле)	1,2/1,1	1,10/1,05	1,00/1,00

Примечание. В числителе приведены данные при коэффициенте предварительной нагрузки 0,6, в знаменателе — 0,8.

Таблица 5.51

Перегрузки кабельных линий 6—10 кВ по отношению к допустимой по нагреву в аварийных режимах

Прокладка	Длительность максимума, ч		
	1	3	6
В земле	1,5/1,35	1,35/1,25	1,25/1,25
В воздухе	1,35/1,3	1,25/1,25	1,25/1,20
В трубах (в земле)	1,3/1,2	1,20/1,15	1,15/1,10

Примечания: 1. В числителе приведены данные при коэффициенте предварительной перегрузки 0,6, в знаменателе — 0,8.

2. Кабели 6 кВ с пластмассовой изоляцией при коэффициенте заполнения суточного графика нагрузки 0,8 допускают перегрузку в 1,2 раза.

Таблица 5.52

**Ориентировочные допустимые длительности перегрузок кабельных линий
110—220 кВ при прокладке в земле, ч**

Маслонаполненный напряжением, кВ	Загрузка в предыдущем режиме	Кратность перегрузки				
		1,1	1,25	1,5	1,75	2,0
110	0	100	60	2,77	0,92	0,3
	0,5	—	59	2,34	0,83	0,25
	1,0	—	41,7	0,75	0,2	0,07
220	0	100	46	7,0	3,83	2,0
	0,5	—	42	4,5	2,5	1,25
	0,75	—	40	3,34	1,67	0,83
	1,0	—	32	1,0	0,5	0,2

Примечания: 1. Маслонаполненный кабель ПО кВ сечением 270 мм² проложен в земле, /3=15°C, кабель 220 кВ сечением 500 мм² — в асбоцементных трубах при параллельном следовании двух линий, проложенных на расстоянии 0,5 м (коэффициент заполнения суточного графика 0,85).

2. Кабель ПО кВ с пластмассовой изоляцией при коэффициенте заполнения суточного графика нагрузки 0,8 допускает перегрузку в 1,2 раза.

В связи с переводом действующих кабельных сетей на повышенное напряжение встречаются случаи, когда кабель работает при напряжении, отличном от его номинального. Расчет допустимой нагрузки таких кабелей следует производить с учетом коэффициентов, приведенных в табл.

Таблица 5.53

Поправочные коэффициенты для кабелей, работающих не под номинальным напряжением

Рабочее напряжение, кВ	Номинальное напряжение кабеля, кВ		
	6	10	20
6	1,0/1,0	1,06/1,07	— /—
10	0,95/0,94	1,0/1,0	1,13/1,18
20	—	0,84/0,79	1,0/1,0

Примечание. В числителе приведены данные для кабеля, работающего в земле, в знаменателе — в воздухе.

ПРОВОДА

Таблица 5.54

**Марки, конструкции и преимущественные области применения
неизолированных проводов**

Марка провода	Конструкция провода	Преимущественные области применения
М	Провод, состоящий из одной или нескольких скрученных медных проволок	В атмосфере воздуха типов II и III, на суше и в море всех климатических районов по ГОСТ 15150-69
Марка провода	Конструкция провода	Преимущественные области применения

А	Провод, состоящий из скрученных алюминиевых проволок	В атмосфере воздуха типов I и II при условии содержания в атмосфере сернистого газа, дающего осадок не более 150мг/(м ² -сут), на суше всех микроклиматических районов по ГОСТ 15150-69, кроме районов ТВ и ТС
АС	Провод, состоящий из стального сердечника и	То же
АпС	То же, но из алюминиевых проволок марки АТп	То же
АСКС	Провод марки АС, но межпроволочное пространство стального сердечника, включая его наружную поверхность, заполнено нейтральной смазкой повышенной термостойкости	На побережьях морей, соленых озер, в промышленных районах с атмосферой воздуха типов II и III, но при условии содержания в атмосфере сернистого газа, дающего осадок не более 150 лит/(м ² -сут) и хлористых солей не более 200 мг/(м ² • сут) на суше всех микроклиматических районов по ГОСТ 15150-69, кроме районов ТВ
АКП	Провод марки А, но межпроволочное пространство всего провода, за исключением наружной поверхности, заполнено нейтральной смазкой повышенной термостойкости	На побережьях морей, соленых озер, в промышленных районах и в районах засоленных песков, а также в прилегающих к ним районах с атмосферой воздуха типов II и III, на суше и в море всех микроклиматических районов по ГОСТ 15150-69
АпКП	То же, но провод марки Ап	То же
АСКП	См. марку АСКС	То же
АпСКП	То же, но провод марки АпС	То же
АСК	Провод марки АС, но стальной сердечник изолирован двумя лентами полиэтилентерефталатной пленки. Стальной сердечник под лентами должен быть покрыт нейтральной смазкой повышенной термостойкости.	См. марку АСКС
АпСК	То же, но провод марки АпС	То же
АН	Провод, скрученный из проволок из нетермообработанного алюминиевого сплава	См. марку А
АНКП	Провод марки АН, но межпроволочное пространство всего провода, за исключением наружной поверхности, заполнено нейтральной смазкой повышенной термостойкости	См. марку АКП
АЖ	Провод, состоящий из скрученных проволок из термообработанного алюминиевого сплава	См. марку А
АЖКП	Провод марки АЖ, но межпроволочное пространство всего провода, за исключением наружной поверхности, заполнено нейтральной смазкой повышенной термостойкости	См. марку АКП

Примечания: 1. Типы атмосфер воздуха делятся на I, II и III в зависимости от содержания коррозионно-активных агентов. Атмосфера типа I примерно соответствует атмосфере сельской, лесной, горной местности вдали от промышленных объектов, типа II — атмосфере промышленных районов, типа III — морской.

2. Микроклиматический район ТВ — район с влажным тропическим климатом, ТС — с сухим тропическим климатом (исполнения электротехнических изделий для эксплуатации в этих районах могут быть обозначены термином "тропическое исполнение").

Таблица 5.55

Основные параметры и характеристики медных проводов

Номинальное сечение, мм ²	Расчетные данные провода марки М						Допустимый продолжительный (длительный) ток, А	
	Сечение, мм ²	Диаметр провода, мм	Сопротивление 1 км провода постоянному току при 20 °С, Ом/км	Разрывное усилие провода, Н (кгс), не менее, из медной проволоки марки МТ		Масса 1 км провода, кг		
				1-й категории	с государственным Знаком качества		вне помещений	внутри помещений
4	3,94	2,2	4,60092	1546(158)	1661(169)	35	—	—
6	5,85	2,8	3,07019	2295(234)	2467(252)	52	—	—
10	9,89	3,6	1,81978	3686(376)	3881(396)	88	95	60
16	15,9	5,1	1,1573	5913*(603)	6364* (649)	142	133	102
				5609(572)	6031(615)			
25	24,9	6,4	0,73367	9287* (947)	9983*(1018)	224	183	137
				8796(897)	9463(965)			
85	34,61	7,5	0,52386	12905*(1316)	13876*(1415)	311	223	173
				12 229(1247)	13141(1340)			
50	49,4	9	0,36882	17 504* (1785)	18 426* (1879)	444	275	219
				16 583(1691)	17 455(1780)			
70	67,7	10,7	0,27238	25222(2571)	27 115(2765)	612	337	268
85	94	12,6	0,19449	35 019(3571)	37 637(3838)	850	422	341
120	117	14	0,15603	43 600(4446)	46 845(4777)	1058	485	395
150	148	15,8	0,12388	52 387(5342)	55 151(5624)	1338	570	465
185	183	17,6	0,10015	68 195(6954)	73 303(7475)	1659	650	540
240	234	19,9	0,0789	87 297(8902)	93 837(9569)	2124	760	685
300	288	22,1	0,06379	101 959(10997)	107400(10952)	2614	880	740
350	346	24,2	0,05309	122 668(12509)	128 827(13 137)	—	—	—
400	389	25,2	0,04713	137685(14040)	144988(14785)	3528	1050	895

* При отсутствии сварки отдельных проволок.

Таблица 5.56

Основные параметры и характеристики медных проводов

Номинальное сечение, мм ²	Расчетные данные провода марки М						Допустимый продолжительный (длительный) ток, А	
	Сечение, мм ²	Диаметр провода, мм	Электрическое сопротивление 1 км провода постоянному току при 20 °С, Ом, не более	Разрывное усилие провода, Н (кгс), не менее, из алюминиевой проволоки марки		Масса 1 км провода (без смазки), кг	вне помещений	внутри помещений
				АТ	АТп			
16	15,9	5,1	1,83763	—	2892* (295)	43	105	75
					2736(279)			
25	24,9	6,4	1,165	—	4344* (443)	68	136	106
					4109(419)			
35	34,3	7,5	0,8502	—	5913*(603)	94	170	130
					5609(572)			
50	49,5	9	0,588	7600* (7 75)	8198*(836)	135	215	165
				7198(734)	7767(792)			
70	69,3	10,7	0,4204	10640*0085)	11 288*0150)	189	265	210
				10081(1028)	10699(1091)			
95	92,4	12,3	0,3147	13 768» (1405)	14612*0490)	252	320	255
				13043(1330)	13 856(1413)			
120	117	14	0,251		19623(2001)	321	375	300
150	148	15,8	0,1978	22 751 (2320)	24 124(2460)	406	440	355
185	182,8	17,5	0,1611	28 125 (2868)	29832(3042)	502	500	410
240	238,7	20	0,1230	36686(3741)	37844(3859)	655	590	490
300	288,3	22,1	0,1017	44267(4514)	46954(4788)	794	680	570
353	345,8	24,2	0,0848	53 191 (5424)	56408(5752)	952		
400	389,2	25,6	0,07563	59800(6098)	63 420(6467)	1072	815	690
450	449,1	27,3	0,06657	67940(6928)	69760(7138)	1378		
500	500,4	29,1	0,05876	74 531 (7600)	79 189(8075)	1378	980	820

Окончание таблицы 5.56

Номинальное сечение, мм ²	Расчетные данные провода марки М						Допустимый продолжительный (длительный) ток, А	
	Сечение, мм ²	Диаметр провода, мм	Электрическое сопротивление 1 км провода постоянному току при 20 °С, Ом, не более	Разрывное усилие провода, Н (кгс), не менее, из алюминиевой проволоки марки		Масса 1 км провода(без смазки), кг		
				АТ	АТп			
550	544	30,3	0,054	83 590(8524)	88660(9041)	1500		
600	586,8	31,5	0,05034	90170(9195)	95632(9752)	1618	1000	955
650	641,7	32,9	0,04592	98 603(10 055)	104575(10664)	1771		
700	691,7	34,2	0,04257	106292(10839)	112725(11 945)	1902		
750	747,4	35,6	0,03933	114902(11 717)	118324(12066)	2062		
800	805,2	36,9	0,03653	119981(12235)	127 483(13 000)	2020		

* При отсутствии сварки отдельных проволок.

Таблица 5.57

Основные параметры и характеристики проводов из алюминиевого сплава марок АН, АЖ, АНКП, АЖКП

Номинальное сечение, мм ²	Расчетные данные						Масса 1 км провода(без смазки), кг
	Сечение, мм ²	Диаметр провода, мм	Электрическое сопротивление 1 км провода постоянному току при 20 °С, Ом, не более		Разрывное усилие провода, Н (кгс), не менее, из медной проволоки марки МТ		
			АН, АНКП	АЖ, АЖКП	АН, АНКП	АЖ, АЖКП	
16	15,9	5,1	1,9505	2,113	3550(362)	4658(475)	43
25	24,9	6,4	1,2365	1,3396	5109(521)	6972(711)	68
35	34,3	7,5	0,9023	0,9775	7031(717)	9600(979)	94
50	49,5	9	0,6241	0,6761	10140(1084)	13827(1410)	135
120	117	14	0,2664	0,2886	23967(2444)	32 685(3333)	321
150	148	15,8	0,2113	0,2289	30 331 (3093)	41 363(4218)	406
185	182,3	17,5	0,1707	0,185	37 451 (3819)	51 062(5207)	502

Таблица 5.58

Допустимый длительный ток для неизолированных стальных проводов

Марка провода	Ток, А	Марка провода	Ток, А
ПСО-3	23	ПС-25	60
ПСО-3,5	26	ПС-35	75
ПСО-4	30	ПС-50	90
ПСО-5	35	ПС-70	125
		ПС-95	135

Таблица 5.59

Допустимый длительный ток для неизолированных бронзовых и сталебронзовых проводов

Провод	Марка провода	Ток*, А	Провод	Марка провода	Ток*, А
Бронзовый	Б-50	215	Бронзовый	Б-240	600
	Б-70	265		Б-300	700
	Б-95	330	Сталебронзовый	БС-185	515
	Б-120	380		БС-240	640
	Б-150	410		БС-300	750
	Б-185	500		БС-400	890
				БС-500	980

* Токи даны для бронзы с удельным сопротивлением $r_{20} = 0,03 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$.

Таблица 5.60

Расчетные характеристики воздушных линий 35—150 кВ со сталеалюминиевыми проводами

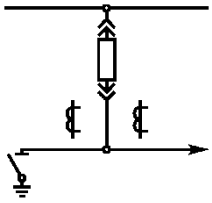
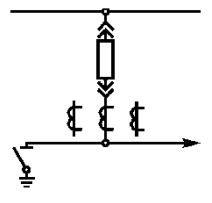
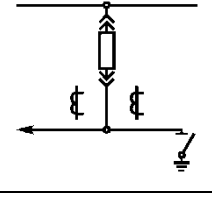
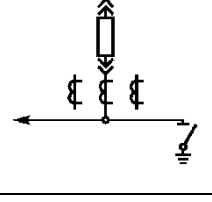
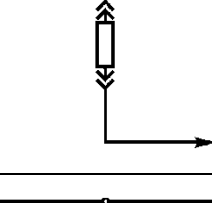
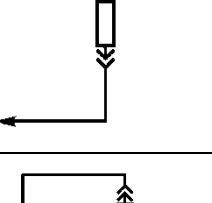
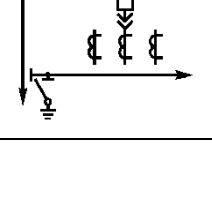
Номинальное сечение провода, мм ²	Активное сопротивление при 20 °С на 100 км линии, Ом	Индуктивное сопротивление худ, емкостная проводимость буд, и зарядная мощность на 100 км линии напряжением, кВ						
		35		110		150		
		$x_{уд}, \text{ Ом}$	$x_{уд}, \text{ Ом}$	$b_{уд} 10-6, \text{ См}$	$q_{уд} 10-6, \text{ Мвар}$	$x_{уд}, \text{ Ом}$	$b_{уд} 10-6, \text{ См}$	$q_{уд} 10-6, \text{ Мвар}$
70/11	42,8	43,2	44,4	2,55	3,4	46	2,46	5,5
95/16	30,6	42,1	43,4	2,61	3,5	45	2,52	5,7
120/19	24,9	41,4	42,7	2,66	3,55	44,1	2,56	5,8
150/24	19,8	40,6	42	2,7	3,6	43,4	2,61	5,9
185/29	16,2	—	41,3	2,75	3,7	42,9	2,64	5,95
240/32	12	—	40,5	2,81	3,75	42	2,7	6,1

Таблица 4.24

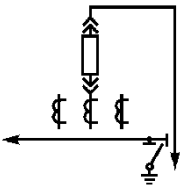
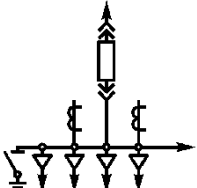
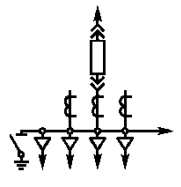
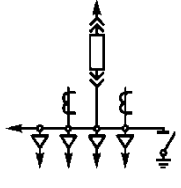
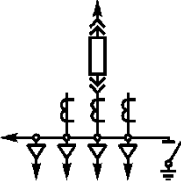
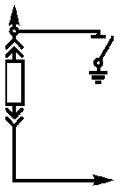
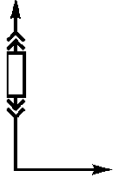
КРУ серий КЭ-6, КЭЭ-6, КЭ-6С и КЭЭ-6С выполняются по сетке схем главных соединений

Номер схемы	Схемы соединения главных цепей	Значение номин. тока, А	Тип выводов	Основное назначение
Схемы соединений главных цепей шкафов с выключателем				
01		630, 1000, 1600	Кабельный вывод до четырех кабелей сечением до 3х240 мм ²	Отходящая линия: а) к электродвигателям; б) к трансформаторам 6/0,4 кВ
02		630, 1000, 1600	Кабельный вывод до четырех кабелей сечением до 3х240 мм ²	Отходящая линия: а) к резервной дизель-электростанции; б) к питательной насосов
03		1600	Кабельный вывод до четырех кабелей сечением до 3х240 мм ² и шинный вывод вправо	Ввод рабочих трансформаторов и реактированных линий СН на секцию
04		1600	Кабельный вывод для подключения четырьмя кабелями сечением до 3х240 мм ² и шинный вывод вправо	Ввод рабочих трансформаторов и реактированных линий СН на секцию
05		1600	Кабельный вывод для подключения четырьмя кабелями сечением до 3х240 мм ² и шинный вывод вправо	Ввод рабочих трансформаторов и реактированных линий СН на секцию
06		1600	Кабельный вывод для подключения четырьмя кабелями сечением до 3х240 мм ² и шинный вывод вправо	Ввод рабочих трансформаторов и реактированных линий СН на секцию

Продолжение таблицы 4.24

Номер схемы	Схемы соединения главных цепей	Значение номин. тока, А	Тип выводов	Основное назначение
07		1600, 2000, 3150	Шинный вывод вправо	Для комплектования: а) ввода на секцию РУСН - 6 кВ; б) отходящей кабельной линии с количеством более четырех
08		1000, 1600, 2000, 3150	Шинный вывод вправо	Для комплектования: а) ввода на секцию РУСН - 6 кВ; б) отходящей кабельной линии к электродвигателям ГЦН
09		1600, 2000, 3150	Шинный вывод влево	Для комплектования: а) ввода на секцию РУСН - 6 кВ; б) отходящей линии с количеством более четырех
10		1000, 1600, 2000, 3150	Шинный вывод влево	Для комплектования: а) ввода на секцию РУСН - 6 кВ; б) отходящей кабельной линии ГИН к электродвигателям
11		2000, 3150	Шинный вывод вправо	Для комплектования секционных выключателей
12		2000, 3150	Шинный вывод влево	Для комплектования секционных выключателей
14		2000, 3150	Шинный ввод снизу и вывод вправо	Для ввода резервного ТСН

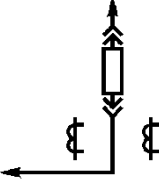
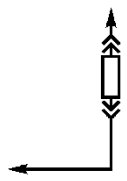
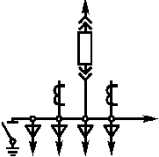
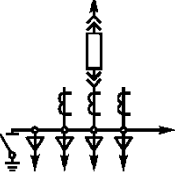
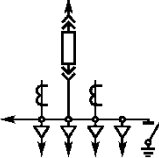
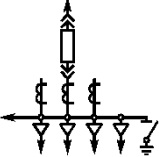
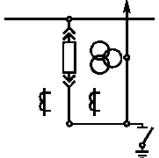
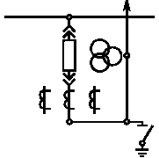
Продолжение таблицы 4.24

Номер схемы	Схемы соединения главных цепей	Значение номин. тока, А	Тип выводов	Основное назначение
16		2000, 3150	Шинный ввод снизу влево	Для ввода резервного ТСН
21		1600	Кабельный вывод для подключения четырьмя кабелями сечением до 3x240 мм ² и шинный вывод вверх и вправо	Ввод резервных трансформаторов СН на магистраль резервного питания
22		1600	Кабельный вывод для подключения четырьмя кабелями сечением до 3x240 мм ² и шинный вывод вверх и вправо	Ввод резервных трансформаторов СН на магистраль резервного питания
23		1600	Кабельный вывод для подключения четырьмя кабелями сечением до 3x240 мм ² и шинный вывод вверх и влево	Ввод резервных трансформаторов СН на магистраль резервного питания
24		1600	Кабельный вывод четырьмя кабелями сечением до 3x240 мм ² и шинный вывод вверх и влево	Ввод резервных трансформаторов СН на магистраль резервного питания
25		1600, 2000, 3150	Шинный ввод сверху и вывод вправо	Ввод резервных трансформаторов СН на магистраль резервного питания
26		2000, 3150	Шинный ввод сверху и вывод вправо	Для комплектования секционных выключателей магистрали резервного питания

Продолжение таблицы 4.24

Номер схемы	Схемы соединения главных цепей	Значение номин. тока, А	Тип выводов	Основное назначение
27		2000, 3150	Шинный вывод вверх и влево	Ввод резервных трансформаторов и реактированных линий СН на секцию
28		2000, 3150	Шинный вывод вверх и влево	Ввод резервных трансформаторов и реактированных линий СН на секцию
29		2000, 3150	Шинный вывод вверх и вправо	Ввод резервных трансформаторов и реактированных линий СН на секцию
30		2000, 3150	Шинный вывод вверх и вправо	Ввод резервных трансформаторов СН на магистраль резервного питания
31		2000, 3150	Шинный ввод сверху и вывод влево	Для комплектования ввода от резервных ТСН на магистраль резервного питания
32		2000, 3150	Шинный ввод сверху и вывод вправо	Для комплектования ввода от резервных ТСН на магистраль резервного питания
33		2000, 3150	Шинный вывод вверх и вправо	Для комплектования секционных выключателей магистрали резервного питания

Продолжение таблицы 4.24

Номер схемы	Схемы соединения главных цепей	Значение номин. тока, А	Тип выводов	Основное назначение
34		2000, 3150	Шинный вывод вверх и влево	Для комплектования секционных выключателей магистрали резервного питания
35		2000, 3150	Шинный ввод сверху и вывод вправо	Для комплектования секционных выключателей магистрали резервного питания
40		1600	Кабельный вывод четырьмя кабелями сечением до 3x240 мм ² и шинный вывод вверх и вправо	Ввод резервных трансформаторов СН на магистраль резервного питания
41		1600	Кабельный вывод четырьмя кабелями сечением до 3x240 мм ² и шинный вывод вверх и вправо	Ввод резервных трансформаторов СН на магистраль резервного питания
42		1600	Кабельный вывод четырьмя кабелями сечением до 3x240 мм ² и шинный вывод вверх и влево	Ввод резервных трансформаторов СН на магистраль резервного питания
43		1600	Кабельный вывод четырьмя кабелями сечением до 3x240 мм ² и шинный вывод вверх и влево	Ввод резервных трансформаторов СН на магистраль резервного питания
44		1600, 2000, 3150	Шинный ввод через выключатель на сборные шины KPU	Ввод рабочих и резервных трансформаторов и реактированных линий СН на секции
45		1600, 2000, 3150	Шинный ввод через выключатель на сборные шины KPU	Ввод рабочих и резервных трансформаторов и реактированных линий СН на секции

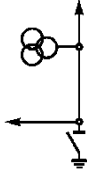
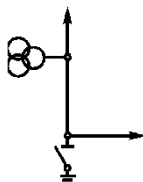
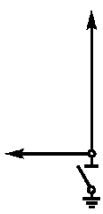
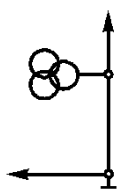
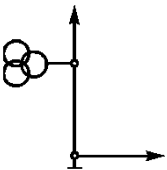
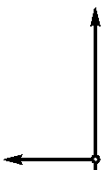
Продолжение таблицы 4.24

Номер схемы	Схемы соединения главных цепей	Значение номин. тока, А	Тип выводов	Основное назначение
46		2000, 3150	Шинный вывод вверх и вправо	Ввод резервных трансформаторов СН на магистраль резервного питания
47		2000, 3150	Шинный вывод вверх и вправо	Ввод резервных трансформаторов СН на магистраль резервного питания
48		2000, 3150	Шинный вывод вверх и влево	Ввод резервных трансформаторов СН на магистраль резервного питания
49		2000, 3150	Шинный вывод вверх и влево	Ввод резервных трансформаторов СН на магистраль передвижного питания
Схемы соединений главных цепей шкафов со штепсельными разъединителями на токи отключения 40 кА и токи электродинамической стойкости 128 кА				
101		1600, 2000, 3150	Шинный вывод вправо	Ввод рабочих и резервных реактивных линий на магистраль резервного питания
102		1600, 2000, 3150	Шинный вывод влево	Ввод рабочих и резервных реактивных линий на магистраль резервного питания
103		1600	Кабельный вывод четырьмя кабелями сечением до 3x240 мм ²	Для ввода на резервную дизель-электростанцию (РДЭС)

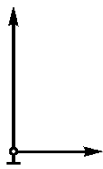
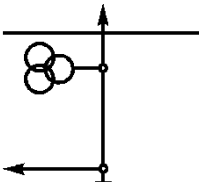
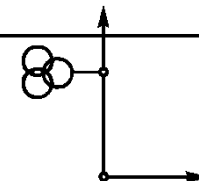
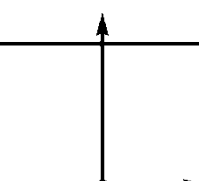
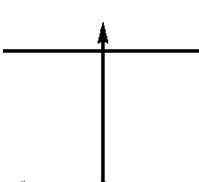
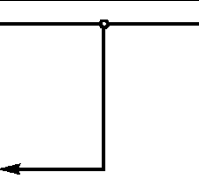
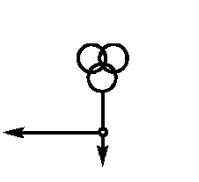
Продолжение таблицы 4.24

Номер схемы	Схемы соединения главных цепей	Значение номин. тока, А	Тип выводов	Основное назначение
104		2000, 3150	Шинный ввод сверху и вывод влево	Для комплектования вводов от резервных ТСН на магистраль резервного питания 6 кВ
105		2000, 3150	Шинный ввод сверху и вывод вправо	Для комплектования вводов от резервных ТСН на магистраль резервного питания 6 кВ
106		2000, 3150	Шинный ввод сверху и вывод влево	Для комплектования вводов от резервных ТСН на магистраль резервного питания 6 кВ
107		2000, 3150	Шинный ввод сверху и вывод вправо	Для комплектования вводов от резервных ТСН на магистраль резервного питания 6 кВ
108		2000, 3150	Шинный вывод вправо	Для комплектации шинных вводов снизу от резервных ТСН и шинным выводом вниз на магистраль резервного питания
109		2000, 3150	Шинный вывод влево	Для комплектации шинных вводов снизу от резервных ТСН и шинным выводом вниз на магистраль резервного питания
110		1000	Кабельный вывод четырьмя кабелями сечением до 3x240 мм ²	Для ввода на резервную дизель-электростанцию (РДЭС)

Продолжение таблицы 4.24

Номер схемы	Схемы соединения главных цепей	Значение номин. тока, А	Тип выводов	Основное назначение
Схемы соединений главных цепей шкафов глухих вводов на токи электродинамической стойкости 128 кА				
201		2000, 3150	Шинный вывод вверх и влево	Ввод резервных трансформаторов СН на магистраль резервного питания
202		2000, 3150	Шинный вывод вверх и вправо	Ввод резервных трансформаторов СН на магистраль резервного питания
203		1600, 2000, 3150	Шинный вывод вверх и влево	Секционный выключатель магистрали резервного питания
204		1600, 2000, 3150	Шинный вывод вверх и влево	Для комплектования: а) вводов от рабочих ТНС на секцию; б) вводов от резервных ТСН; в) секционных выключателей магистрали резервного питания
205		1600, 2000, 3150	Шинный вывод вверх и вправо	Для комплектования: а) вводов от рабочих ТНС на секцию; б) вводов от резервных ТСН; в) секционных выключателей магистрали резервного питания
206		1600, 2000, 3150	Шинный вывод вверх и влево	Для комплектования: а) ввода от резервного ТСН на секцию; б) секционных выключателей магистрали резервного питания; в) сборок резервного питания АЭС

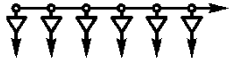
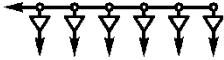


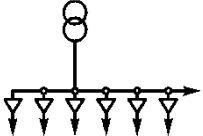
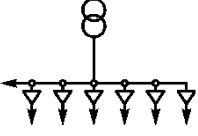
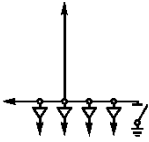
Продолжение таблицы 4.24

Номер схемы	Схемы соединения главных цепей	Значение номин. тока, А	Тип выводов	Основное назначение
207		1600, 2000, 3150	Шинный вывод вверх и вправо	Для комплектования: а) ввода от резервного ТСН на секцию; б) секционных выключателей магистрали резервного питания; в) сборок резервного питания АЭС
208		1600, 2000, 3150	Шинный ввод сверху и вывод влево	Для комплектования вводов от рабочих и магистральных резервных ТСН
209		1600, 2000, 3150	Шинный ввод сверху и вывод вправо	Для комплектования вводов от рабочих и магистральных резервных ТСН
210		1600, 2000, 3150	Шинный вывод вверх и вправо	Для питания вводов от резервных ТСН
211		1600, 2000, 3150	Шинный вывод вверх и влево	Для питания вводов от резервных ТСН
212		2000, 3150	Шинный вывод влево	Для комплектования секционных выключателей
221		1600, 2000, 3150	Шинный ввод снизу и вывод влево	Для комплектования вводов от рабочих и магистральных резервных ТСН

Продолжение таблицы 4.24

Номер схемы	Схемы соединения главных цепей	Значение номин. тока, А	Тип выводов	Основное назначение
222		1600, 2000, 3150	Шинный ввод снизу и вывод вправо	Для комплектования вводов от рабочих и магистральных резервных ТСН
223		1600, 2000, 3150	Шинный вывод вниз и влево	Для комплектования линий вводов от резервных ТСН
224		1600, 2000, 3150	Шинный вывод вниз и вправо	Для комплектования линий вводов от резервных ТСН
225		1600, 2000, 3150	Шинный вывод вниз и влево	Для комплектования: а) вводов снизу от рабочих ТСН; б) вводов снизу секционных выключателей магистрали резервного питания
226		1600, 2000, 3150	Шинный вывод вниз и вправо	Для комплектования: а) вводов снизу от рабочих ТСН; б) вводов снизу секционных выключателей магистрали резервного питания
227		1600, 2000, 3150	Шинный вывод вниз и влево	Для комплектования: а) вводов от резервных ТСН на секцию; б) секционных выключателей магистрали резервного питания
228		1600, 2000, 3150	Шинный вывод вниз и вправо	Для комплектования: а) вводов от резервных ТСН на секцию; б) секционных выключателей магистрали резервного питания

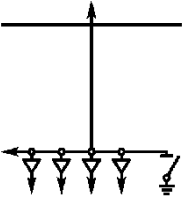
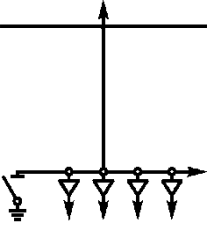
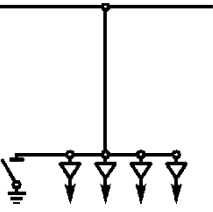
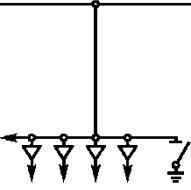
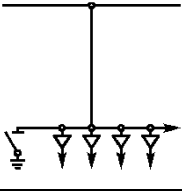
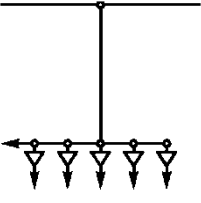
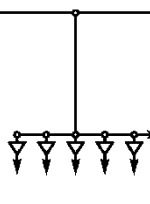
Продолжение таблицы 4.24

Номер схемы	Схемы соединения главных цепей	Значение номин. тока, А	Тип выводов	Основное назначение
Схемы соединений главных цепей шкафов кабельных сборок на токи электродинамической стойкости 128 кА				
301		1000, 1600, 2000	Кабельная сборка для подключения до шести кабелей сечением 3х240 мм ² и шинный вывод вправо	Кабельная сборка
302		1000, 1600, 2000	Кабельная сборка для подключения до шести кабелей сечением 3х240 мм ² и шинный вывод влево	Кабельная сборка
303		1600, 2000, 3150	Кабельная сборка для подключения до десяти кабелей сечением 3х240 мм ² и шинный вывод влево	Для комплектования: а) кабельных сборок магистралей резервного питания АЭС; б) отходящих кабельных линий при количестве кабелей более четырех
304		1600, 2000, 3150	Кабельная сборка для подключения до десяти кабелей сечением 3х240 мм ² и шинный вывод вправо	Для комплектования: а) кабельных сборок магистралей резервного питания АЭС; б) отходящих кабельных линий при количестве кабелей более четырех
305		1000, 1600	Кабельная сборка для подключения до шести кабелей сечением 3х240 мм ² и шинный вывод вправо	Для комплектования отходящей линии к электродвигателю ГЦН
306		1000, 1600	Кабельная сборка для подключения до шести кабелей сечением 3х240 мм ² и шинный вывод влево	Для комплектования отходящей линии к электродвигателю ГЦН
307		1000, 3150	Шинный ввод на кабельную сборку для подключения до четырех кабелей сечением 3х240 мм ² и шинные выводы влево	Для комплектования секционных выключателей кабельных магистралей резервного питания АЭС

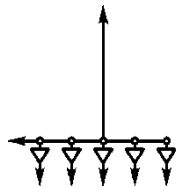
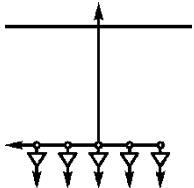
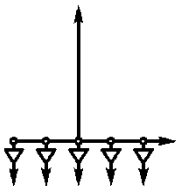
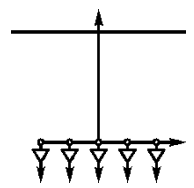
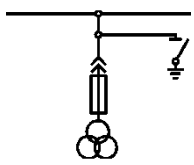
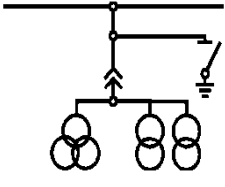
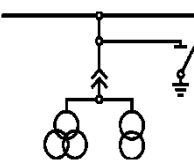
Продолжение таблицы 4.24

Номер схемы	Схемы соединения главных цепей	Значение номин. тока, А	Тип выводов	Основное назначение
308		1000, 3150	Шинный ввод на кабельную сборку для подключения до четырех кабелей сечением 3х240 мм ² и шинные выводы вправо	Для комплектования секционных выключателей кабельных магистралей резервного питания АЭС
309		3150	Кабельная сборка для подключения до десяти кабелей сечением 3х240 мм ² и шинные выводы вправо и влево	Для комплектования кабельных магистралей резервного питания АЭС
310		3150	Кабельная сборка для подключения до десяти кабелей сечением 3х240 мм ² и шинные выводы вправо и влево	Для комплектования кабельных магистралей резервного питания АЭС
311		1600, 2000, 3150	Кабельная сборка для подключения до десяти кабелей сечением до 3х240 мм ² и шинный вывод влево	Для комплектования: а) кабельных сборок магистралей резервного питания АЭС; б) отходящих кабельных линий при количестве кабелей более четырех
312		1600, 2000, 3150	Кабельная сборка для подключения до десяти кабелей сечением до 3х240 мм ² и шинный вывод вправо	Для комплектования: а) кабельных сборок магистралей резервного питания АЭС; б) отходящих кабельных линий при количестве кабелей более четырех
313		1000, 1600	Кабельная сборка для подключения до шести кабелей сечением до 3х240 мм ² и шинный вывод вправо	Для комплектования отходящей линии к электродвигателю ГЦН
314		1000, 1600	Кабельная сборка для подключения до шести кабелей сечением до 3х240 мм ² и шинный вывод влево	Для комплектования отходящей линии к электродвигателю ГЦН

Продолжение таблицы 4.24

Номер схемы	Схемы соединения главных цепей	Значение номин. тока, А	Тип выводов	Основное назначение
315		1000, 3150	Кабельная сборка для подключения до четырех кабелей сечением до 3х240 мм ² и шинный вывод влево	Для комплектования: а) кабельных магистралей резервного питания АЭС с блоками 1000 мВт; б) секционных выключателей резервного питания
316		1000, 3150	Кабельная сборка для подключения до четырех кабелей сечением до 3х240 мм ² и шинный вывод вверх и вправо	Для комплектования: а) кабельных магистралей резервного питания АЭС с блоками 1000 мВт; б) секционных выключателей резервного питания
317		1600	Кабельная сборка для подключения до четырех кабелей сечением до 3х240 мм ²	Для ввода от резервной дизель-электростанции
318		1000, 3150	Кабельная сборка для подключения до четырех кабелей сечением до 3х240 мм ² и шинный вывод влево	Для комплектования секционных выключателей кабельных магистралей резервного питания АЭС
319		1000, 3150	Кабельная сборка для подключения до четырех кабелей сечением до 3х240 мм ² и шинный вывод вправо	Для комплектования секционных выключателей кабельных магистралей резервного питания АЭС
320		2000, 3150	Шинный ввод на кабельную сборку для подключения до пяти кабелей сечением 3х240 мм ² и шинные выводы влево	Для комплектования секционных выключателей кабельных магистралей резервного питания АЭС
321		2000, 3150	Шинный ввод на кабельную сборку для подключения до пяти кабелей сечением 3х240 мм ² и шинные выводы вправо	Для комплектования секционных выключателей кабельных магистралей резервного питания АЭС

Продолжение таблицы 4.24

Номер схемы	Схемы соединения главных цепей	Значение номин. тока, А	Тип выводов	Основное назначение
322		2000, 3150	Шинный ввод на кабельную сборку для подключения до пяти кабелей сечением 3х240 мм ² и шинные выводы влево	Для комплектования секционных выключателей кабельных магистралей резервного питания АЭС
323		2000, 3150	Шинный ввод на кабельную сборку для подключения до пяти кабелей сечением 3х240 мм ² и шинные выводы влево	Для комплектования секционных выключателей кабельных магистралей резервного питания
324		2000, 3150	Шинный ввод на кабельную сборку для подключения до пяти кабелей сечением 3х240 мм ² и шинные выводы вправо	Для комплектования секционных выключателей кабельных магистралей резервного питания
325		2000, 3150	Шинный ввод на кабельную сборку для подключения до пяти кабелей сечением 3х240 мм ² и шинные выводы вправо	Для комплектования секционных выключателей кабельных магистралей резервного питания
Схемы соединений главных цепей шкафов с трансформаторами напряжения на токи электродинамической стойкости 128 кА				
601		—	Три трансформатора напряжения типа ЗНОЛ или НК-1	Шинные трансформаторы напряжения
602		—	Два трансформатора напряжения типа НОЛ или НК и три трансформатора напряжения типа ЗНОЛ или НК-1	Шинные трансформаторы напряжения
603		—	Один трансформатор напряжения типа НОЛ или НК и три трансформатора напряжения типа ЗНОЛ или НК-1	Шинные трансформаторы напряжения

Продолжение таблицы 4.24

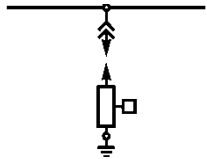
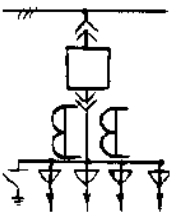
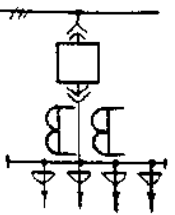
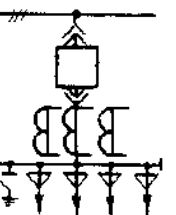
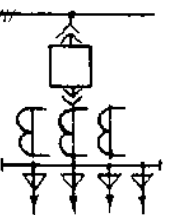
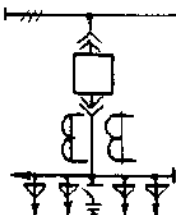
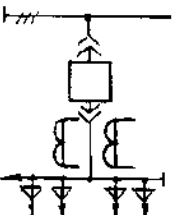
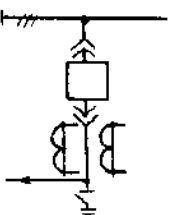
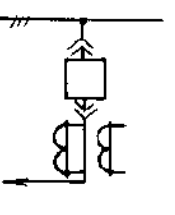
Номер схемы	Схемы соединения главных цепей	Значение номин. тока, А	Тип выводов	Основное назначение
Схемы соединений главных цепей шкафов с комбинированной аппаратурой на токи электродинамической стойкости 128 кА				
701		1600	Разрядники РВРД-6 со счетчиками срабатываний	Защита электродвигателей от перенапряжений

Таблица 4.25

Схемы главных цепей КРУ серии КУ-10 приведены ниже в таблице.

Номер схемы	01	02	03	04
Схема соединений				
Номинальный ток, А	630, (630), 1000, 1600, (1250)	630, (630), 1000, 1600, (1250)	630, (630), 1000, 1600, (1250)	630, (630), 1000, 1600, (1250)
Номер схемы	05	06	07	08
Схема соединений				
Номинальный ток, А	630, (630), 1000, 1600, (1250)	630, (630), 1000, 1600, (1250)	630, (630), 1000, 1600, (1250)	630, (630), 1000, 1600, (1250)

Продолжение таблицы 4.25

Номер схемы	09	10	11	12
Схема соединений				
Номинальн ый ток, А	630, (630), 1000, 1600, (1250)	630, (630), 1000, 1600, (1250)	630, (630), 1000, 1600, (1250)	630, (630), 1000, 1600, (1250)
Номер схемы	13	14	15	16
Схема соединений				
Номинальн ый ток, А	630, (630), 1000, 1600, (1250)	630, (630), 1000, 1600, (1250)	630, (630), 1000, 1600, (1250)	630, (630), 1000, 1600, (1250)
Номер схемы	17	18	19	20
Схема соединений				
Номинальн ый ток, А	630, (630), 1000, 1600, (1250)	630, (630), 1000, 1600, (1250)	630, (630), 1000, 1600, (1250)	630, (630), 1000, 1600, (1250)

Продолжение таблицы 4.25

Номер схемы	21	22	23	24
Схема соединений				
Номинальн ый ток, А	630, (630), 1000, 1600, (1250)	630, (630), 1000, 1600, (1250)	630, (630), 1000, 1600, (1250)	630, (630), 1000, 1600, (1250)
Номер схемы	25	26	27	
Схема соединений				
Номинальн ый ток, А	630, (630)	630, (630), 1000, 1600, (1250)	630, (630), 1000, 1600, (1250)	
Номер схемы	30	31	32	33
Схема соединений				
Номинальн ый ток, А	2000, 3150, (2500)	2000, 3150, (2500)	2000, 3150, (2500)	2000, 3150, (2500)

Продолжение таблицы 4.25

Номер схемы	34	35	36	37
Схема соединений				
Номинальн ый ток, А	2000, 3150, (2500)	2000, 3150, (2500)	2000, 3150, (2500)	2000, 3150, (2500)
Номер схемы	38	39	40	41
Схема соединений				
Номинальн ый ток, А	2000, 3150, (2500)	2000, 3150, (2500)	2000, 3150, (2500)	2000, 3150, (2500)
Номер схемы	101	102	103	104
Схема соединений				
Номинальн ый ток, А	630, (630), 1000, 1600, (1250)	630, (630), 1000, 1600, (2500)	630, 1000, 1600, (1250)	630, (630), 1000, 1600, (1250)

Продолжение таблицы 4.25

Номер схемы	105			
Схема соединений				
Номинальн ый ток, А	630, (630), 1000, 1600, (1250)			
Номер схемы	109	110	111	112
Схема соединений				
Номинальн ый ток, А	2000, 3150, (2500)	2000, 3150, (2500)	2000, 3150, (2500)	2000, 3150, (2500)
Номер схемы	113	114	115	116
Схема соединений				
Номинальн ый ток, А	2000, 3150, (2500)	2000, 3150, (2500)	200, 3150, (2500)	2000, 3150, (2500)

Продолжение таблицы 4.25

Номер схемы	201	202	203	204
Схема соединений				
Номинальн ый ток, А	630, (630)	630, (630), 1000	630, (630), 1000	630, (630), 1000, 1600 (1250)
Номер схемы	205	206	207	208
Схема соединений				
Номинальн ый ток, А	630, (630), 1000, 1600, (1250)	630, (630), 1000, 1600, (1250)	...	630, (630), 1000, 1600 (1250)
Номер схемы	209	210	211	212
Схема соединений				
Номинальн ый ток, А	630, (630)	630, (630)	630, (630)	630, (630)

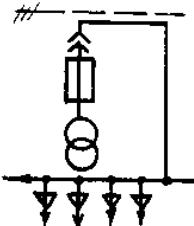
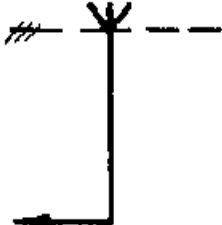
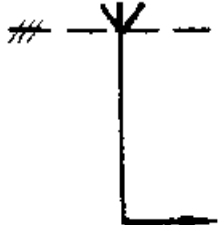
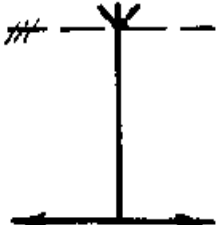
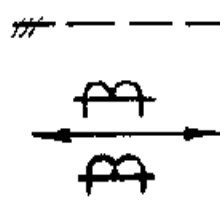
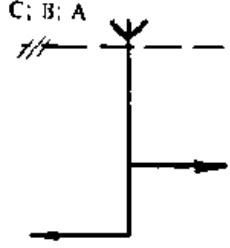
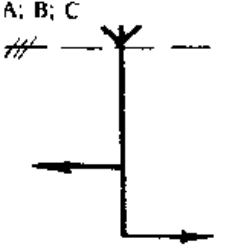
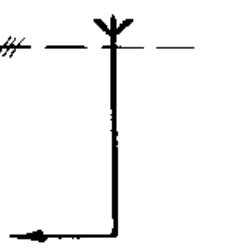
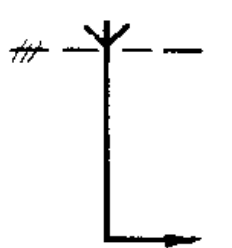
Продолжение таблицы 4.25

Номер схемы	213	214	215	216
Схема соединений				
Номинальн ый ток, А	630, (630)	630, (630), 1000, 1600, (1250)	630, (630), 1000, 1600, (1250)	630, (630), 1000, 1600 (1250)
Номер схемы	217		301	302
Схема соединений				
Номинальн ый ток, А	630, (630), 1000, 1600 (1250)		630, (630)	630, (630)
Номер схемы	401	402	403	404
Схема соединений				
Номинальн ый ток, А	630, (630)	630, (630)	630, (630)	630, (630)

Продолжение таблицы 4.25

Номер схемы	501	502	503	504
Схема соединений				
Номинальн ый ток, А	630, (630), 1000, 1600, (1250)	630, (630), 1000, 1600, (1250)	630, (630), 1000, 1600, (1250)	630, (630), 1000, 1600 (1250)
Номер схемы	505	506	507	508
Схема соединений				
Номинальн ый ток, А	2000, 3150, (2500)	2000, 3150, (2500)	2000, 3150, (2500)	2000, 3150, (2500)
Номер схемы	601	602	603	604
Схема соединений				
Номинальн ый ток, А	630, (630)		630, (630), 1000, 1600, (1250)	630, (630), 1000, 1600 (1250)

Продолжение таблицы 4.25

Номер схемы	605			
Схема соединений				
Номинальн ый ток, А	630, (630), 1000, 1600 (1250)			
Номер схемы	701	702	703	704
Схема соединений				
Номинальн ый ток, А	630, (630), 1000, 1600, (1250)	630, (630), 1000, 1600, (1250)	630, (630), 1000, 1600, (1250)	630, (630), 1000, 1600 (1250)
Номер схемы	705	706	707	708
Схема соединений				
Номинальн ый ток, А	2000, 3150, (2500)	2000, 3150, (2500)	2000, 3150, (2500)	2000, 3150, (2500)

Продолжение таблицы 4.25

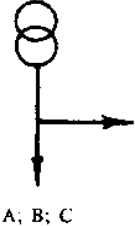

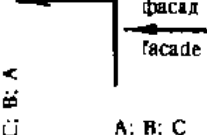
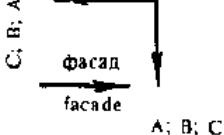
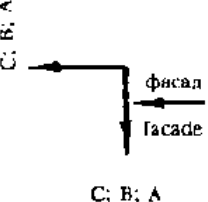
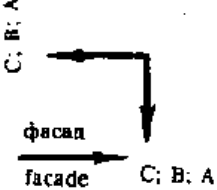



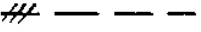
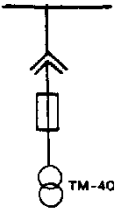
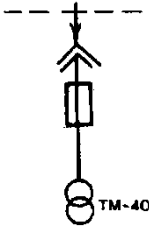


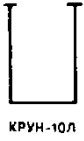

Номер схемы	709			
Схема соединений				
Номинальн ый ток, А	2000, 3150, (2500)			
Номер схемы	801	802	803	804
Схема соединений				
Номинальн ый ток, А	630, (630), 1000, 1600, (1250), 2000, 3150, (2500)	2000, 1350, (2500)		
Номер схемы	805	806	807	808
Схема соединений				
Номинальн ый ток, А	2000, 3150, (2500)	630, (630), 1000, 1600, (1250), 2000, 3150, (2500)		
Номер схемы	809			
Схема соединений				
Номинальн ый ток, А				

Таблица 4.26

Схемы главных соединений шкафов КРЗ-10 приведены ниже в таблице.

Номер схемы	01	02	03	04
Схема главных соединений				
Номинальный ток шкафа, А	630 – 1000	630 – 1000	630 – 1000	630 – 1000
Номер схемы	05	06	07	08
Схема главных соединений				
Номинальный ток шкафа, А	630 – 1000	630 – 1000	630 – 1000	630 – 1000
Номер схемы	10	15	16	17
Схема главных соединений				
Номинальный ток шкафа, А	630 – 1000	400	400	400
Номер схемы	18	19	20	21
Схема главных соединений				
Номинальный ток шкафа, А	400	400	400	400

Продолжение таблицы 4.26

Номер схемы	25	26	30	31
Схема главных соединений				
Номинальный ток шкафа, А	630; 1000	630; 1000
Номер схемы	32		35	
Схема главных соединений				
Номинальный ток шкафа, А	630; 1000		...	

КОМПЛЕКТНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ

Таблица 3.1

Технические характеристики КТП

Тип	$U_{номВН},$ кВ	$U_{номСН},$ кВ	$U_{номНН},$ кВ	$N_{сх.з.эл.},$ шт	$N_{сил.тр.},$ шт	$S_{сил.тр.},$ кВА	$i_{дин},$ кА	$I_{тер},$ кА	$t_{тер},$ с	$U_{оп.т},$ В	Ист. инф.
ПСКТП-Л-25/6/0,23	6	–	0,23	1	1	25	220	2
ПСКТП-Л-40/6/0,23	6	–	0,23	1	1	40	220	2
ПСКТП-Л-63/6/0,23	6	–	0,23	1	1	63	220	2
ПСКТП-Л-100/6/0,23	6	–	0,23	1	1	100	220	2
ПСКТП-Л-250/6/0,23	6	–	0,23	1	1	250	220	2
ПСКТП-Л-400/6/0,23	6	–	0,23	1	1	400	220	2
ПСКТП-Л-360/6/0,23	6	–	0,23	1	1	630	220	2
ПСКТП-Л-25/6/0,4	6	–	0,4	1	1	25	220	2
КТП-25/6/0,4-90 У1	6	–	0,4	1	1	25	12	5	1	220	2
КТПс-25/6/0,4-92 У1	6	–	0,4	1	1	25	12	5	1	220	2
КТПОС-25/6/0,23-92-У1	6	–	0,4	1	1	25	12	5	1	220	2
ПСКТП-Л-40/6/0,4	6	–	0,4	1	1	40	220	2
КТП-40/6/0,4-90 У1	6	–	0,4	1	1	40	12	5	1	220	2
КТПс-40/6/0,4-92 У1	6	–	0,4	1	1	40	12	5	1	220	2
КТПОС-40/6/0,23-92-У1	6	–	0,4	1	1	40	12	5	1	220	2
ПСКТП-Л-63/6/0,4	6	–	0,4	1	1	63	220	2
КТП-63/6/0,4-90 У1	6	–	0,4	1	1	63	12	5	1	220	2
КТПс-63/6/0,4-92 У1	6	–	0,4	1	1	63	12	5	1	220	2
КТПОС-63/6/0,23-92-У1	6	–	0,4	1	1	63	12	5	1	220	2
ПСКТП-Л-100/6/0,4	6	–	0,4	1	1	100	220	2
КТП-100/6/0,4-90 У1	6	–	0,4	1	1	100	12	5	1	220	2

Продолжение таблицы 3.1

Тип	$U_{номВН},$ кВ	$U_{номСН},$ кВ	$U_{номНН},$ кВ	$N_{сх.г.эл.},$ шт	$N_{сил.тр.},$ шт	$S_{сил.тр.},$ кВА	$i_{дин},$ кА	$I_{тер},$ кА	$t_{тер},$ с	$U_{оп.т},$ В	Ист. инф.
КТПс-100/6/0,4-92 У1	6	–	0,4	1	1	100	12	5	1	220	2
КТП-160/6/0,4-90 У1	6	–	0,4	1	1	160	12	5	1	220	2
КТПс-160/6/0,4-92 У1	6	–	0,4	1	1	160	12	5	1	220	2
ПСКТП-Л-250/6/0,4	6	–	0,4	1	1	250	220	2
КТП-250/6/0,4-90 У1	6	–	0,4	1	1	250	12	5	1	220	2
КТПс-250/6/0,4-92 У1	6	–	0,4	1	1	250	12	5	1	220	2
ПСКТП-Л-400/6/0,4	6	–	0,4	1	1	400	220	2
КТП-400/6/0,4-84 У1	6	–	0,4	2	1; 2	400	51 (12,5)	20 (5)	1	220	2
КТПСН-400/10/0,4У3	6	–	0,4; 0,66	400	25	10	1	220	2
КТПСН-400/10/0,4О4	6	–	0,4; 0,44; 0,66	400	25	10	1	220	2
ПСКТП-Л-360/6/0,4	6	–	0,4	1	1	630	220	2
КТП-630/6/0,4-84 У1	6	–	0,4	2	1; 2	630	51 (12,5)	20 (5)	1	220	2
КТПСН-630/10/0,4У3	6	–	0,4; 0,66	630	50	20	1	220	2
КТПСН-630/10/0,4О4	6	–	0,4; 0,44; 0,66	630	50	20	1	220	2
КТП-1000/6/0,4-84 У1	6	–	0,4	2	1; 2	1000	51 (12,5)	20 (5)	1	220	2
КТПСН- 1000/10/0,4У3	6	–	0,4; 0,66	1000	50	20	1	220	2
КТПСН- 1000/10/0,4О4	6	–	0,4; 0,44; 0,66	1000	50	20	1	220	2
КТП-1600- 6/0,69÷0,4У3	6	–	0,4; 0,69	2	1, 2	1600	64	25	1	220	2
КТП-2500- 6/0,69÷0,4У3	6	–	0,4; 0,69	2	1, 2	2500	64	25	1	220	2
КТП-800-6,6/0,4Т4	6,6	–	0,4; 0,42; 0,44	2	1, 2	800	51	20	1	220	2
КТП-1250-6,6/0,4Т4	6,6	–	0,4; 0,42; 0,44	2	1, 2	1250	64	25	1	220	2

Продолжение таблицы 3.1

Тип	$U_{номВН},$ кВ	$U_{номСН},$ кВ	$U_{номНН},$ кВ	$N_{сх.г.эл.},$ шт	$N_{сил.тр.},$ шт	$S_{сил.тр.},$ кВА	$i_{дин},$ кА	$I_{тер},$ кА	$t_{тер},$ с	$U_{оп.т},$ В	Ист. инф.
КТП-2000-6,6/0,4Т4	6,6	–	0,4; 0,42; 0,44	2	1, 2	2000	64	25	1	220	2
КТП-25/10/0,4-90 У1	10	–	0,4	1	1	25	12	5	1	220	2
КТПс-25/6/0,4-92 У1	10	–	0,4	1	1	25	12	5	1	220	2
КТПОС-25/10/0,23-92У1	10	–	0,4	1	1	25	12	5	1	220	2
КТП-40/10/0,4–90 У1	10	–	0,4	1	1	40	12	5	1	220	2
КТПс-40/10/0,4-92 У1	10	–	0,4	1	1	40	12	5	1	220	2
КТПОС-40/10/0,23-92У1	10	–	0,4	1	1	40	12	5	1	220	2
КТП-63/10/0,4-90 У1	10	–	0,4	1	1	63	12	5	1	220	2
КТПс-63/10/0,4-92 У1	10	–	0,4	1	1	63	12	5	1	220	2
КТПОС-63/10/0,23-92У1	10	–	0,4	1	1	63	12	5	1	220	2
КТП-100/10/0,4-90 У1	10	–	0,4	1	1	100	12	5	1	220	2
КТПс-100/10/0,4-92 У1	10	–	0,4	1	1	100	12	5	1	220	2
КТП-160/10/0,4-90 У1	10	–	0,4	1	1	160	12	5	1	220	2
КТПс-160/10/0,4-92 У1	10	–	0,4	1	1	160	12	5	1	220	2
КТП-160/10/0,4-91У1	10	–	0,4	2	1	160	12,5	5	1	220	2
КТП-250/10/0,4-90 У1	10	–	0,4	1	1	250	12	5	1	220	2
КТПс-250/10/0,4-92 У1	10	–	0,4	1	1	250	12	5	1	220	2
КТП-250/10/0,4-91У1	10	–	0,4	2	1	250	12,5	5	1	220	2
КТП-400/10/0,4-84 У1	10	–	0,4	2	1; 2	400	51 (12,5)	20 (5)	1	220	2
КТП-400/10/0,4-91У1	10	–	0,4	2	1	400	12,5	5	1	220	2
КТПСН-400/10/0,4У3	10	–	0,4; 0,66	400	25	10	1	220	2
КТПСН-400/10/0,4О4	10	–	0,4; 0,44; 0,66	400	25	10	1	220	2

Продолжение таблицы 3.1

Тип	$U_{номВН},$ кВ	$U_{номСН},$ кВ	$U_{номНН},$ кВ	$N_{сх.з.эл.},$ шт	$N_{сил.тр.},$ шт	$S_{сил.тр.},$ кВА	$i_{дин},$ кА	$I_{тер},$ кА	$t_{тер},$ с	$U_{оп.т},$ В	Ист. инф.
КТП-630/10/0,4-84 У1	10	–	0,4	2	1; 2	630	51 (12,5)	20 (5)	1	220	2
КТПСН-630/10/0,4У3	10	–	0,4; 0,66	630	50	20	1	220	2
КТПСН-630/10/0,4О4	10	–	0,4; 0,44; 0,66	630	50	20	1	220	2
КТП-1000/10/0,4-84 У1	10	–	0,4	2	1; 2	1000	51 (12,5)	20 (5)	1	220	2
КТПСН- 1000/10/0,4У3	10	–	0,4; 0,66	1000	50	20	1	220	2
КТПСН- 1000/10/0,4О4	10	–	0,4; 0,44; 0,66	1000	50	20	1	220	2
КТП-1600- 10/0,69÷0,4У3	10	–	0,4; 0,69	2	1, 2	1600	64	25	1	220	2
КТП-2500- 10/0,69÷0,4У3	10	–	0,4; 0,69	2	1, 2	2500	64	25	1	220	2
КТП-800-11/0,4Т4	11	–	0,4; 0,42; 0,44	2	1, 2	800	51	20	1	220	2
КТП-1250-11/0,4Т4	11	–	0,4; 0,42; 0,44	2	1, 2	1250	64	25	1	220	2
КТП-2000-116/0,4Т4	11	–	0,4; 0,42; 0,44	2	1, 2	2000	64	25	1	220	2
МТП-100/35/0,4-96 У1	35	–	0,4	1	1	100	220	2
КТПР-1000/35/6 (10)	35	–	6; 10	4	1; 2	1000	26	10	3	220	2, 1
КТПБР-1000/35/6 (10)	35	–	6; 10	4	1; 2	1000	26	10	3	220	2, 1
КТПР-1600/35/6 (10)	35	–	6; 10	4	1; 2	1600	26	10	3	220	2, 1
КТПБР-1600/35/6 (10)	35	–	6; 10	4	1; 2	1600	26	10	3	220	2, 1
КТПР-2500/35/6 (10)	35	–	6; 10	4	1; 2	2500	26	10	3	220	2, 1
КТПБР-2500/35/6 (10)	35	–	6; 10	4	1; 2	2500	26	10	3	220	2, 1

Окончание таблицы 3.1

Тип	$U_{номВН},$ кВ	$U_{номСН},$ кВ	$U_{номНН},$ кВ	$N_{сх.г.эл.},$ шт	$N_{сил.тр.},$ шт	$S_{сил.тр.},$ кВА	$i_{дин},$ кА	$I_{тер},$ кА	$t_{тер},$ с	$U_{оп.т},$ В	Ист. инф.
2ПКТПБ-М-35/6 (10)	35	–	6; 10	4	2	2500	26	10	3	220	2
КТПР-4000/35/6 (10)	35	–	6; 10	4	1; 2	4000	26	10	3	220	2, 1
КТПБР-4000/35/6 (10)	35	–	6; 10	4	1; 2	4000	26	10	3	220	2, 1
2ПКТПБ-М-35/6 (10)	35	–	6; 10	4	2	4000	26	10	3	220	2
КТПР-6300/35/6 (10)	35	–	6; 10	4	1; 2	6300	26	10	3	220	2, 1
КТПБР-6300/35/6 (10)	35	–	6; 10	4	1; 2	6300	26	10	3	220	2, 1
2ПКТПБ-М-35/6 (10)	35	–	6; 10	4	2	6300	26	10	3	220	2
КТПБР-110/35/6 (10)	110	35	6; 10	2	1; 2	2500	52	220	1
КТПБР-110/35/6 (10)	110	35	6; 10	2	1; 2	4000	52	220	1
2КТПБ-110/35/6 (10)У1	110	35	6; 10	2	2	10000	65	35	3	220	2
2КТПБ-110/35/6 (10)У1	110	35	6; 10	2	2	16000	65	35	3	220	2

Примечание: 1. $U_{номВН}$ – Номинальное рабочее напряжение на стороне ВН; $U_{номСН}$ – Номинальное рабочее напряжение на стороне СН; $U_{номНН}$ – Номинальное рабочее напряжение на стороне НН; $N_{сх.г.эл.}$ – Количество схем главных электрических ОРУ ВН; $N_{сил.тр.}$ – Количество силовых трансформаторов; $S_{сил.тр.}$ – Мощность силовых трансформаторов; $i_{дин}$ – Предельный сквозной ток к.з., для КТП-25-250/10/0,4-90У1 – ток кабельного ввода (воздушного ввода); $I_{тер}$ – Ток термической стойкости, для КТП-25-250/10/0,4-90У1 – ток кабельного ввода (воздушного ввода); $t_{тер}$ – Время термической стойкости; $U_{оп.т}$ – Напряжение оперативного тока; Ист. инф. – Источник информации.

2. В типе комплектной трансформаторной подстанции: П – перевозимая; ПС – передвижная с сухим трансформатором; К – комплектная, М – мачтовая; Т – трансформаторная, П – подстанция, Б – блочная, Р – распределительная, СН – собственных нужд; с – столбовая; ОС – обогрев стрелочных переводов; М – модернизированная; Л – шифр изготовителя; 84 – год разработки рабочих чертежей; У1, У3, О4, Т4 – климатические исполнения и категории размещения.

3. Источники информации: 1 – Рекламный лист компании "АВВ" (Украина); 2 – БД "Промышленные каталоги 1994-2000 гг." (CD-ROM).

Таблица 3.2

КТПР-35/10 и КТПБР-35/10: Перечень блоков 35, 10 (6)

Наименование	Схема главных соединений	Тип блока	
		Для умеренного климата	С усиленной изоляцией
Блок выключателя с разъединителями на 35 кВ		Б35-1/К	Б35Б-2/К
		Б35-5/К	Б35Б-6/К
Блок выключателя с разъединителем и разрядниками 35 кВ		Б35-9/К	Б35Б-10/К
		Б35-13/К	Б35Б-14/К
Блок разъединителя на 35 кВ		Б35-19	Б35Б-20
Блок приема ВЛ-35		Б35-22	Б35Б-23
Блок опорных изоляторов 35 кВ		Б35-28	Б35Б-29
Блок шинных аппаратов 35 кВ		Б35-32/К	Б35Б-33/К
Кронштейн с изолятором на 10 кВ		*Б10-3	*Б10Б-4
Кронштейн с трансформатором напряжения 2НОМ-35		—	—

* Блоки разработаны для КТПБ-110/35/10(6) кВ.

КТПБР-35/10: Схемы главных соединений приведены ниже

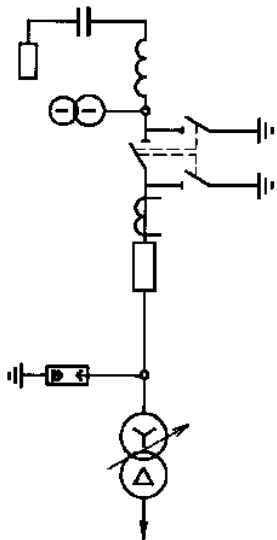


Схема главных соединений 35-3Н

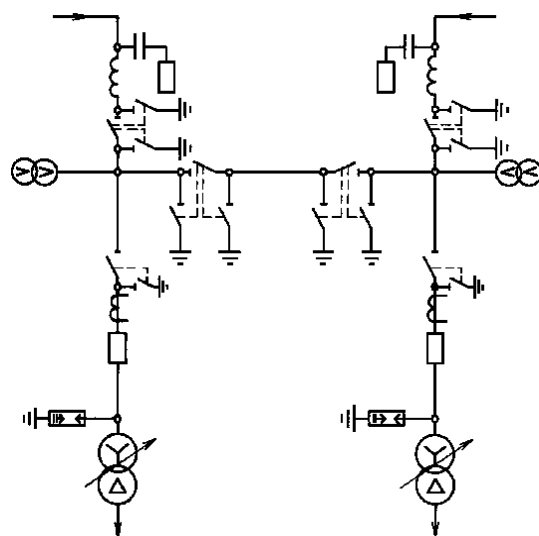


Схема главных соединений 35-4Н

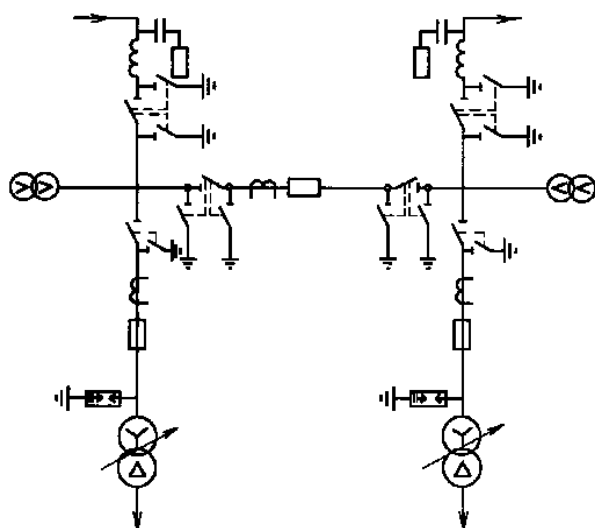


Схема главных соединений 35-5АН

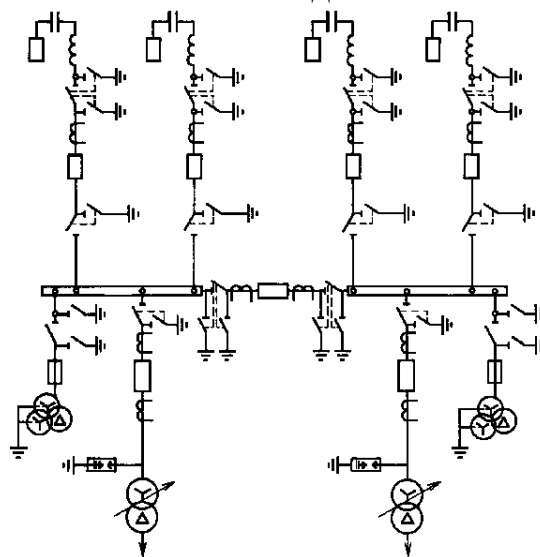
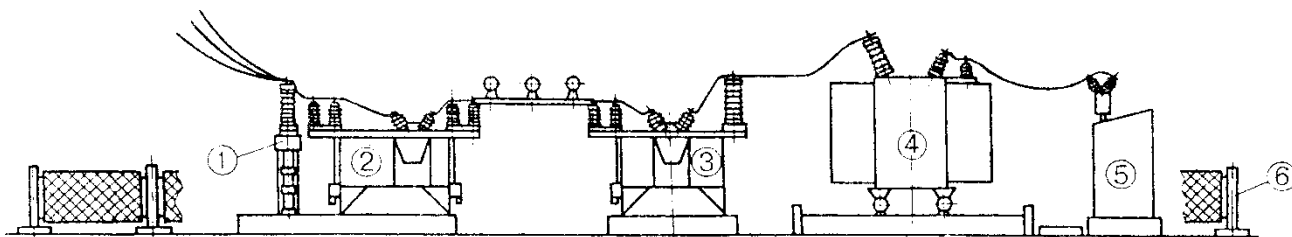
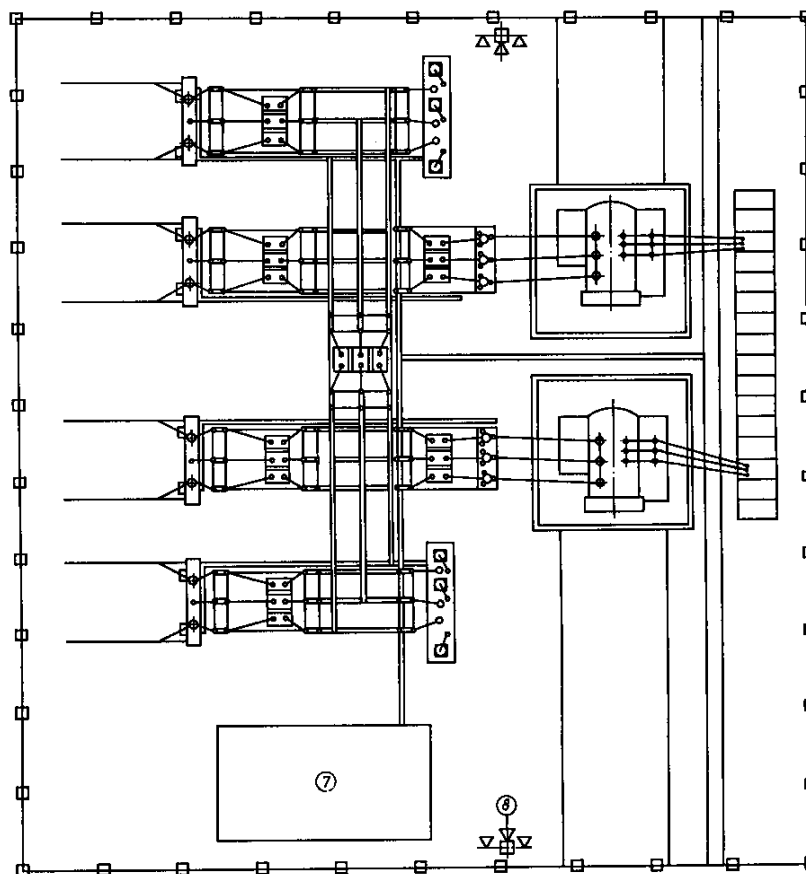


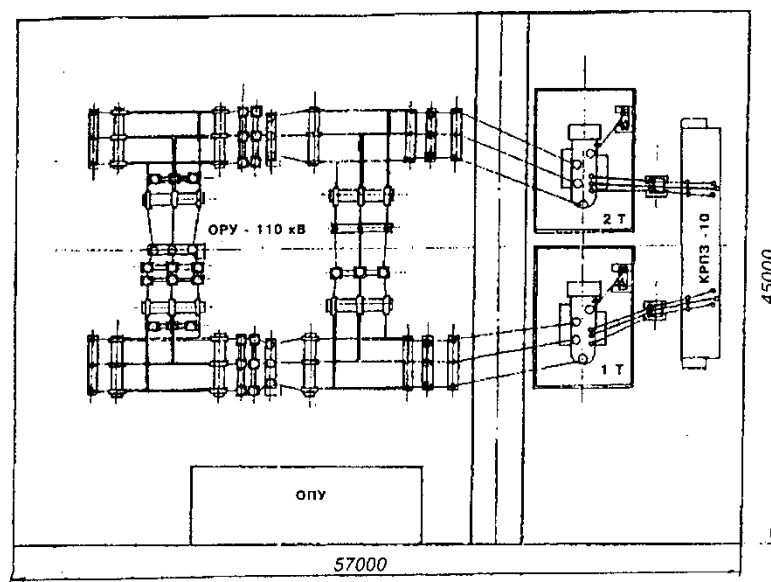
Схема главных соединений 35-9

Габаритные размеры подстанции КТПБР 35/10 (схема 35-9) приведены ниже. (Здесь: 1 – Блок приема; 2 – Блок выключателя с разъединителем на 35 кВ; 3 – Блок выключателя с разъединителем и разрядниками на 35 кВ; 4 – Трансформатор силовой; 5 – Блок КРЗ-10; 6 – Ограда; 7 – Здание ОПУ; 8 – Установка прожекторная.)





КТПБР по схеме 110-4 с двухобмоточным трансформатором



КТПБР по схеме 110-4 с трёхобмоточным трансформатором

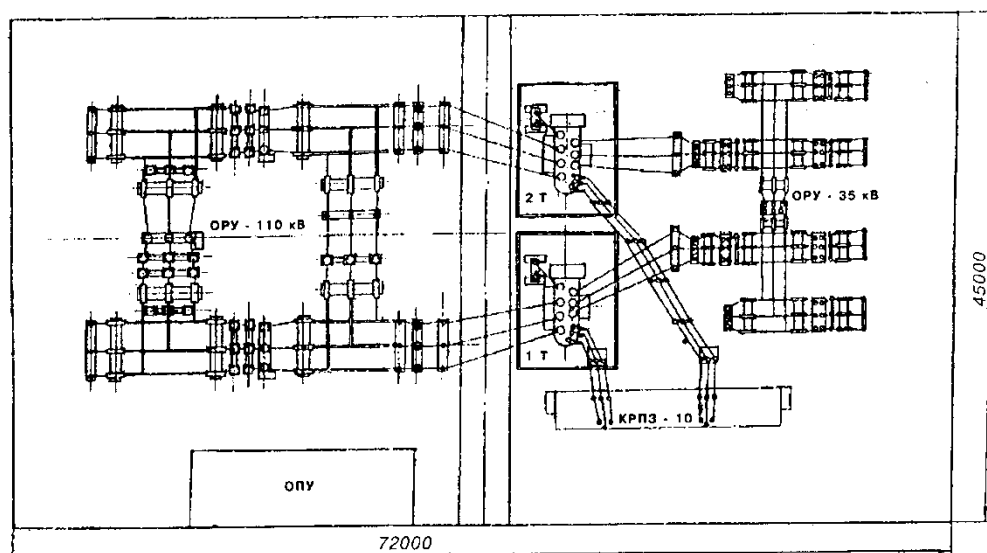
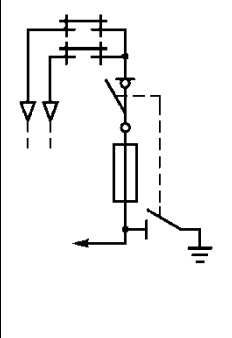
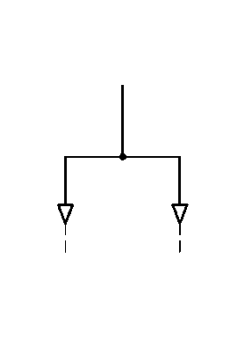
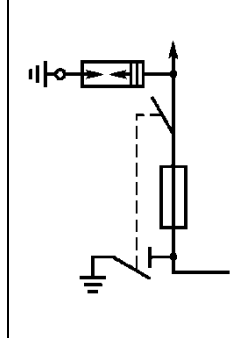
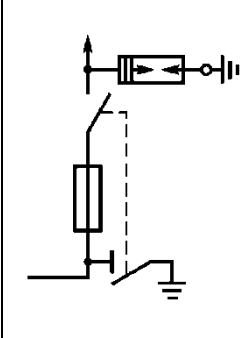
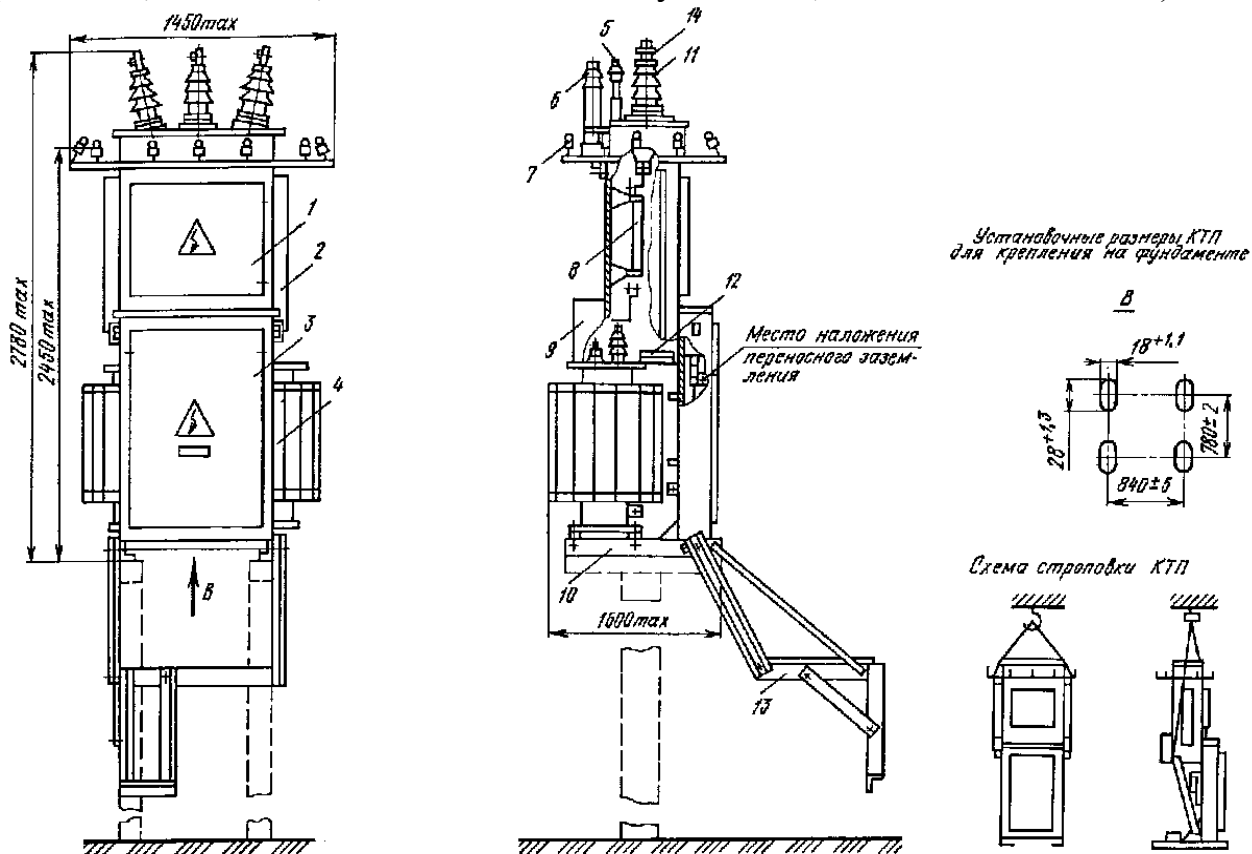


Таблица 3.3

КТП-25-250/10/0,4-90 У1: Однолинейные схемы главных соединений устройств ввода со стороны высшего напряжения приведены ниже

Схема				
Назначение шкафа	Вводный ВН	Глухого ввода ВН	Ввода ВН с воздушным вводом	
Тип шкафа	ШВВ-2 У1	ВВ-1 У1	ШВВ-2 У1 (левый)	ШВВ-1 У1 (правый)
Тип выключателя	ВНП-10/630	—	ВНП-10/630	
Габаритные размеры (ширина × глубина × высота), мм	912×880×1925	625×434×1000	1040×886×4730	
Масса, кг	330	40	540	

Габаритные, установочные и присоединительные размеры КТП-25-250/10/0,4-90 У1 приведены ниже. (Здесь: 1 – Шкаф УВН; 2 – Короб; 3 – Шкаф РУНН; 4 – Силовой трансформатор; 5 – Изолятор штыревой высоковольтный; 6 – Разрядник высоковольтный; 7 – Изолятор штыревой низковольтный; 8 – Патрон предохранителя; 9 – Кожух трансформатора; 10 – Салазки; 11 – Изолятор проходной; 12 – Лист; 13 – Площадка обслуживания; 14 – Скобы-зажимы.)



АППАРАТЫ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

КОММУТАЦИОННЫЕ ОППАРАТЫ

Выключатели

Таблица 4.1

Выключатели автогазовые

Тип	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, кА	$I_{откл.ном}$, кА	β_n , %	$i_{дин}$, кА	$I_{дин}$, кА	$i_{вкл.ном}$, кА	$I_{вкл.ном}$, кА	$I_{тер}$, кА	$t_{тер}$, с	$t_{с.в}$, с	$t_{п.в}$, с	Тип привода	$I_{прив}$, А	m , кг	Ист. инф.
ВНПР-10/630-16 УЗ	10	630	630	9	41	16	41	16	16	1	0,15		ПР-10	10		2
ВНПР-10/400-20 У2	10	400	400	9	51	20	51	20	20	1			пружинный		24,2	2
ВН-10/400-20 УЗ	10	400	400	9	51	20	51	20	20	1	0,1		пружинный			2
ВНМ-10/400-20	10	400	630	9	51	20	51	20	20	3	0,1		ПП-16			3
ВНА-10/630-20У2	10	630	630	9	51	20	51	20	20	1	0,1	...	ПР-10	10	41	1
ВНП-10/630-20	10	630	630	9	51	20	51	20	20	1	0,1	0,15	пружинный	10	41	2
ВНП-М1-10/630-20	10	630	630	9	51	20	51	20	20	1	0,1		пружинный			2
ВН-10/630-20УЗ	10	630	630	9	51	20	51	20	20	1	0,1		пружинный			2
ВНМ-10/630-20	10	630	630	9	51	20	51	20	20	3	0,1		ПП-16			3
ВНП-М1-10/630-31,5	10	630	630	9	81	31,5	51	31,5	31,5	1	0,1		пружинный			2
ВНМ-10/630-31,5	10	630	630	9	81	31,5	51	20	31,5	3	0,1		ПП-16			3

Примечания: 1. $U_{ном}$ – Номинальное напряжение; $I_{ном}$ – Номинальный ток; $I_{откл.ном}$ – Номинальный ток отключения; β_n – Процентное содержание апериодической составляющей; $i_{дин}$ – Ток электродинамической стойкости (наибольший пик); $I_{дин}$ – Ток электродинамической стойкости (начальное действующее значение); $i_{вкл.ном}$ – Номинальный ток включения (наибольший пик); $I_{вкл.ном}$ – Номинальный ток включения (начальное действующее значение); $I_{тер}$ – Ток термической стойкости; $t_{тер}$ – Время протекания тока; $t_{с.в}$ – Собственное время отключения; $t_{п.в}$ – Полное время отключения; $I_{прив}$ – Ток цепи управления привода; m – Полная масса выключателя.

2. В типе выключателя: (расшифровка типов выключателей) ВНПР-10/630-16з (з2, п) УЗ:

ВН – выключатель нагрузки;

П – переменного тока;

Р – с ручным приводом;

10 – номинальное напряжение, кВ;

630 – номинальный ток отключения, А или кА;

16 – номинальная периодическая составляющая сквозного тока, А;

з – наличие заземляющих ножей, расположенных снизу выключателя;

з2 - наличие заземляющих ножей, расположенных сверху и снизу выключателя;

п - наличие предохранителей и заземляющих ножей, установленных за предохранителями;

УЗ - климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69.

3. Источники информации: 1 – Электротехнический справочник: – «Оборудование станций и подстанций»; 2 – БД "Промышленные каталоги 1994-2000 гг." (CD-ROM);

3 - интернет.

Таблица 4.2

Выключатели вакуумные

Тип	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, кА	$I_{отк.ном}$,	β_n , %	$i_{дин}$, кА	$I_{дин}$, кА	$i_{вкл.ном}$, кА	$I_{вкл.ном}$, кА	$I_{тер}$, кА	$t_{тер}$, с	$t_{с.в}$, с	$t_{н.в}$, с	Тип привода	m, кг	Ист. инф.
			кА												
ВЭ(С)-6	5; 7,2	1600, 2000, 3150	40	24	128				40	3	0,06	0,065			1
ВВ/TEL	6; 10	630-100	8-12,5- 16;20												1
ВЭЭ(С)-6	6; 7,2	1600, 2000, 3150	31,54	21	128				31, 5; 40	5	0,065	0,065			1
VF-07	6	1200; 1600	40;50	30	128				40	3	0,05	0,075		150	1
VD-И	6	2000; 2500; 3150	31,5; 40	24	100; 125				31,5; 40	3	0,045	0,06		160	1
НА-3	6	2000; 2500; 3150	31,5; 40	20					31,5; 40	3	0,07	0,085		143	1
ЭВОЛИС-6	6	630-2500	25; 31,5; 40		62,5; 80; 100				25; 31,5; 40	3				138	1
КЭ-6И КЭ6С	6	630-3150	40											135	1
КЭЭ-6И КЭЭ-6С	6,6	630-2500	40											130	1
ВВЕ –10-20/630 УЗ	10	40	40	112	25000	50								164	1
ВВВ-10-20У2	10	320	2		10					4		0,08		165	1
ВВТЭ-10-10/630У2	10	630	10	60	25	10	25	10	10	3	0,03	0,05	ЭМ	168	1
ВВТП-10-10/630У2	10	630	10	60	25	10	25	10	10	3	0,03	0,05	ЭМ	181	1
VD4 12.06.16	10	630	16		40		17,4		16					182	1
ВВТЭ-10-20/630УХЛ2	10	630	20	50	52	20	52	20	20	3	0,03	0,05	ЭМ	184	1
ВВТП-10-20/630УХЛ2	10	630	20	50	52	20	52	20	20	3	0,03	0,05	ЭМ	261	1
ВВЭ-10-20/630У3	10	630	20	40	52	20	52	20	20	3	0,055	0,05	ЭМ	278	1

Продолжение таблицы 4.2

Тип	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, кА	$I_{отк.ном}$	β_n , %	$i_{дин}$, кА	$I_{дин}$, кА	$i_{вкл.ном}$, кА	$I_{вкл.ном}$, кА	$I_{тер}$, кА	$t_{тер}$, с	$t_{с.в}$, с	$t_{п.в}$, с	Тип привода	m, кг	Ист. инф.
			кА												
VD4 12.06.20	10	630	20		50		21,8		20					165	1
BB-10-20/630 T3	10	630	20				52		20					182	1
BB-M-10-20/630 Y3	10	630	20				52		20					184	1
BB-M-10-20/630 T3	10	630	20				52		20					261	1
BB-10Y-20/1000 Y3	10	630	20				52		20					278	1
BB-10Y-20/1600 Y3	10	630	20				52		20						2
BB-10Y-31 5/1000 Y3	10	630	20				80		20					250	2
B3-10Y-31 5/1600 Y3	10	630	20				80		20					180	2
BBE –10-20/630 Y3	10	630	20	52	20000	30	154							220	2
BBE –10-20/1000 Y3	10	630	20	5?	25000	50	141							220	2
VD4 12.06.25	10	630	25		63		27,03		25						2
BBЭ-10-31,5/630Y3	10	630	31,5		80	31,5	80	31,5	31,5	3	0,055	0,075			2
VD4 12.06.31	10	630	31,5		80		34,3		31,5						2
BBE –10-20/630 Y3	10	630	52	25000	50	143									2
BB-10-31 5/630 Y3	10	630	31 5				80		31 5						3
BB-10-31 5/630 T3	10	630	31 5				80		31 5						3
BB-M-10-31 5/1000 Y3	10	630	31 5				80		31 5					574 ... 606	3
BB-M-10-31 5/1600 Y3	10	630	31 5				80		31 5						3
BBE –10-20/630 Y3	10	630	31 5	80	20000	50	161								3
BBE –10-20/1000 Y3	10	630	31 5	31 5	25000	50	149								3
BBE –10-20/1000 Y3	10	630	31 5	31 5	80	25000	50	149							3
BBE –10-20/630 Y3	10	630	31 5	31 5	80	25000	50	149						255 ... 258	3
BBE –10-20/630 Y3	10	630	31 5	31 5	80	25000	50	149						51... 66	4
BBTЭ-10-20/1000УХЛ2	10	1000	20	50	52	20	52	20	20	3	0,03	0,05	ЭМ		4

Продолжение таблицы 4.2

Тип	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, кА	$I_{отк.ном}$	β_n , %	$i_{дин}$, кА	$I_{дин}$, кА	$i_{вкл.ном}$, кА	$I_{вкл.ном}$, кА	$I_{тер}$, кА	$t_{тер}$, с	$t_{с.в}$, с	$t_{п.в}$, с	Тип привода	m , кг	Ист. инф.
			кА												
ВВТП-10-20/1000УХЛ2	10	1000	20	50	52	20	52	20	20	3	0,03	0,05	ЭМ	980	3
ВВЭ-10-20/1000У3	10	1000	20	40	52	20	52	20	20	3	0,055	0,05	ЭМ	1000	3
ВБСИ-10-20/1000У3	10	1000	20												1
ВБСИБ-10-20/1000У3	10	1000	20												1
ВВ-10-20/1000 У3	10	1000	20				52		20						1
ВВ-М-10-20/1000 У3	10	1000	20				52		20					300	3
ВВ 10У-20/630 Т3	10	1000	20				52		20					50	3
ВВ-10У-31 5/630 Т3	10	1000	20				80		20						3
ВВЕ –10-20/1000 У3	10	1000	20	20		20000	30	155						78... 80	5
ВВЕ –10-20/630 У3	10	1000	20	52	25000	50								82	5
ВВЭ-10-31,5/1000У3	10	1000	31,5		80	31,5	80	31,5	31,5	3	0,055	0,075		88... 91	5
ВВ-10-31 5/1000 У3	10	1000	31 5				80		31 5					92	5
ВВ-М-10-31 5/630 Т3	10	1000	31 5				80		31 5					108	5
ВВЕ –10-20/1000 У3	10	1000	31 5	80	20000	50	162							102	5
ВВЕ –10-20/630 У3	10	1000	31 5	31 5	80	25000	50							38	5
ВВЕ –10-20/1000 У3	10	1000	31 5	31 5	80	25000	50	149						220	5
VD4 12.12.16	10	1250	16		40		17,4		16						3
VD4 12.12.20	10	1250	20		50		21,8		20						2
ВВ-10-20/1250 Т3	10	1250	20				52		20					69/ 74	5
ВВ-М-10-20/1250 Т3	10	1250	20				52		20					69/ 74	5
ВВ-10У-31 5/630 У3	10	1250	20				52		20					69/74	5
ВВ 10У-40/1600 У3	10	1250	20				80		20					80/ 85	5
ВВЕ –10-20/1000 У3	10	1250	20	20	52	25000	50	143						70/ 75	5
VD4 12.12.25	10	1250	25		63		27,3		25					70/ 75	5
VD4 12.12.31	10	1250	31,5		80		34,3		31,5					70/ 75	5
VD4 12.12.40	10	1250	40		100		43,6		40					81/ 86	5
ВВЕ –10-20/630 У3	10	1250	40	40	112	25000	50	170						94	5

Продолжение таблицы 4.2

Тип	$U_{ном},$ кВ	$I_{ном},$ кА	$I_{отк.ном},$	$\beta_n,$ %	$i_{дин},$ кА	$I_{дин},$ кА	$i_{вкл.ном},$ кА	$I_{вкл.ном},$ кА	$I_{тер},$ кА	$t_{тер},$ с	$t_{с.в},$ с	$t_{п.в},$ с	Тип привода	$m,$ кг	Ист. инф.
			кА												
BBE –10-20/1000 УЗ	10	1250	40	40										147/ 155	5
VD4 12.12.50	10	1250	50		128		54,4		50					147/155	5
BBE –10-20/1000 УЗ	10	1250	52	25000	50	143								147/155	5
BB-10-31 5/2000 УЗ	10	1250	31 5				80		31 5					147/155	5
BBE –10-20/630 УЗ	10	1250	31 5	31 5	80	25000	50	150						147/155	5
BBE –10-20/630 УЗ	10	1250	31 5	31 5	80	25000	50							147/155	5
BBЭ-10-20/1600УЗ	10	1600	20	40	52	20	52	20	20	3	0,055	0,05	ЭМ	147/155	5
BB-10-20/1600 УЗ	10	1600	20				52		20					147/155	5
BB-M-10-20/1600 УЗ	10	1600	20				52		20					147/155	5
BB-10У-20/1250 ТЗ	10	1600	20				52		20					159	5
BB-10У-31 5/1250 ТЗ	10	1600	20				80		20					159	5
BBE –10-20/630 УЗ	10	1600	20	20	52	25000	50	143						159	5
VD4 12.16.25	10	1600	25		63		27,3		25					159	5
BBЭ-10-31,5/1600УЗ	10	1600	31,5		80	31,5	80	31,5	31,5	3	0,055	0,075		260	5
VD4 12.16.31	10	1600	31,5		85		34,5		31,5					260	5
VD4 12.16.40	10	1600	40		100		43,6		40					260	5
BB 10У-40/1250 ЗД ТЗ	10	1600	40				80		20					260	5
BBE –10-20/1000 УЗ	10	1600	40	40	112	25000	50	170						260	5
BBE –10-20/1000 УЗ	10	1600	40	40	112	25000	50							260	5
BBE –10-20/630 УЗ	10	1600	40	40	112	10000	25	255						260	5
BBE –10-20/630 УЗ	10	1600	40	40	102	25000	25	25^						260	5
BBE –10-20/1000 УЗ	10	1600	40	40	102	50								151	1
VD4 12.16.50	10	1600	50		128		54,4		50					152	1
BBЭ-110- 20...31,5/1600УЗ	10	1600	20 ... 31,5	20							0,025	0,07		152	1
BB-10-31 5/1600 УЗ	10	1600	31 5				80		31 5					155	2
BB-M-10-31 5/1250 ТЗ	10	1600	31 5				80		31 5					155	2

Продолжение таблицы 4.2

Тип	$U_{ном},$ кВ	$I_{ном},$ кА	$I_{отк.ном},$	$\beta_n,$ %	$i_{дин},$ кА	$I_{дин},$ кА	$i_{вкл.ном},$ кА	$I_{вкл.ном},$ кА	$I_{тер},$ кА	$t_{тер},$ с	$t_{с.в},$ с	$t_{п.в},$ с	Тип привода	$m,$ кг	Ист. инф.
			кА												
BB-10-31 5/3150 У3	10	1600	31,5				80		31,5					137	2
BBE –10-20/630 У3	10	1600	31,5	31,5	80	25000	50	150						138	2
BBE –10-20/630 У3	10	1600	31,5	31,5	80	10000	25	251						138	2
BBE –10-20/1000 У3	10	1600	31,5	31,5	80	25000	50	150						140	2
VD4 12.20.25	10	2000	25		63		27,3		25					140	4
BBЭ-10-31,5/2000У3	10	2000	31,5		80	31,5	80	31,5	31,5	3	0,055	0,075		158	4
ББМЭ-10-31,5...40/2000	10	2000	31,5											158	4
VD4 12.20.31	10	2000	31,5		85		34,3		31,5					158	2
VD4 12.20.40	10	2000	40		100		43,6		40					159	2
BBE –10-20/1000 У3	10	2000	40	40	112	5000	25	255						146	2
BBE –10-20/1000 У3	10	2000	40	40	102	5000	25	257						146	2
VD4 12.20.50	10	2000	50		128		54,4		50					146	3
BB-10-31 5/1600 Т3	10	2000	31,5				80		31,5					147	3
BBE –10-20/1000 У3	10	2000	31,5	31,5	80	10000	25	251						147	3
VD4 12.25.25	10	2500	25		63		27,3		25					249	2
VD4 12.25.31	10	2500	31,5		85		34,3		31,5					249	1
VD4 12.25.40	10	2500	40		100		43,6		40					266	2
BBE –10-20/630 У3	10	2500	40	40	112	5000	25	272						260	2
VD4 12.25.50	10	2500	50		128		54,4		50					271	2
BB-10-40/3150 У3	10	2500	31,5				80		31,5					271	2
BBE –10-20/630 У3	10	2500	31,5	31,5	80	5000	25	255						137	2
VD4 12.31.25	10	3150	25		63		27,3		25					138	2
BBЭ-10-31,5/3150У3	10	3150	31,5		80	31,5	80	31,5	31,5	3	0,055	0,075		138	2
VD4 12.31.31	10	3150	31,5		85		34,3		31,5					140	2
VD4 12.31.40	10	3150	40		100		43,6		40					140	2
BB-10-40/2500 Т3	10	3150	40				102		40					146	2
BBE –10-20/1000 У3	10	3150	40	40	112	4000	25	272						146	2

Продолжение таблицы 4.2

Тип	$U_{ном},$ кВ	$I_{ном},$ кА	$I_{отк.ном},$	$\beta_n,$ %	$i_{дин},$ кА	$I_{дин},$ кА	$i_{вкл.ном},$ кА	$I_{вкл.ном},$ кА	$I_{тер},$ кА	$t_{тер},$ с	$t_{с.в},$ с	$t_{п.в},$ с	Тип привода	$m,$ кг	Ист. инф.
			кА												
ВВЕ –10-20/1000 УЗ	10	3150	40	40	102	4000	25	274						146	2
VD4 12.31.50	10	3150	50		128		54,4		50					147	2
ВВ-10-31 5/2500 ТЗ	10	3150	31,5				80		31,5					147	2
ВВЕ –10-20/1000 УЗ	10	3150	31,5	31,5	80	3000	25	26Р						170	2
VD4 12.40.25	10	4000	25		63		27,3		25						
VD4 12.40.31	10	4000	31,5		85		34,3		31,5						
VD4 12.40.40	10	4000	40		100		34,6		40						
VD4 12.40.50	10	4000	50		128		55,8		50						
ВВЕ –10-20/1000 УЗ	10	1250 20	20	52	20000	30	158								
ВВЕ –10-20/1000 УЗ	10	1600 20	20	52	20000	30	158								
3150УЗ	10	1600...3150	31,5...40												
ВВЭ-М-10-40	10	2000; 2500; 3150	40								0,05	0,1			
Э-М	10	30... 1600	2,5;20								0,04	0,1			
ВВЕ –10-20/630 УЗ	10	31,5	31,5	80	20000	50	162								
ВВЕ –10-20/1000 УЗ	10	31,5	31,5	80	20000	50	164								
ВВЕ –10-20/630 УЗ	10	31,5	31,5	80	20000	50	164								
ВБСИ10-10/630	10	400... 630	10								0,04	0,1			
ВВЕ –10-20/1000 УЗ	10	630 20	20	52	20000	30									
ВВЕ –10-20/1000 УЗ	10	630 20	20	52	25000	50									
ВБЧС-Э(П)	10	630; 1000; 1600	20												
ВВ(Э)-10	10	630; 1000; 1600	20; 31,5										ЭМ		
ВБЛ-10	10	630; 1000; 1600		30			52	20			0,03		ЭМ		

Продолжение таблицы 4.2

Тип	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, кА	$I_{отк.ном}$	β_n , %	$i_{дин}$, кА	$I_{дин}$, кА	$i_{вкл.ном}$, кА	$I_{вкл.ном}$, кА	$I_{тер}$, кА	$t_{тер}$, с	$t_{с.в}$, с	$t_{п.в}$, с	Тип привода	т, кг	Ист. инф.
			кА												
ВБПВ	10	630; 1000; 1600	20												
ВБПС	10	630; 1000; 1600	20												
ВБКЭ-10- 20/630...1600У3	10	630... 1600	20												
ВБЧ-СЭ-10-20/630; 1000; 1600	10	630... 1600	20								0,04	0,1	ЭМ		
ВВТП-М-10-20/630;1000, 1600	10	630... 1600	12,5 ; 16,5; 20	24							0,055	0,06	ЭМ		
ВВТЭ-М-10-20/630,1000, 1600	10	630... 1600	12,5; 20								0,04	0,1	ЭМ		
ВВЭ-М-10-20/630;1000; 1600	10	630... 1600	20								0,04	0,1			
ВВП-М-10-20/630; 1000; 1600	10	630... 1600	20	24							0,035	0,06			
ВБЧ-СП-10-20/630; 1000; 1600	10	630... 1600	20								0,04	0,1			
ЭВОЛИС-10	10	630-2500	25; 31,5; 40		62,5; 80; 400				25; 31,5; 40	3					
ВВЭ-10-20/630Т3	11	630	20		52	20	52	20	20	3	0,055	0,075			
ВВЭ-10-31,5/630Т3	11	630	31,5		80	31,5	80	31,5	31,5	3	0,055	0,075			
ВВЭ-10-20/1250Т3	11	1250	20		52	20	52	20	20	3	0,055	0,075			
ВВЭ-10-31,5/1250Т3	11	1250	31,5		80	31,5	80	31,5	31,5	3	0,055	0,075			
ВВЭ-10-31,5/1600Т3	11	1600	31,5		80	31,5	80	31,5	31,5	3	0,055	0,075			
ВВЭ-10-31,5/2500Т3	11	2500	31,5		80	31,5	80	31,5	31,5	3	0,055	0,075			
ВВ-ЮУ-20/630 У3	20	2500	40				102		40						
ВВО-27,5В-20/1000У1	27,5	1000	20	40					20	3	0,04	0,06			

Продолжение таблицы 4.2

Тип	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, кА	$I_{отк.ном}$	β_n , %	$i_{дин}$, кА	$I_{дин}$, кА	$i_{вкл.ном}$, кА	$I_{вкл.ном}$, кА	$I_{тер}$, кА	$t_{тер}$, с	$t_{с.в}$, с	$t_{п.в}$, с	Тип привода	m, кг	Ист. инф.
			кА												
ВБН-27,5-20/1600УХ11	27,5	1600	20												
ВБПЗ-35-12,5/1000У3	35	1000	12,5			12,5	32								
ВВЕЗ-35	35	1000	20				52								
ВБН-35-20/1600УХ11	35	1600	20												
ВБЦ-35-20... 31,5/1600У3	35	1600	20... 31,5												

Примечания: $U_{ном}$ – Номинальное напряжение; $I_{ном}$ – Номинальный ток; $I_{отк.ном}$ – Номинальный ток отключения; β_n – Процентное содержание аperiodической составляющей; $i_{дин}$ – Ток электродинамической стойкости (наибольший пик); $I_{дин}$ – Ток электродинамической стойкости (начальное действующее значение); $i_{вкл.ном}$ – Номинальный ток включения (наибольший пик); $I_{вкл.ном}$ – Номинальный ток включения (начальное действующее значение); $I_{тер}$ – Ток термической стойкости; $t_{тер}$ – Время протекания тока; $t_{с.в}$ – Собственное время отключения; $t_{п.в}$ – Полное время отключения; $I_{прив}$ – Ток цепи управления привода; m – Полная масса выключателя.

Таблица 4.3

Маломасляные выключатели 10 кВ

Тип выключателя	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА	Предельный сквозной ток, кА		Номинальный ток включения, кА		Ток термической стойкости, кА/допустимое время его действия	Полное время отключения, с	Собственное время включения, с	Тип привода
				Наибольший пик	Начальное действующее значение periodической составляющей	Наибольший пик	Начальное действующее значение periodической составляющей				
ВМПЭ-10-630-20	10	630	20	52	20		20	20	0,095	0,3	
ВПМ-10-20/630 У3	10	630	20	52	20		20	20	0,095	0,3	
ВПМ-10-20/630 У2	10	630	20	52	20		20	20	0,095	0,3	

Продолжение таблицы 4.3

Тип выключателя	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА	Предельный сквозной ток, кА		Номинальный ток включения, кА		Ток термической стойкости, кА/допустимое время его действия	Полное время отключения, с	Собственное время включения, с	Тип привода
				Наибольший пик	Начальное действующее значение периодической составляющей	Наибольший пик	Начальное действующее значение периодической составляющей				
ВМП-10-20/630 У3	10	630	20	52	20		20	20	0,095	0,3	
ВКЭ-М-10-20/630 У2	10	630	20	52	20		20	20	0,095	0,3	
ВМПЭ-10-630-31,5	10	630	31,5	80	31,5		31,5	31,5	0,095	0,3	
ВКЭ-М-10-31,5/630 У2	10	630	31,5	80	31,5		31,5	31,5	0,095	0,3	
ВМПЭ-10-1000-20	10	1000	20	80	31,5		31,5	31,5	0,095	0,3	
ВПМ-10-20/1000 У3	10	1000	20	80	31,5		31,5	31,5	0,12	0,3	
ВПМ-10-20/1000 У2	10	1000	20	80	31,5		31,5	31,5	0,095	0,3	
ВМП-10-20/1000 У3	10	1000	20	80	31,5		31,5	31,5	0,095	0,3	
ВКЭ-М-10-20/1000 У2	10	1000	20	80	31,5		31,5	31,5	0,12	0,3	
ВМПЭ-10-1000-31,5	10	1000	31,5	52	20	52	20	20	0,11	0,3	ПЭ-11
ВКЭ-М-10-31,5/1000У2	10	1000	31,5	52	20	52	20	20	0,14	0,3	ППО-10
ВМПЭ-10-1600-20	10	1600	20	52	20	52	20	20	0,14	0,3	ППО-11
ВКЭ-М-10-20/1600 У2	10	1600	20	52	20	52	20	20	0,11	0,3	ПЭ-11
ВМПЭ-10-1600-31,5	10	1600	31,5	52	20	52	20	20	0,14	0,3	ППО-10
ВКЭ-М-10-31,5/1600У2	10	1600	31,5	52	20	52	20	20	0,14	0,3	ППО-11
МГГ-10-2000-45 Т3	10	2000	45	120	45	120	45	20	0,15	0,4	ПЭ-21 У3
ВМПЭ-10-2500-31,5	10	2500	31,5	120	45	120	45	20	0,15	0,4	ПЭ-21 У4
МГГ-10-3150-45 У3	10	3150	45	120	45	120	45		0,15	0,4	ПЭ-21 У5
МГГ-10-3150-45 Т3	10	3150	45	170	64	170	64		0,13	0,4	ПЭ-21 АУ3
МГГ-10-4000-45 У3	10	4000	45	170	64	170	64		0,13	0,4	ПЭ-21 АУ4
МГГ-10-4000-45 Т3	10	4000	45	120	45	120	45		0,15	0,4	ПЭ-21 Т3
МГГ-10-5000-45 У3	10	5000	45	120	45	120	45		0,15	0,4	ПЭ-21 Т4
МГГ-10-5000-63 КУ3	10	5000	63	120	45	120	45		0,15	0,4	ПЭ-21 Т5

Продолжение таблицы 4.3

Тип выключателя	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА	Предельный сквозной ток, кА		Номинальный ток включения, кА		Ток термической стойкости, кА/допустимое время его действия	Полное время отключения, с	Собственное время включения, с	Тип привода
				Наибольший пик	Начальное действующее значение периодической составляющей	Наибольший пик	Начальное действующее значение периодической составляющей				
МГГ-10-5000-63 У3	10	5000	63	170	64	170	64		0,12	0,4	ПЭ-21 АТ3
ВМПЭ-11-630-20	11	630	20	52	20						
ВМПЭ-11-630-31,5	11	630	31,5	52	20						
ВМПЭ-11-1250-20	11	1250	20	52	20						
ВМПЭ-11-1250-31,5	11	1250	31,5	80	31,5						
ВМПЭ-11-2500-31,5	11	2500	31,5	80	31,5						
МГГ-11-3500/1000 Т3	11	3500	64	80	31,5						

Примечания: 1. Уном – Номинальное напряжение; Ином – Номинальный ток; Iотк.ном – Номинальный ток отключения; βн – Процентное содержание аperiodической составляющей; iдин – Ток электродинамической стойкости (наибольший пик); Iдин – Ток электродинамической стойкости (начальное действующее значение); iвкл.ном – Номинальный ток включения (наибольший пик); Iвкл.ном – Номинальный ток включения (начальное действующее значение); Iтер – Ток термической стойкости; tтер – Время протекания тока; tс.в – Собственное время отключения; tп.в – Полное время отключения; Iприв – Ток цепи управления привода; m – Полная масса выключателя. 2. В типе выключателя: (расшифровка типов выключателей) – Пример условного обозначения : ВПМХ-10-20/ХУ3: В – выключатель; П – подвесной; М – маломасляный; Х – в случае применения привода ППВ-10 ("П"); 10 – номинальное напряжение, кВ; 20 – номинальный ток отключения, кА; Х – номинальный ток, А; У3 – климатическое исполнение и категория размещения.

В-воздушный;

ОА- для гидроаккумулирующих станций;

У- усиленный по скорости восстановления напряжения;

Б- баковый;

Э- для электротермических установок;

Д- с повышенным давлением;

БМ- малогабаритный;

О - однополюсной;

В – воздушный;

3. Источники информации:

1- Электротехнический справочник: В Чт. Т.2.- М.: Издательство МЭИ, 2001г.

2- ИПР «Информэлектро». Промышленные каталоги.

3 - АО ВО «Электроаппарат»

Таблица 4.4

Масляные выключатели 35 – 110 кВ

Тип выключателя	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА	Нормируемое содержание аperiodической составляющей, %	Предельный сквозной ток, кА		Номинальный ток включения, кА		Ток термической стойкости, кА/допустимое время его действия	Полное время отключения, с	Собственное время включения, с	Тип привода
					Наибольший пик	Начальное действующее значение периодической составляющей	Наибольший пик	Начальное действующее значение периодической составляющей				
ВТ-35-630-12,5	35	630	31		31	12,5			12,5	0,09 0,15	0,34	ШПЭ-11 ПП-67
С-35-3200/2000-50Б	35	3200 2000	50		127	50	127	50		0,08	0,7	ШПЭ-38
С-35М-630-10	35	630	10	35			26	10		0,08	0,3 0,4	
У-110-2000-50	110	2000	50	30	135	50	135 102	50 40		0,08	0,7 0,3	ШПЭ-46 ПВ-46

Таблица 4.5

Выключатели элегазовые

Тип	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, кА	$I_{отк,ном}$, кА	$\beta_{нз}$, %	$i_{дин}$, кА	$I_{дин}$, кА	$i_{вкл,ном}$, кА	$I_{вкл,ном}$, кА	$I_{тер}$, кА	$t_{тер}$, с	$t_{с,в}$, с	$t_{н,в}$, с	Тип привода	m , кг	Ист. инф.
VF07,12,50	6	1,25	50	20	128	50	50	3	0,06	105	1
VF07,16,50	6	1,6	50	20	128	50	50	3	0,06	120	1
ВГП-10	6	2	3,2	102	40	...	3	...	0,055	...	160	1
VF07,20,50	7,2	2	50	20	128	50	50	3	0,06	120	3
VF12,08,16	12	0,8	16	20	40	16	16	3	0,06	105	3
VF12,08,20	12	0,8	20	20	50	20	20	3	0,06	105	3
VF12,08,31	12	0,8	31,5	20	80	31,5	31,5	3	0,06	105	3

Продолжение таблицы 4.5

Тип	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, кА	$I_{отк,ном}$, кА	$\beta_{нз}$, %	$i_{дин}$, кА	$I_{дин}$, кА	$i_{вкл,ном}$, кА	$I_{вкл,ном}$, кА	$I_{тер}$, кА	$t_{тер}$, с	$t_{с,в}$, с	$t_{н,в}$, с	Тип привода	m , кг	Ист. инф.
VF12,12,16	12	1,25	16	20	40	16	16	3	0,06	105	3
VF12,12,20	12	1,25	20	20	50	20	20	3	0,06	105	3
VF12,12,31	12	1,25	31,5	20	80	31,5	31,5	3	0,06	105	3
VF12,12,40	12	1,25	40	20	110(128)	40	43,5	3	0,06	105	3
VF12,16,31	12	1,6	31,5	20	80	31,5	31,5	3	0,06	120	3
VF12,16,40	12	1,6	40	20	110(128)	40	43,5	3	0,06	120	3
VF12,20,31	12	2	31,5	20	80	31,5	31,5	3	0,06	120	3
VF12,20,40	12	2	40	20	110(128)	40	43,5	3	0,06	130	3
VF12,25,31	12	2,5	31,5	20	80	31,5	31,5	3	0,06	130	3
HGI 2	17,5	6,3	50	40	138	0,03	0,056	гидравлический	...	7
HGI 3	17,5	8	60	44	0,023	0,048	гидравлический	...	7
HGC 3	17,5	7,7/7,5	63	40	190	<0,06	гидравлический	...	7
HEC 3/6	24	12/13	100	40	7400	7
HEC 5/6	24	12/13	120	40	7400	7
HEC 7/8	24	12/13	160	40	15000	7
ВГБЭ-35	35	0,63	12,5	32	...	12,5	12,5	3	0,04	0,07	...	800	5
ВГБ-110А	110	2	40	40	40	3	3000	6
ВГБУ-110	110	2	40	45	102	40	40	3	0,03	0,06	Гидро	3500	6
У12500/40-П110-ВГТ	110	2,5	40	40	102	40	102	40	40	3	0,03	0,05	Пружинный	1650	5
145PM40	110	3	40	47	100	40	40	...	0,03	0,05	...	3630	5
У13150/40-П110-ВГУ	110	3,15	40	40	102	40	40	...	0,028	0,055	...	5000	5
110-ВГУ	110	31,5	45	45	102	40	40	2	0,025	0,055	5
ЛТВ145D1/В	110	2,5-3,15	40	52	102	40	40	3	0,019-0,025	0,04	...	3600	2

Продолжение таблицы 4.5

Тип	$U_{ном},$ кВ	$I_{ном},$ кА	$I_{отк,ном},$ кА	$\beta_{нз},$ %	$i_{дин},$ кА	$I_{дин},$ кА	$i_{вкл,ном},$ кА	$I_{вкл,ном},$ кА	$I_{тер},$ кА	$t_{тер},$ с	$t_{с,в},$ с	$t_{н,в},$ с	Тип привода	$m,$ кг	Ист. инф.
FGАП13	145	3,15	40	40	0,06	пружинный	...	1
220-ВГБ	220	2	40	35	...	40	40	3	0,035	0,055	...	11000	1
220-ВГБП	220	2	40	36	102	40	102	40	40	3	0,04	6	Пневмо	10210	6
ВГБУ-220	220	2	40	45	102	40	40	3	0,03	0,06	Гидро	4900	6
ВГБМ-220	220	2	40	45	102	40	40	3	0,03	0,06	Гидро	4900	6
ВГБУ-220	220	2	50	45	102	50	102	50	50	3	0,035	0,06	Гидро	5000	6
У12500/40-П220-ВГТ	220	2,5	40	40	102	40	102	40	40	3	0,03	0,05	Пружинный	5600	1
ВГУ-220	220	31,5	40	47	150	45	50	2	0,027	0,055	5
242PMR	220	1,2/2	20	40	...	40	40	3	4
HPL242B1	220	2,5-5	40;50	56	100;125	50	50;	3	0,017- 0,021	0,04	...	2990	2
242PMRI	220	2/3/4	20/40	40	...	40	40	1
242PMRI	220	3/4	40	40	...	40	40	3	4
242PMR	220	3/4	40	50	102	40	40	...	0,025- 0,033	0,055	...	5550	2
ВГБ-330	330	3,15	40	35	...	40	40	3	0,035	0,055	...	17000	1
У13150/40-П330-ВГУ	330	3,15	40	40	102	40	40	...	0,028	0,055	...	8000	5
HPL420B2	330	4	40;50;63	51	100;125	63	40;50;63	3	0,02- 0,026	0,04	...	3x2272	2
ВГУ-330Б	330	31,5	40	45	102	40	40	3	0,025	0,05	...	8000	5
362PM	330	2/3	40/50	30	108/135	40	40	0,04	...	9566	2
500-ВГУ	500	3,15	40	40	102	40	102	40	40	3	0,028	0,055	...	18500	1
У13150/40-П500-ВГУ	500	3,15	40	40	102	40	40	...	0,028	0,055	...	18500	5
HPL550B2	500	2,5-5	40	56	125	40	50	3	0,016- 0,02	0,04	...	3x2399	2
ВГУ-500Б	500	2/31,5	40	45	102	40	40	3	0,025	0,05	...	17000	5
550PM	500	3/4	40/50/63	50	102/135/170	50	50	...	0,016	0,04	...	14430	2

Продолжение таблицы 4.5

Тип	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, кА	$I_{отк,ном}$, кА	β_n , %	$i_{дин}$, кА	$I_{дин}$, кА	$i_{вкл,ном}$, кА	$I_{вкл,ном}$, кА	$I_{тер}$, кА	$t_{тер}$, с	$t_{с,в}$, с	$t_{п,в}$, с	Тип привода	m , кг	Ист. инф.
ВГУ750	750	31,5	40	45	102	40	40	3	0,025	0,05	...	20000	5
ВГБ-110У1	100	2	40	35	...	40	40	3	0,035	0,055	...	4500	1
ВГБУ-110У1	110	2	40	35	...	40	40	3	0,035	0,055	...	3500	1

Примечания: 1. Уном – Номинальное напряжение; Iном – Номинальный ток; Iотк.ном – Номинальный ток отключения; β_n – Процентное содержание апериодической составляющей; $i_{дин}$ – Ток электродинамической стойкости (наибольший пик); $I_{дин}$ – Ток электродинамической стойкости (начальное действующее значение); $i_{вкл.ном}$ – Номинальный ток включения (наибольший пик); $I_{вкл.ном}$ – Номинальный ток включения (начальное действующее значение); $I_{тер}$ – Ток термической стойкости; $t_{тер}$ – Время протекания тока; $t_{с,в}$ – Собственное время отключения; $t_{п,в}$ – Полное время отключения; Iприв – Ток цепи управления привода; m – Полная масса выключателя.

2. Расшифровка типов выключателей:

ВГБ(У,М,Э)

-Выключатель

-Элегазовый

-Баковый

-П,У – для наружной установки, П – подвесного типа, У – конструктивное исполнение

ЗАП1FG: элегазовый колонковый выключатель

VF: выключатель элегазовый, трехполюсный

HGI: выключатель элегазовый генераторный

Цифра идущая за буквами в основном показывает класс напряжения и тока

3.Список используемой литературы:

1. Справочник информэлектро

2. Электротехнический справочник (рукописный вариант).

3. Совместное предприятие «АББ МОСЭЛЕКТРОЦИТ»

4. ABB POWER T and D COMPANY

5. ОАО «Уралэлектротяжмаш», г. Екатеринбург.

6. АО ВО «Электроаппарат» АО «НИИВА».

7. ABB High Current Systems.

Таблица 4.6

Выключатели электромагнитные

Тип	$U_{ном}$	$I_{ном}$	$I_{отк.ном}$	β_n	$i_{дин}$	$I_{дин}$	$i_{вкл.ном}$	$I_{вкл.ном}$	$I_{тер}$	$t_{тер}$	$t_{с.в}$	$t_{п.в}$	Тип привода	m , кг
	кВ	кА	кА	%	кА	кА	кА	кА	кА	с	с	с		
ВЭВ-6Б-16/630	6	0,63	16	20	41	16	41		16	3	0,06	0,08	пружинный	235-245
ВЭ(С)-6-40/1600 УЗ	6	1,6	40	18	128	40	128	40	40	4	0,055	0,065	пружинный	574; 576
ВЭЭ(С)-6-40/1600 УЗ	6	1,6	40	18	128	40	128	40	40	3	0,055	0,065	электромагнитный	579; 580
ВЭ(С)-6-40/2500 УЗ	6	2,5	40	18	128	40	128	40	40	4	0,055	0,065	пружинный	574; 576
ВЭЭ(С)-6-40/2500 УЗ	6	2,5	40	18	128	40	128	40	40	3	0,055	0,065	электромагнитный	579; 580
ВЭ(С)-6-40/3150 УЗ	6	3,15	40	18	128	40	128	40	40	4	0,055	0,065	пружинный	606; 608
ВЭЭ(С)-6-40/3150 УЗ	6	3,15	40	18	128	40	128	40	40	3	0,055	0,065	электромагнитный	619; 620
ВЭ(С)-6-40/1600 ТЗ	6,6	1,6	40	18	128	40	128	40	40	4	0,055	0,065	пружинный	574; 576
ВЭЭ(С)-6-40/1600 ТЗ	6,6	1,6	40	18	128	40	128	40	40	3	0,055	0,065	электромагнитный	579; 580
ВЭЭ(С)-6-40/2000 ТЗ	6,6	2	40	18	128	40	128	40	40	3	0,055	0,065	электромагнитный	579; 580
ВЭ(С)-6-40/2500 ТЗ	6,6	2,5	40	18	128	40	128	40	40	4	0,055	0,065	пружинный	574; 576
ВЭЭ(С)-6-40/2500 ТЗ	6,6	2,5	40	18	128	40	128	40	40	3	0,055	0,065	электромагнитный	619; 620
ВЭ(С)-6-40/3150 ТЗ	6,6	3,15	40	18	128	40	128	40	40	4	0,055	0,065	пружинный	606; 608
ВЭМ-10Э-1000/20 УЗ	10	1	20	20	52	20	52	20	20	4	0,06	0,08		600
ВЭ-10-1250-20 УЗ (ТЗ)	10	1,25	20	20	51	20	51	20	20	4	0,055	0,065	пружинный	522
ВЭМ-10Э-1250/20 УЗ	10	1,25	20	20	52	20	52	20	20	4	0,06	0,08		600
ВЭ-10-1250-31,5 УЗ (ТЗ)	10	1,25	31,5	20	80	31,5	80	31,5	31,5	4	0,055	0,065	пружинный	563
ВЭ-10-1600-20 УЗ (ТЗ)	10	1,6	20	20	51	20	51	20	20	4	0,055	0,065	пружинный	522
ВЭ-10-1600-31,5 УЗ (ТЗ)	10	1,6	31,5	20	80	31,5	80	31,5	31,5	4	0,055	0,065	пружинный	563
ВЭ-10-1600-40 УЗ (ТЗ)	10	1,6	40	20	100	40	100	40	40	3	0,06	0,08	пружинный	
ВЭ-10-2500-20 УЗ (ТЗ)	10	2,5	20	20	51	20	51	20	20	4	0,055	0,065	пружинный	533
ВЭ-10-2500-31,5 УЗ (ТЗ)	10	2,5	31,5	20	80	31,5	80	31,5	31,5	4	0,055	0,065	пружинный	574
ВЭ-10-2500-40 УЗ (ТЗ)	10	2,5	40	20	100	40	100	40	40	3	0,06	0,08	пружинный	
ВЭ-10-3150-40 УЗ (ТЗ)	10	3,15	40	20	100	40	100	40	40	3	0,06	0,08	пружинный	
ВЭ-10-3600-20 УЗ (ТЗ)	10	3,6	20	20	51	20	51	20	20	4	0,055	0,065	пружинный	565
ВЭ-10-3600-31,5 УЗ (ТЗ)	10	3,6	31,5	20	80	31,5	80	31,5	31,5	4	0,055	0,065	пружинный	606

Примечания: 1. $U_{ном}$ – Номинальное напряжение; $I_{ном}$ – Номинальный ток; $I_{отк.ном}$ – Номинальный ток отключения; β_n – Процентное содержание аperiodической составляющей; $i_{дин}$ – Ток электродинамической стойкости (наибольший пик); $I_{дин}$ – Ток электродинамической стойкости (начальное действующее значение); $i_{вкл.ном}$ – Номинальный ток включения (наибольший пик); $I_{вкл.ном}$ – Номинальный ток включения (начальное действующее значение); $I_{тер}$ – Ток термической стойкости; $t_{тер}$ – Время протекания тока; $t_{с.в}$ – Собственное время отключения; $t_{п.в}$ – Полное время отключения; $I_{прив}$ – Ток цепи управления привода; m – Полная масса выключателя.

2. В типе выключателя: (расшифровка типов выключателей) ...

ВЭХ-6Х-40/Х ХЗ:

ВЭ – выключатель электромагнитный;

Э – электромагнитный привод;

В – воздушный;

М – модернизированный;

С – сейсмостойкий;

6 – номинальное напряжение, кВ;

Х – литер модернизации (А, В);

40 – номинальный ток отключения, кА;

Х – номинальный ток, А или кА;

ХЗ – климатическое исполнение (У или Т) и категория размещения по ГОСТ 1515069 и ГОСТ 1554370.

Таблица 4.7

Выключатели воздушные

Тип	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, кА	$I_{отк.ном}$, кА	β_n , %	$i_{дин}$, кА	$I_{дин}$, кА	$i_{вкл.ном}$, кА	$I_{вкл.ном}$, кА	$I_{тер}$, кА	$t_{тер}$, с	$t_{с.в}$, с	$t_{п.в}$, с	m , кг	Ист инф.
ВВЧП	15	1000	25		80		52	20	31,5			0,08	9150	3
ВВОА	15	12500	140	15	355				145	3	0,08	0,168	9150	3
ВВГ-20ТС3	20	8000	160		410		385	150	160			0,168	7500	3
ВВГ-20У3	20	8000	160		410		385	150	160	3		0,168	7500	3
ВВГ-20ТС3	20	11200	160		410		385	150	160			0,168	15000	3
ВВГ	20	12500	160						160	4	0,15		16200	3
ВВГ-20У3	20	12500	160		410		385		160	3		0,168	16200	3
ВВГ	20	20000	160						160	4	0,15		12000	3, 5
ВВГ-20У3	20	20000	160		410		385		160	3		0,168	26000	4
ВОВ	25	400	10									0,045	36000	3
ВВЭ	35	1600	20										22600	3
ВВГ	35	2000	40	20					40	4	0,07		63000	3
ВВУ	35	2000	40		102		102	40	40	3	0,15	0,07	30000	3, 5
ВВУ	35	3200	40	20					40	4	0,07		90000	
ВВЭ-110Б	110	1600	16		67		67	26			0,2	0,06	54000	3, 5
ВВБТ-110Т1	110	1600	31,5		102		80	31,5	40		0,05		137500	3, 5
ВВБМ-110Б	110	2000	31,5		102		90	35,5	40		0,2	0,07	18000	4
ВВС	110	2000	31,5										-	3
ВВУ	110	2000	40	15					40	4	0,08		31500	4
ВВКС	110	3150	50										-	3
ВВБК	110	3150	50	35	128	50			50		0,025	0,04	-	3
ВВЭ-220Б	220	1600	20		80		80	31,5	31,5		0,26	0,08	190	3
ВВБТ-220Т1	220	1600	31,5		102		80	31,5	40		0,062			3
ВВД	220	2000	31,5	15					31,5	май	4	0,08	1600	3
ВНВ	220	2000	40	15					40	4	0,08		9300	3
ВВС	220	2000	40										9750	3
ВВС	220	2000	40										7200	3
ВВКС	220	3150	56										7200	3
ВВД	220	3200	40	40					40	4	0,04		7200	3
ВВБК	220	3200	56	47	143	56			56	3	0,025	0,08	8000	3, 4
ВВ-330Б	330	2000	31,5	20			80	31,5	31,5	3	0,05	0,08	15150	3
ВВБ	330	2000	35,5	15					35,5	4	0,025	0,04	16250	3
ВВД	330	2000	40	15					40	4	0,08		34300	3

Продолжение таблицы 4.7

Тип	$U_{ном}$ кВ	$I_{ном}$ кА	$I_{отк.ном}$ кА	$\beta_{н2}$ %	$i_{дин2}$ кА	$I_{дин2}$ кА	$i_{вкл.ном}$ кА	$I_{вкл.ном}$ кА	$I_{тер}$ кА	$t_{тер}$ с	$t_{с.в.}$ с	$t_{п.в.}$ с	m кг	Ист инф.
ВВДМ	330	3150	31,5										34300	3
ВНВ	330	3150	40	40	102		102		40		0,025	0,04	34300	3
ВВДМ	330	3150	50										55360	3
ВВДМ-330Б	330	3150	50	23			128	50	50	2	0,06	0,08	31500	3, 4
ВВДМ	330	3150	35,5										90900	3
ВВД	330	3200	40	40					40	4	0,04		7200	3
ВВБК	330	3200	40	40					40	4	0,04		8000	3
ВВ-500Б	500	2000	31,5	20			80	31,5	31,5	3	0,05	0,08	15515	3
ВВБК	500	2000	40	40	128	50			50	4	0,025	0,04	18000	3
ВНВ	500	2000	63	25	102		102		63	3	0,025	0,04	15515	3
ВВБ	500	2000	35,5	25	102	40	90	35,5	35,5	4	0,06		9150	3
ВВБ	500	2000	35,5								0,25	0,08	8000	4
ВВБК	500	3150	50	45							0,025	0,04	23200	4
ВВБ	750	3150	40								0,15	0,06	9150	4
ВВБ	750	3200	40	25					40	4	0,06		9150	4
ВНВ	750	3200	40	45	102		1021		40	4	0,025	0,04	9150	4
ВВБК	750	3200	40	40					40	4	0,04		28000	4
ВНВ	1150	4000	40	25					40	4	0,06		42000	4
ВВБК	1150	4000	40	40					40	4	0,04		34300	4

СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ И АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ

Таблицы 2.1

Силовые трансформаторы с высшим напряжением 6 ÷ 10 кВ

Тип	S , МВ·А	$U_{номВН}$, кВ	$U_{номСН}$, кВ	$U_{номНН}$, кВ	$U_{кВС}$, %	$U_{кВН}$, %	$U_{кСН}$, %	P_x , кВт	$P_{кю}$, кВт	I_x , %	Сх. и группа соед. обмот.	Регулирование напряжения	m , т	Ист инф.
ТМ-25/10	0,03	6,0	—	0,40	—	4,5	—	0,13	0,60	3,2	У/УН-0	ПБВ ±2×2,5%	0,38	1
ТМ-25/10	0,03	6,0	—	0,40	—	4,7	—	0,13	0,69	3,2	У/ЗН-11	ПБВ ±2×2,5%	0,38	1
ТМ-40/10	0,04	6,0	—	0,40	—	4,5	—	0,18	0,88	3,0	У/УН-0	ПБВ ±2×2,5%	...	1
ТМ-40/10	0,04	6,0	—	0,40	—	4,7	—	0,18	1,00	3,2	У/ЗН-11	ПБВ ±2×2,5%	0,485	1
ТМ-63/10	0,06	6,0	—	0,40	—	4,5	—	0,24	1,28	2,8	У/ЗН-11	ПБВ ±2×2,5%	0,60	1
ТМ-63/10	0,06	6,0	—	0,40	—	4,7	—	0,24	1,47	2,8	У/УН-0	ПБВ ±2×2,5%	...	1
ТМ-100/10	0,10	6,0	—	0,40	—	4,5	—	0,33	1,97	2,6	У/УН-0	ПБВ ±2×2,5%	...	1
ТМ-100/10	0,10	6,0	—	0,40	—	4,7	—	0,33	2,27	2,6	У/ЗН-11	ПБВ ±2×2,5%	0,72	1
ТМ-160/10	0,16	6,0	—	0,40	—	4,5	—	0,51	2,65	2,4	У/УН-0	ПБВ ±2×2,5%	...	1
ТМ-160/10	0,16	6,0	—	0,40	—	4,5	—	0,51	3,10	2,4	У/ЗН-11	ПБВ ±2×2,5%	1,425	1
ТМ-160/10	0,16	6,0	—	0,69	—	4,7	—	0,51	3,10	2,4	Д/УН-11	ПБВ ±2×2,5%	...	1
ТРИАЛ	0,16	6,1	—	0,40	—	4,0	—	0,61	ПБВ 2×2,5%	...	3
ТМ-250/10	0,25	6,0	—	0,40	—	4,5	—	0,74	3,70	2,3	У/УН-0	ПБВ ±2×2,5%	...	1
ТМ-250/10	0,25	6,0	—	0,40	—	4,7	—	0,74	4,20	2,3	У/ЗН-11	ПБВ ±2×2,5%	1,425	1
ТМ-250/10	0,25	6,0	—	0,69	—	4,5	—	0,74	4,20	2,3	Д/УН-11	ПБВ ±2×2,5%	...	1
ТРИАЛ	0,25	6,1	—	0,40	—	4,0	—	0,82	ПБВ 2×2,5%	...	3
ТМ-400/10	0,40	6,0	—	0,40	—	4,5	—	0,95	5,50	2,1	У/УН-0	ПБВ,РПН±2×2,5%	...	1
ТМ-400/10	0,40	6,0	—	0,40	—	4,5	—	0,95	5,90	2,1	Д/УН-11	ПБВ,РПН±2×2,5%	...	1
ТМ-400/10	0,40	6,0	—	0,40	—	4,5	—	0,9±15%	5,5+10%	1,8+30%	У/УН-0	—	1,63	2
ТМ-400/10	0,40	6,0	—	0,69	—	4,5	—	0,95	5,90	2,1	У/ЗН-11	ПБВ,РПН±2×2,5%	1,425	1
ТСЗ-400/10УЗ	0,40	6,0	—	0,40; 0,69	—	6,0	—	1,15	4,30	2,1	Д/УН-11	±2×2,5%	1,87	3

Продолжение таблицы 2.1

Тип	S , МВ·А	$U_{номВН}$, кВ	$U_{номСН}$, кВ	$U_{номНН}$, кВ	$U_{кВС}$, %	$U_{кВН}$, %	$U_{кСН}$, %	P_x , кВт	$P_{кю}$, кВт	I_x , %	Сх. и группа соед. обмот.	Регулирование напряжения	m , т	Ист инф.
TRIHAL	0,40	6,1	—	0,40	—	6,0	—	1,00	ПБВ 2·2,5%	...	3
ТС3-400/10У3	0,40	6,3	—	0,40; 0,69	—	6,0	—	1,15	4,30	2,1	Д/УН-11	±2×2,5%	1,87	3
ТС3-400/10Т3	0,40	6,6	—	0,42	—	...	—	Д/УН-11	—	...	3
ТС3-500/10У3	0,50	6,0	—	0,40; 0,69	—	6,0	—	1,25	5,90	1,9	Д/УН-11	±2×2,5%	2,10	3
ТС3-500/10У3	0,50	6,3	—	0,40; 0,69	—	6,0	—	1,25	5,90	1,9	Д/УН-11	±2×2,5%	2,10	3
ТМ-630/10	0,63	6,0	—	0,40	—	5,5	—	1,31	7,60	2,0	У/УН-0	РПН ±2×2,5%	...	1
ТМ-630/10	0,63	6,0	—	0,40	—	5,5	—	1,31	8,50	2,0	Д/УН-11	РПН ±2×2,5%	...	1
ТМ-630/10	0,63	6,0	—	0,69	—	5,5	—	1,31	8,50	2,0	Д/УН-11	РПН ±2×2,5%	...	1
ТС3-630/10У3	0,63	6,0	—	0,40; 0,69	—	6,0	—	1,45	6,90	1,4	Д/УН-11	±2×2,5%	2,60	3
TRIHAL	0,63	6,1	—	0,40	—	6,0	—	1,37	ПБВ 2·2,5%	...	3
ТС3-630/10Т3	0,63	6,3	—	0,40	—	...	—	Д/УН-11	—	...	3
ТС3-630/10У3	0,63	6,3	—	0,40; 0,69	—	6,0	—	1,45	6,90	1,4	Д/УН-11	±2×2,5%	2,60	3
ТС3-630/10Т3	0,63	6,6	—	0,42	—	...	—	У/УН-0	—	...	3
ТМГ-1000/10	1,00	6,0	—	0,40	—	5,5	—	1,60	10,8	0,7	У/УН-0; Д/У- 11	—	2,90	2
ТС3С-1000/10У3	1,00	6,0	—	0,40	—	8,0	—	Д/УН-11	—	...	3
ТС3-1000/10У3	1,00	6,0	—	0,40; 0,69	—	6,0	—	2,10	10,0	1,2	Д/УН-11	±2×2,5%	3,30	2
TRIHAL	1,00	6,1	—	0,40	—	6,0	—	2,00	ПБВ 2·2,5%	...	3
ТС3С-1000/10Т3	1,00	6,3	—	0,40	—	8,0	—	Д/УН-11	—	...	3
ТС3С-1000/10У3	1,00	6,3	—	0,40	—	8,0	—	Д/УН-11	—	...	3
ТС3-1000/10У3	1,00	6,3	—	0,40; 0,69	—	6,0	—	2,10	10,0	1,2	Д/УН-11	±2×2,5%	3,30	1
ТС3-1000/10Т3	1,00	6,6	—	0,42	—	...	—	Д/УН-11	—	...	3

Продолжение таблицы 2.1

Тип	S , МВ·А	$U_{номВН}$, кВ	$U_{номСН}$, кВ	$U_{номНН}$, кВ	$U_{кВС}$, %	$U_{кВН}$, %	$U_{кСН}$, %	P_x , кВт	P_k , кВт	I_x , %	Сх. и группа соед. обмот.	Регулирование напряжения	m , т	Ист инф.
ТС3-1250/10У3	1,25	6,0	—	0,40; 0,69	—	6,0	—	2,30	12,2	1,0	Д/УН-11	±2×2,5%	3,90	2
ТРИАЛ	1,25	6,1	—	0,40	—	6,0	—	2,50	ПБВ 2·2,5%	...	3
ТС3-1250/10У3	1,25	6,3	—	0,40; 0,69	—	6,0	—	2,30	12,2	1,0	Д/УН-11	±2×2,5%	3,90	2
ТС3-1600/10У3	1,60	6,0	—	0,40; 0,69	—	6,0	—	2,90	14,0	1,0	Д/УН-11	±2×2,5%	5,30	3
ТРИАЛ	1,60	6,1	—	0,40	—	6,0	—	2,80	ПБВ 2·2,5%	...	3
ТС3-1600/10У3	1,60	6,3	—	0,40; 0,69	—	6,0	—	2,90	14,0	1,0	Д/УН-11	±2×2,5%	5,30	3
ТС3-2000/10У3	2,00	6,0	—	0,40; 0,69	—	6,0	—	3,40	16,5	1,0	Д/УН-11	±2×2,5%	6,15	3
ТРИАЛ	2,00	6,1	—	0,40	—	6,0	—	3,50	ПБВ 2·2,5%	...	3
ТС3-2000/10У3	2,00	6,3	—	0,40; 0,69	—	6,0	—	3,40	16,5	1,0	Д/УН-11	±2×2,5%	6,15	3
ТС3-2500/10У3	2,50	6,0	—	0,40; 0,69	—	6,0	—	3,80	21,0	1,0	Д/УН-11	±2×2,5%	7,50	3
ТРИАЛ	2,50	6,1	—	0,40	—	6,0	—	4,30	ПБВ 2·2,5%	...	3
ТС3-2500/10У3	2,50	6,3	—	0,40; 0,69	—	6,0	—	3,80	21,0	1,0	Д/УН-11	±2×2,5%	7,50	3
ТМ-4000/10	4,00	6,0	—	3,15	—	7,5	—	5,20	33,5	0,9	У/Д-11	ПБВ ±2×2,5%	8,65	1
ТМ-25/10	0,025	10,0	—	0,40	—	4,5	—	0,13	0,60	3,2	У/УН-0	ПБВ ±2×2,5%	0,38	1
ТМ-25/10	0,025	10,0	—	0,40	—	4,7	—	0,13	0,69	3,2	У/ЗН-11	ПБВ ±2×2,5%	0,38	1
ТМ-40/10	0,040	10,0	—	0,40	—	4,5	—	0,18	0,88	3,0	У/УН-0	ПБВ ±2×2,5%	...	1
ТМ-40/10	0,040	10,0	—	0,40	—	4,7	—	0,18	1,00	3,2	У/ЗН-11	ПБВ ±2×2,5%	0,485	1
ТМ-63/10	0,063	10,0	—	0,40	—	4,5	—	0,24	1,28	2,8	У/ЗН-11	ПБВ ±2×2,5%	0,60	1
ТМ-63/10	0,063	10,0	—	0,40	—	4,7	—	0,24	1,47	2,8	У/УН-0	ПБВ ±2×2,5%	...	1
ТМ-100/10	0,100	10,0	—	0,40	—	4,5	—	0,33	1,97	2,6	У/УН-0	ПБВ ±2×2,5%	—	1

Продолжение таблицы 2.1

Тип	S , МВ·А	$U_{номВН}$, кВ	$U_{номСН}$, кВ	$U_{номНН}$, кВ	$U_{кВС}$, %	$U_{кВН}$, %	$U_{кСН}$, %	P_x , кВт	P_k , кВт	I_x , %	Сх. и группа соед. обмот.	Регулирование напряжения	m , т	Ист инф.
ТМ-100/10	0,100	10,0	–	0,40	–	4,7	–	0,33	2,27	2,6	У/ЗН-11	ПБВ ±2×2,5%	0,72	1
ТМ-160/10	0,160	10,0	–	0,40	–	4,5	–	0,51	2,65	2,4	У/УН-0	ПБВ ±2×2,5%	...	1
ТМ-160/10	0,160	10,0	–	0,40	–	4,5	–	0,51	3,10	2,4	У/ЗН-11	ПБВ ±2×2,5%	1,425	1
ТМ-160/10	0,160	10,0	–	0,69	–	4,7	–	0,51	3,10	2,4	Д/УН-11	ПБВ ±2×2,5%	...	1
ТМ-250/10	0,250	10,0	–	0,40	–	4,5	–	0,74	3,70	2,3	У/УН-0	ПБВ ±2×2,5%	...	1
ТМ-250/10	0,250	10,0	–	0,40	–	4,7	–	0,74	4,20	2,3	У/ЗН-11	ПБВ ±2×2,5%	1,425	1
ТМ-250/10	0,250	10,0	–	0,69	–	4,5	–	0,74	4,20	2,3	Д/УН-11	ПБВ ±2×2,5%	...	1
ТМ-400/10	0,400	10,0	–	0,40	–	4,5	–	0,95	5,50	2,1	У/УН-0	ПБВ,РПН±2×2,5%	...	1
ТМ-400/10	0,400	10,0	–	0,40	–	4,5	–	0,95	5,90	2,1	Д/УН-11	ПБВ,РПН±2×2,5%	...	1
ТМ-400/10	0,400	10,0	–	0,40	–	4,5	–	0,9±15%	5,5±10%	1,8±30%	У/УН-0	–	1,63	2
ТС3-400/10Т3	0,400	10,0	–	0,40	–	...	–	Д/УН-11	–	...	3
ТМ-400/10	0,400	10,0	–	0,69	–	4,5	–	0,95	5,90	2,1	У/ЗН-11	ПБВ,РПН±2×2,5%	1,425	1
ТС3-400/10У3	0,400	10,0	–	0,40; 0,69	–	6,0	–	1,15	4,30	2,1	Д/УН-11	±2×2,5%	1,87	3
ТС3-400/10У3	0,400	10,5	–	0,4; 0,69	–	6,0	–	1,15	4,30	2,1	Д/УН-11	±2×2,5%	1,87	3
ТС3-500/10У3	0,500	10,0	–	0,40; 0,69	–	6,0	–	1,25	5,90	1,9	Д/УН-11	±2×2,5%	2,10	3
ТС3-500/10У3	0,500	10,5	–	0,40; 0,69	–	6,0	–	1,25	5,90	1,9	Д/УН-11	±2×2,5%	2,10	3
ТМ-630/10	0,630	10,0	–	0,40	–	5,5	–	1,31	7,60	2,0	У/УН-0	РПН ±2×2,5%	...	1
ТМ-630/10	0,630	10,0	–	0,40	–	5,5	–	1,31	8,50	2,0	Д/УН-11	РПН ±2×2,5%	...	1
ТМ-630/10	0,630	10,0	–	0,69	–	5,5	–	1,31	8,50	2,0	Д/УН-11	РПН ±2×2,5%	...	1
ТС3-630/10У3	0,630	10,0	–	0,40; 0,69	–	6,0	–	1,45	6,90	1,4	Д/УН-11	±2×2,5%	2,60	3

Продолжение таблицы 2.1

Тип	S , МВ·А	$U_{номВН}$, кВ	$U_{номСН}$, кВ	$U_{номНН}$, кВ	$U_{кВС}$, %	$U_{кВН}$, %	$U_{кСН}$, %	P_x , кВт	P_k , кВт	I_x , %	Сх. и группа соед. обмот.	Регулирование напряжения	m , т	Ист инф.
ТСЗ-630/10УЗ	0,630	10,5	–	0,40; 0,69	–	6,0	–	1,45	6,90	1,4	Д/УН-11	±2×2,5%	2,60	3
ТМГ-1000/10	1,000	10,0	–	0,40	–	5,5	–	1,60	10,8	0,7	У/УН-0; Д/У- 11	–	2,90	2
ТСЗ-1000/10ТЗ	1,000	10,0	–	0,40	–	...	–	Д/УН-11	–	...	3
ТСЗС-1000/10УЗ	1,000	10,0	–	0,40	–	...	–	Д/УН-11	–	...	3
ТСЗ-1000/10УЗ	1,000	10,0	–	0,40; 0,69	–	6,0	–	2,10	10,0	1,2	Д/УН-11	±2×2,5%	3,30	3
ТМС-1000/10	1,000	10,5	–	0,40	–	8,0	–	2,20	12,2	1,4	У/УН-0	ПБВ ±2×2,5%	3,80	2
ТСЗ-1000/10УЗ	1,000	10,5	–	0,40; 0,69	–	6,0	–	2,10	10,0	1,2	Д/УН-11	±2×2,5%	3,30	2
ТСЗ-1250/10УЗ	1,250	10,0	–	0,40; 0,69	–	6,0	–	2,30	12,2	1,0	Д/УН-11	±2×2,5%	3,90	2
ТСЗ-1250/10УЗ	1,250	10,5	–	0,40; 0,69	–	6,0	–	2,30	12,2	1,0	Д/УН-11	±2×2,5%	3,90	3
ТСЗ-1600/10УЗ	1,600	10,0	–	0,40; 0,69	–	6,0	–	2,90	14,0	1,0	Д/УН-11	±2×2,5%	5,30	3
ТСЗ-1600/10УЗ	1,600	10,5	–	0,40; 0,69	–	6,0	–	2,90	14,0	1,0	Д/УН-11	±2×2,5%	5,30	3
ТСЗ-2000/10УЗ	2,000	10,0	–	0,40; 0,69	–	6,0	–	3,40	16,5	1,0	Д/УН-11	±2×2,5%	6,15	3
ТСЗ-2000/10УЗ	2,000	10,5	–	0,40; 0,69	–	6,0	–	3,40	16,5	1,0	Д/УН-11	±2×2,5%	6,15	3
ТСЗ-2500/10УЗ	2,500	10,0	–	0,40; 0,69	–	6,0	–	3,80	21,0	1,0	Д/УН-11	±2×2,5%	7,50	3
ТСЗ-2500/10УЗ	2,500	10,5	–	0,40; 0,69	–	6,0	–	3,80	21,0	1,0	Д/УН-11	±2×2,5%	7,50	3
ТМ-4000/10	4,000	10,0	–	3,15	–	7,5	–	5,20	33,5	0,9	У/Д-11	ПБВ ±2×2,5%	8,65	1
ТМ-4000/10	4,000	10,0	–	6,30	–	7,5	–	5,20	33,5	0,9	У/Д-11	ПБВ ±2×2,5%	8,65	1

Продолжение таблицы 2.1

Тип	S , МВ·А	$U_{номВН}$, кВ	$U_{номСН}$, кВ	$U_{номНН}$, кВ	$U_{кВС}$, %	$U_{кВН}$, %	$U_{кСН}$, %	P_x , кВт	$P_{кв}$, кВт	I_x , %	Сх. и группа соед. обмот.	Регулирование напряжения	m , т	Ист инф.
ТМ-6300/10	6,300	10,0	–	3,15; 6,30	–	7,5	–	7,40	46,5	0,8	У/Д-11	ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$	12,20	1

Таблица 2.2

Силовые трансформаторы с высшим напряжением 13,8 – 20 кВ

Тип	S , МВ·А	$U_{номВН}$, кВ	$U_{номСН}$, кВ	$U_{номНН}$, кВ	$U_{кВС}$, %	$U_{кВН}$, %	$U_{кСН}$, %	P_x , кВт	$P_{кв}$, кВт	I_x , %	Сх. и группа соед. обмот.	Регулирование напряжения	m , т	Ист инф.
ТМ-1000/35	1,0	13,8	–	0,40; 0,69	–	6,5	–	2,0	12,2	1,4	У/УН-0; Д/УН-11	ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$	7,00	2
ТМН-1600/35	1,6	13,8	–	0,40	–	6,5	–	2,9	18,0	1,3	Д/УН-11	РПН $\pm 4 \times 2,5\%$; $\pm 6 \times 1,5\%$	8,00	1
ТМН-1600/35	1,6	13,8	–	11,0	–	6,5	–	2,9	18,0	1,3	У/Д-11	РПН $\pm 4 \times 2,5\%$; $\pm 6 \times 1,5\%$	8,00	1
ТМН-2500/35	2,5	13,8	–	6,30; 11,0	–	6,5	–	3,9	23,5	1,0	У/Д-11	РПН $\pm 4 \times 2,5\%$; $\pm 6 \times 1,5\%$	10,0	1
ТМН-4000/35	4,0	13,8	–	6,30; 11,0	–	7,5	–	5,6	33,5	0,9	У/Д-11	РПН $\pm 4 \times 2,5\%$; $\pm 6 \times 1,5\%$	11,7	1
ТМН-6300/20	6,3	13,8	–	6,30; 11,0	–	7,5	–	8,0	46,5	0,8	У/Д-11	РПН $\pm 4 \times 2,5\%$; $\pm 6 \times 1,5\%$	12,2	1
ТМН-1000/35	1,0	20	–	0,40	–	6,5	–	2,1	12,2	1,4	У/УН-0; Д/УН-11	РПН $\pm 4 \times 2,5\%$; $\pm 6 \times 1,5\%$	7,00	1
ТМН-1000/35	1,0	20	–	0,69	–	6,5	–	2,1	12,2	1,4	Д/УН-11	РПН $\pm 4 \times 2,5\%$; $\pm 6 \times 1,5\%$	7,00	1
ТМ-1000/35	1,0	20	–	6,30; 10,5	–	6,5	–	2,0	12,2	1,4	У/Д-11	ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$	7,00	1
ТМН-1000/35	1,0	20	–	6,30; 11,0	–	6,5	–	2,1	12,2	1,4	У/Д-11	РПН $\pm 4 \times 2,5\%$; $\pm 6 \times 1,5\%$	7,00	1
ТМ-1600/35	1,6	20	–	0,40	–	6,5	–	2,75	18,0	1,3	У/УН-0; Д/УН-11	ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$	4,85	1

Продолжение таблицы 2.2

Тип	S , МВ·А	$U_{номВН}$, кВ	$U_{номСН}$, кВ	$U_{номНН}$, кВ	$U_{кВС}$, %	$U_{кВН}$, %	$U_{кСН}$, %	P_x , кВт	P_k , кВт	I_x , %	Сх. и группа соед. обмот.	Регулирование напряжения	m , т	Ист инф.
ТМН-1600/35	1,6	20	–	0,40	–	6,5	–	2,90	18,0	1,3	У/УН-0; Д/УН-11	РПН $\pm 4 \times 2,5\%$; $\pm 6 \times 1,5\%$	8,00	1
ТМ-1600/35	1,6	20	–	0,69	–	6,5	–	2,75	18,0	1,3	Д/УН-11	ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$	4,85	1
ТМН-1600/35	1,6	20	–	0,69	–	6,5	–	2,90	18,0	1,3	Д/УН-11	РПН $\pm 4 \times 2,5\%$; $\pm 6 \times 1,5\%$	8,00	1
ТМ-1600/35	1,6	20	–	6,30; 10,5	–	6,5	–	2,75	18,0	1,3	У/Д-11	ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$	4,85	1
ТМН-1600/35	1,6	20	–	6,30; 11,0	–	6,5	–	2,90	18,0	1,3	У/Д-11	РПН $\pm 4 \times 2,5\%$; $\pm 6 \times 1,5\%$	8,00	1
ТМ-2500/35	2,5	20	–	0,69	–	6,5	–	3,90	23,5	1,0	Д/УН-11	ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$	9,00	1
ТМН-2500/35	2,5	20	–	0,69	–	6,5	–	3,90	23,5	1,0	Д/УН-11	РПН $\pm 4 \times 2,5\%$; $\pm 6 \times 1,5\%$	10,0	1
ТМН-2500/35	2,5	20	–	11,0	–	6,5	–	3,90	23,5	1,0	У/Д-11	РПН $\pm 4 \times 2,5\%$; $\pm 6 \times 1,5\%$	10,0	1
ТМ-2500/35	2,5	20	–	6,30; 10,5	–	6,5	–	3,90	23,5	1,0	У/Д-11	ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$	9,00	1
ТМ-4000/35	4,0	20	–	6,30; 10,5	–	7,5	–	5,30	33,5	0,9	У/Д-11	ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$	10,6	1
ТМН-4000/35	4,0	20	–	6,30; 11,0	–	7,5	–	5,60	33,5	0,9	У/Д-11	РПН $\pm 4 \times 2,5\%$; $\pm 6 \times 1,5\%$	11,7	1
ТМ-6300/35	6,3	20	–	6,30; 10,5	–	7,5	–	7,60	46,5	0,8	У/Д-11	ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$	12,2	1
ТМН-6300/20	6,3	20	–	6,30; 11,0	–	7,5	–	8,00	46,5	0,8	У/Д-11	РПН $\pm 4 \times 2,5\%$; $\pm 6 \times 1,5\%$	12,2	1

Таблица 2.3

Силовые трансформаторы с высшим напряжением 35 кВ

Тип	S , МВ·А	$U_{номВН}$, кВ	$U_{номСН}$, кВ	$U_{номНН}$, кВ	$U_{кВС}$, %	$U_{кВН}$, %	$U_{кСН}$, %	P_x , кВт	$P_{кю}$, кВт	I_x , %	Сх. и группа соед. обмот.	Регулирование напряжения	m , т	Ист инф.
ТМ-100/35	0,10	35	—	0,40	—	6,5	—	0,42	1,97	2,6	У/Ун-0	ПБВ ±2×2,5%	...	1
ТМ-100/35	0,10	35	—	0,40	—	6,8	—	0,42	2,27	2,6	У/Зн-11	ПБВ ±2×2,5%	1,3	1
ТМ-160/35	0,16	35	—	0,40	—	6,5	—	0,51	2,65	2,4	У/Ун-0	ПБВ ±2×2,5%	...	1
ТМ-160/35	0,16	35	—	0,40	—	6,5	—	0,62	3,10	2,4	Д/Ун-11	ПБВ ±2×2,5%	...	1
ТМ-160/35	0,16	35	—	0,40	—	6,8	—	0,62	3,10	2,4	У/Зн-11	ПБВ ±2×2,5%	1,7	1
ТМ-250/35	0,25	35	—	0,40	—	6,5	—	0,90	3,70	2,3	У/Ун-0	ПБВ ±2×2,5%	...	1
ТМ-250/35	0,25	35	—	0,40	—	6,8	—	0,90	4,20	2,3	У/Зн-11	ПБВ ±2×2,5%	2,0	1
ТМ-250/35	0,25	35	—	0,69	—	6,5	—	0,90	4,20	2,3	Д/Ун-11	ПБВ ±2×2,5%	...	1
ТМ-400/35	0,40	35	—	0,40	—	6,5	—	1,20	5,50	2,1	У/Ун-0	ПБВ,РПН ±2×2,5%	—	1
ТМ-400/3	0,40	35	—	0,69	—	6,5	—	1,20	5,90	2,1	Д/Ун-11	ПБВ,РПН ±2×2,5%	—	1
ТМ-630/35	0,63	35	—	0,40	—	6,5	—	1,60	7,60	2,0	У/Ун-0	РПН ±2×2,5%	...	1
ТМ-630/35	0,63	35	—	0,69	—	6,5	—	1,60	8,50	2,0	Д/Ун-11	РПН ±2×2,5%	...	1
ТМН-630/35	0,63	35	—	6,30	—	6,5	—	1,60	7,60	2,0	У/Д-11	РПН ±2×2,5%	...	1
ТМН-630/35	0,63	35	—	11,0	—	6,5	—	1,60	8,50	2,0	У/Д-11	РПН ±2×2,5%	...	1
ТМН-1000/35	1,00	35	—	0,40; 0,69	—	6,5	—	2,10	12,2	1,4	У/Ун-0	РПН ±4×2,5%; ±6×1,5%	7,0	1
ТМ-1000/35	1,00	35	—	3,15; 6,30; 10,5	—	6,5	—	2,00	12,2	1,4	У/Д-11	ПБВ ±2×2,5%	7,0	1
ТМН-1000/35	1,00	35	—	6,30; 11,0	—	6,5	—	2,10	12,2	1,4	У/Д-11	РПН ±4×2,5%; ±6×1,5%	7,0	1
ТМ-1000/35	1,00	35	—	6,00; 10,0	—	6,5	—	2,00	11,6	1,4	У/Д	ПБВ ±2×2,5%	...	3

Продолжение таблицы 2.3

Тип	S , МВ·А	$U_{номВН}$, кВ	$U_{номСН}$, кВ	$U_{номНН}$, кВ	$U_{кВС}$, %	$U_{кВН}$, %	$U_{кСН}$, %	P_x , кВт	P_k , кВт	I_x , %	Сх. и группа соед. обмот.	Регулирование напряжения	m , т	Ист инф.
ТМ-1600/35	1,60	35	–	0,40; 0,69	–	6,5	–	2,75	18,0	1,3	У/Ун-0	ПБВ ±2×2,5%	4,85	1
ТМН-1600/35	1,60	35	–	0,40; 0,69	–	6,5	–	2,90	18,0	1,3	У/Ун-0	РПН ±4×2,5% ±6×1,5%	8,0	1
ТМ-1600/35	1,60	35	–	3,15; 6,30; 10,5	–	6,5	–	2,75	18,0	1,3	У/Д-11	ПБВ ±2×2,5%	4,85	1
ТМН-1600/35	1,60	35	–	6,30; 11,0	–	6,5	–	2,90	18,0	1,3	У/Д-11	РПН ±4×2,5%; ±6×1,5%	8,0	1
ТМ-1600/35	1,60	35	–	6,00; 10,0	–	6,5	–	2,75	16,5	1,3	У/Д	ПБВ ±2×2,5%	6,45	3
ТМН-2500/35	2,50	35	–	0,69	–	6,5	–	3,90	23,5	1,0	У/Ун-0	РПН ±4×2,5%; ±6×1,5%	10,0	1
ТМ-2500/35	2,50	35	–	3,15	–	6,5	–	3,90	23,5	1,0	У/Д-11	ПБВ ±2×2,5%	9,0	1
ТМН-2500/35	2,50	35	–	6,30	–	6,5	–	3,90	23,5	1,0	У/Д-11	РПН ±4×2,5%; ±6×1,5%	10,0	1
ТМН-2500/35	2,5	35	–	11,0	–	6,5	–	3,90	23,5	1,0	У/Д-11	РПН ±4×2,5%; ±6×1,5%	10,0	1
ТМ-2500/35	2,5	35	–	6,30; 10,5	–	6,5	–	3,90	23,5	1,0	У/Д-11	ПБВ ±2×2,5%	9,0	1
ТМН-2500/35	2,5	35	–	6,00; 10,0	–	6,5	–	4,10	23,5	1,0	У/Д, Д/Д, У/У, Д/У	РПН±10%• •(±4·2,5%)	9,3	3
ТДН-2500/35	2,5	35	–	6,00; 10,0	–	6,5	–	4,10	23,5	1,0	У/Д, Д/Д, У/У, Д/У	РПН±10%• •(±4·2,5%)	9,3	3
ТМ-2500/35	2,5	35	–	6,00; 10,0	–	7,2	–	3,90	23,5	1,0	У/Д	ПБВ ±2×2,5%	–	3
ТМ-4000/35	4,0	35	–	3,15	–	7,5	–	5,30	33,5	0,9	У/Д-11	ПБВ ±2×2,5%	10,6	1
ТМ-4000/35	4,0	35	–	6,30; 10,5	–	7,5	–	5,30	33,5	0,9	У/Д-11	ПБВ ±2×2,5%	10,6	1

Продолжение таблицы 2.3

Тип	S , МВ·А	$U_{номВН}$, кВ	$U_{номСН}$, кВ	$U_{номНН}$, кВ	$U_{кВС}$, %	$U_{кВН}$, %	$U_{кСН}$, %	P_x , кВт	P_k , кВт	I_x , %	Сх. и группа соед. обмот.	Регулирование напряжения	m , т	Ист инф.
ТМН-4000/35	4,0	35	–	6,30; 11,0	–	7,5	–	5,60	33,5	0,9	У/Д-11	РПН $\pm 4 \times 2,5\%$; $\pm 6 \times 1,5\%$	11,7	1
ТМ-4000/35	4,0	35	–	6,00; 10,0	–	7,5	–	5,30	33,5	0,9	У/Д, Д/Д, У/У, Д/У	ПБВ $\pm 2 \cdot 2,5\%$	10,6	3
ТМН-4000/35	4,0	35	–	6,00; 10,0	–	7,5	–	5,60	33,5	0,9	У/Д, Д/Д, У/У, Д/У	РПН $\pm 10\%$ • •($\pm 4 \cdot 2,5\%$)	11,7	3
ТДН-4000/35	4,0	35	–	6,00; 10,0	–	7,5	–	5,60	33,5	0,9	У/Д, Д/Д, У/У, Д/У	РПН $\pm 10\%$ • •($\pm 4 \cdot 2,5\%$)	11,7	3
ТМНС-6000/35	6,0	35	–	6,00; 10,0	–	4,8	–	12,0	21,6	0,75	У/Д, Д/Д, У/У, Д/У	РПН $\pm 12\%$ • ($\pm 8 \cdot 1,5\%$)	23,5	3
ТМ-6300/35	6,3	35	–	3,15	–	7,5	–	7,60	46,5	0,8	У/Д-11	ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$	12,2	1
ТМ-6300/35	6,3	35	–	6,30; 10,5	–	7,5	–	7,60	46,5	0,8	У/Д-11	ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$	12,2	1
ТМН-6300/35	6,3	35	–	6,30; 11,0	–	7,5	–	8,00	46,5	0,8	У/Д-11	РПН $\pm 4 \times 2,5\%$; $\pm 6 \times 1,5\%$	12,2	1
ТМН-6300/35	6,3	35	–	6,00; 10,0	–	7,5	–	7,60	46,5	0,8	У/Д, Д/Д, У/У, Д/У	РПН $\pm 10\%$ • •($\pm 4 \cdot 2,5\%$)	16,4	3
ТДН-6300/35	6,3	35	–	6,00; 10,0	–	7,5	–	7,60	46,5	0,8	У/Д, Д/Д, У/У, Д/У	РПН $\pm 10\%$ • •($\pm 4 \cdot 2,5\%$)	16,4	3
ТМДС-16000/35	10	35	–	6,00; 10,0	–	6,3	–	17,0	33,2	0,7	У/Д, Д/Д, У/У, Д/У	РПН $\pm 12\%$ • ($\pm 8 \cdot 1,5\%$)	36,0	3
ТДНС-10000/35	10	35	–	6,00; 10,0	–	8,0	–	12,0	60,0	0,75	У/Д, Д/Д, У/У, Д/У	РПН $\pm 12\%$ • ($\pm 8 \cdot 1,5\%$)	23,5	3
ТМНС-16000/35	16	35	–	6,00; 10,0	–	6,7	–	25,0	47,2	0,5	У/Д, Д/Д, У/У, Д/У	РПН $\pm 12\%$ • ($\pm 8 \cdot 1,5\%$)	54,0	3
ТНДС-16000/35	16	35	–	6,00; 10,0	–	10,0	–	17,0	85,0	0,7	У/Д, Д/Д, У/У, Д/У	РПН $\pm 12\%$ • ($\pm 8 \cdot 1,5\%$)	36,0	3
ТМНС-20000/35	20	35	–	6,00– 10,0	–	7,9	–	29,0	56,6	0,6	У/Д, Д/Д, У/У, Д/У	РПН $\pm 12\%$ • ($\pm 8 \cdot 1,5\%$)	60,0	3

Продолжение таблицы 2.3

Тип	S , МВ·А	$U_{номВН}$, кВ	$U_{номСН}$, кВ	$U_{номНН}$, кВ	$U_{кВС}$, %	$U_{кВН}$, %	$U_{кСН}$, %	P_x , кВт	P_k , кВт	I_x , %	Сх. и группа соед. обмот.	Регулирование напряжения	m , т	Ист инф.
ТРМНС–25000/35	25	35	–	6,00; 10,0	–	7,9	–	36,0	66,4	0,5	Y/Д, Д/Д, Y/Y, Д/Y	РПН±12%• (±8·1,5%)	70,0	3
ТРДНС–25000/35	25	35	–	6,00; 10,0	–	10,5	–	25,0	115	0,5	Y/Д, Д/Д, Y/Y, Д/Y	РПН±12%• (±8·1,5%)	54,0	3
ТРДНС–32000/35	32	35	–	6,00– 10,0	–	12,7	–	29,0	145	0,6	Y/Д, Д/Д, Y/Y, Д/Y	РПН±12%• (±8·1,5%)	60,0	3
ТРДНС–40000/35	40	35	–	6,00– 10,0	–	12,7	–	36,0	170	0,5	Y/Д, Д/Д, Y/Y, Д/Y	РПН±12%• (±8·1,5%)	70,0	3

Таблица 2.4

Силовые трансформаторы с высшим напряжением 110 – 220 кВ

Тип	S , МВ·А	$U_{номВН}$, кВ	$U_{номСН}$, кВ	$U_{номНН}$, кВ	$U_{кВС}$, %	$U_{кВН}$, %	$U_{кСН}$, %	P_x , кВт	$P_{кз}$, кВт	I_x , %	Сх. и группа соед. обмот.	Регулирование напряжения	m , т	Ист инф.
ТМН–2500/110	2,5	110	–	–	–	10,5	–	5,5	20	1,5	...	–	18,5	2
ТМ–24000/110	24	110	–	6–18	–	10,5	–	30	60	...	Y/Д	ПБВ ±2•2,5%	58,0	3
ТДН–25000/110	25	110	–	...	–	10,5	–	25	120	0,65	...	–	52,0	1
ТДЦП–25000/220	25	110	–	11,0– 27,5	–	12,5	–	30	120	...	Y/Д	РПН±16••(±9 1,78)	72,0	3
ТДЦП–32000/220	32	110	–	11,0– 27,5	–	11,0	–	27	141	...	Y/Д	РПН±16••(±9 1,78)	59,0	3
ТДН–40000/110	40	110	–	...	–	10,5	–	34	170	0,55	...	–	68,0	1
ТД–40000/110	40	110	–	6–18	–	10,5	–	30	170	...	Y/Д	ПБВ ±2•2,5%	58,0	3
ТДЦ–40000/110	40	110	–	6–18	–	10,5	–	30	170	...	Y/Д	ПБВ ±2•2,5%	58,0	3
ТДН–63000/110	63	110	–	...	–	10,5	–	50	245	0,50	...	–	87,5	1
ТДН–80000/110	80	110	–	...	–	10,5	–	58	310	0,45	...	–	105	1
ТРДН–80000/110	80	110	–	...	–	10,5	–	58	310	0,45	...	–	105	1
ТМ–80000/110	80	110	–	6–18	–	11,5	–	58	310	0,80	Y/Д	ПБВ ±2•2,5%	83,7	3
ТД–80000/110	80	110	–	6–18	–	11,5	–	58	310	0,80	Y/Д	ПБВ ±2•2,5%	83,7	3
ТДЦ–80000/110	80	110	–	6–18	–	11,5	–	58	310	...	Y/Д	ПБВ ±2•2,5%	83,7	3
ТРДЦТН– 125000/110	125	110	–	...	–	11,0	–	105	400	0,55	...	–	160	1
ТДЦ–125000/110	125	110	–	6–18	–	10,5	–	92	400	0,55	Y/Д	ПБВ ±2•2,5%	115	3
ТДЦ–125000/110	125	110	–	6–18	–	10,5	–	92	400	0,55	Y/Д	ПБВ ±2•2,5%	115	3
ТМ–125000/110	125	110	–	6–18	–	10,5	–	92	400	0,55	Y/Д	ПБВ ±2•2,5%	115	3
ТД–200000/110	200	110	–	6–18	–	11,5	–	140	570	0,50	Y/Д	ПБВ ±2•2,5%	187	3
ТМ–200000/110	200	110	–	6–18	–	11,5	–	140	570	0,50	Y/Д	ПБВ ±2•2,5%	187	3
ТДЦ–200000/110	200	110	–	6–18	–	11,5	–	140	570	0,50	Y/Д	ПБВ ±2•2,5%	187	3

Продолжение таблицы 2.4

Тип	S , МВ·А	$U_{номВН}$, кВ	$U_{номСН}$, кВ	$U_{номНН}$, кВ	$U_{кВС}$, %	$U_{кВН}$, %	$U_{кСН}$, %	P_x , кВт	P_y , кВт	I_x , %	Сх. и группа соед. обмот.	Регулирование напряжения	m , т	Ист инф.
ТМН-6000/110	6,0	115	–	6,00; 11,0	–	10,5	–	14	21	...	У/Д	РПН±16••(±9 1,78)	30,3	3
ТМТН-6000/110	6,0	115	10–35	6,00– 27,5	10,5	17,5	6,5	17	27,5	...	У/У/Д, У/Д/Д	РПН±16••(±9 1,78)	43,1	3
ТМН-6300/110	6,3	115	–	6,00; 11,0	–	10,5	–	9,5	40	...	У/Д	РПН±16••(±9 1,78)	28,7	3
ТДН-6300/110	6,3	115	–	6,00; 11,0	–	10,5	–	9,5	40	...	У/Д	РПН±16••(±9 1,78)	28,7	3
ТМТН-6300/110	6,3	115	10–35	6,00– 27,5	10,5	17,5	6,5	12,5	52	...	У/У/Д, У/Д/Д	РПН±16••(±9 1,78)	34,5	3
ТДТН-6300/110	6,3	115	10–35	6,00– 27,5	10,5	17,5	6,5	12,5	52	...	У/У/Д, У/Д/Д	РПН±16••(±9 1,78)	34,5	3
ТДН-10000/110	10	115	–	6,00; 11,0	–	10,5	–	14	58	...	У/Д	РПН±16••(±9 1,78)	30,3	3
ТМН-10000/110	10	115	–	6,00; 11,0	–	10,5	–	18	33,2	...	У/Д	РПН±16••(±9 1,78)	39,5	3
ТДТН-10000/110	10	115	10–35	6,00– 27,5	10,5	17,5	6,5	17	76	...	У/У/Д, У/Д/Д	РПН±16••(±9 1,78)	43,1	3
ТМТН-10000/110	10	115	10–35	6,00– 27,5	10,5	17,5	6,5	21	39	...	У/У/Д, У/Д/Д	РПН±16••(±9 1,78)	51,1	3
ТДТНШ-16000/110	16	115	38,5; 34,5; 11,0	11,0	У/У/Д, У/Д/Д	РПН±16% ±9 ступ, ПБВнаСН ±(2*2,5%)	...	1
ТМТНЖ-16000/110	16	115	38,5	27,5	10,5	18,0	6,8	27	57,5	...	У/У/Д	±16% (±9×1,78%)	–	3
ТДН-16000/110	16	115	–	6,00; 11,0	–	10,5	–	18	85	...	У/Д	РПН±16••(±9 1,78)	39,5	3
ТРМН-16000/110	16	115	–	6,00; 11,0	–	10,5	–	25	49,2	...	У/Д	РПН±16••(±9 1,78)	48,7	3

Продолжение таблицы 2.4

Тип	S , МВ·А	$U_{номВН}$, кВ	$U_{номСН}$, кВ	$U_{номНН}$, кВ	$U_{кВС}$, %	$U_{кВН}$, %	$U_{кСН}$, %	P_x , кВт	P_y , кВт	I_x , %	Сх. и группа соед. обмот.	Регулирование напряжения	m , т	Ист инф.
ТМТН2-16000/110	16	115	6–35	6–27	...	5,4	...	16,5	11,7	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	45,0	3
ТМТНФ2-16000/110	16	115	6–35	6–27	...	5,8	...	16,5	11,7	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	48,0	3
ТМТН1-16000/110	16	115	6–35	6–27	...	6,0	...	16,5	17,6	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	45,0	3
ТМТНФ1-16000/110	16	115	6–35	6–27	...	6,0	...	16,5	17,6	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	48,0	3
ТМТН3-16000/110	16	115	6–35	6–27	...	6,2	...	16,5	20,8	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	45,0	3
ТМТНФ3-16000/110	16	115	6–35	6–27	...	6,2	...	16,5	20,8	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	48,0	3
ТДТН2-16000/110	16	115	6–35	6–27	...	8,5	...	16,5	29	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	45,0	3
ТДТНФ2-16000/110	16	115	6–35	6–27	...	8,5	...	16,5	29	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	48,0	3
ТДТН1-16000/110	16	115	6–35	6–27	...	9,5	...	16,5	45	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	45,0	3
ТДТНФ1-16000/110	16	115	6–35	6–27	...	9,5	...	16,5	45	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	48,0	3
ТДТН3-16000/110	16	115	6–35	6–27	...	10,0	...	16,5	61	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	45,0	3
ТДТНФ3-16000/110	16	115	6–35	6–27	...	10,0	...	16,5	61	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	48,0	3
ТНДЦТНФ2- 16000/110	16	115	6–35	6–27	...	13,3	...	16,5	71	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	48,0	3
ТНДЦТНФ1- 16000/110	16	115	6–35	6–27	...	14,8	...	16,5	110	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	48,0	3
ТНДЦТНФ3- 16000/110	16	115	6–35	6–27	...	15,6	...	16,5	149	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	48,0	3
ТНДЦТН1- 16000/110	16	115	6–35	6–27	16,5	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	45,0	3
ТНДЦТН2- 16000/110	16	115	6–35	6–27	16,5	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	45,0	3
ТНДЦТН3- 16000/110	16	115	6–35	6–27	16,5	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	45,0	3
ТДТН–16000/110	16	115	10–35	6,00– 27,5	10,5	17,5	6,5	21	100	...	Y/Y/Д, У/Д/Д	РПН±16•• (±9 1,78)	51,1	3

Продолжение таблицы 2.4

Тип	S , МВ·А	$U_{номВН}$, кВ	$U_{номСН}$, кВ	$U_{номНН}$, кВ	$U_{кВС}$, %	$U_{кВН}$, %	$U_{кСН}$, %	P_x , кВт	P_y , кВт	I_x , %	Сх. и группа соед. обмот.	Регулирование напряжения	m , т	Ист инф.
ТМТН-16000/110	16	115	10-35	6,00- 27,5	10,5	17,5	6,5	27	57,5	...	У/У/Д, У/Д/Д	РПН±16%•(±9 1,78)	61,4	3
ТМТНЖ-20000/220	20	115	38,5	27,5	12,5	22,0	9,5	54	55	...	У/У/Д	±12% (±12×1%)	-	3
ОРДТНЖ-25000/110	25	115	38,5	27,5	17,0	9,6	6,0	26	135	...	1/1/-1-0-0	±16% (±8×2%)	64,2	3
ТДТНЖ-25000/110	25	115	38,5	27,5	10,5	18,0	6,8	27	140	...	У/У/Д	±16% (±9×1,78%)	61,4	3
ТМТНЖ-25000/110	25	115	38,5	27,5	10,5	18,0	6,8	39	78	...	У/У/Д	±16% (±9×1,78%)	...	3
ТДТНШ-25000/110	25	115	38,5; 34,5; 11,0	11,0; 6,60	Ун/Д/Д	РПН±16% ±9 ступ, ПБВнаСН ±(2*2,5%)	...	3
ТРДН-25000/110	25	115	-	6-11	-	10,5	-	25	120	...	У/Д	РПН±16%•(±9 1,78)	48,7	3
ТРМН-25000/110	25	115	-	6-11	-	10,5	-	34	66,4	...	У/Д	РПН±16%•(±9 1,78)	65,4	3
ТМТН2-25000/110	25	115	6-35	6-27	...	5,1	...	23	15,5	...	Ун/У- Д/Д	±9×1,78%	52,8	3
ТМТНФ2-25000/110	25	115	6-35	6-27	...	5,1	...	23	15,5	...	Ун/У- Д/Д	±9×1,78%	57,0	3
ТМТН1-25000/110	25	115	6-35	6-27	...	6,1	...	23	25,6	...	Ун/У- Д/Д	±9×1,78%	52,8	3
ТМТНФ1-25000/110	25	115	6-35	6-27	...	6,1	...	23	25,6	...	Ун/У- Д/Д	±9×1,78%	57,0	3
ТМТН3-25000/110	25	115	6-35	6-27	...	6,8	...	23	35,8	...	Ун/У- Д/Д	±9×1,78%	52,8	3
ТМТНФ3-25000/110	25	115	6-35	6-27	...	6,8	...	23	35,8	...	Ун/У- Д/Д	±9×1,78%	57,0	3
ТДТН2-25000/110	25	115	6-35	6-27	...	8,0	...	23	39	...	Ун/У- Д/Д	±9×1,78%	52,8	3
ТДТНФ2-25000/110	25	115	6-35	6-27	...	8,0	...	23	39	...	Ун/У- Д/Д	±9×1,78%	57,0	3
ТДТН1-25000/110	25	115	6-35	6-27	...	9,5	...	23	62,5	...	Ун/У- Д/Д	±9×1,78%	52,8	3
ТДТНФ1-25000/110	25	115	6-35	6-27	...	9,5	...	23	62,5	...	Ун/У- Д/Д	±9×1,78%	57,0	3
ТДТН3-25000/110	25	115	6-35	6-27	...	10,5	...	23	86	...	Ун/У- Д/Д	±9×1,78%	52,8	3
ТДТНФ3-25000/110	25	115	6-35	6-27	...	10,5	...	23	86	...	Ун/У- Д/Д	±9×1,78%	57,0	3

Продолжение таблицы 2.4

Тип	S , МВ·А	$U_{номВН}$, кВ	$U_{номСН}$, кВ	$U_{номНН}$, кВ	$U_{кВС}$, %	$U_{кВН}$, %	$U_{кСН}$, %	P_x , кВт	P_k , кВт	I_x , %	Сх. и группа соед. обмот.	Регулирование напряжения	m , т	Ист инф.
ТНДЦТНФ2- 25000/110	25	115	6–35	6–27	...	12,8	...	23	100	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	57,0	3
ТНДЦТНФ1- 25000/110	25	115	6–35	6–27	...	15,2	...	23	160	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	57,0	3
ТНДЦТНФ3- 25000/110	25	115	6–35	6–27	...	16,8	...	23	220	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	57,0	3
ТНДЦТН1- 25000/110	25	115	6–35	6–27	23	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	52,8	3
ТНДЦТН2- 25000/110	25	115	6–35	6–27	23	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	52,8	3
ТНДЦТН3- 25000/110	25	115	6–35	6–27	23	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	52,8	3
ТДТН–25000/110	25	115	10–35	6,00– 27,5	10,5	17,5	6,5	27	140	...	У/У/Д, У/Д/Д	РПН±16••(±9 1,78)	61,4	3
ТМТН–25000/110	25	115	10–35	6,00– 27,5	10,5	17,5	6,5	39	78	...	У/У/Д, У/Д/Д	РПН±16••(±9 1,78)	80,6	3
ТДТНЖ-40000/110	40	115	38,5	27,5	10,5	18,0	6,8	39	200	...	У/У/Д	±16% (±9×1,78%)	80,6	5
ТРМНМ– 63000/100000/110	40	115	–	10,5– 38,5	–	10,5	–	50	98,8	...	У/Д	РПН±16••(±9 1,78)	87,6	3
ТДТНШ–40000/110	40	115	38,5; 34,5; 11,0	6,60; 11,0	У _H /Д/Д	РПН±16% ±9 ступ, ПБВнаСН ±(2*2,5%)	...	1
ТРДН–40000/110	40	115	–	6–11	–	10,5	–	34	170	...	У/Д	РПН±16••(±9 1,78)	65,4	3
ТРМН–40000/110	40	115	–	6–11	–	10,5	–	50	98,8	...	У/Д	РПН±16••(±9 1,78)	86,6	3
ТМТН2-40000/110	40	115	6–35	6–27	...	5,3	...	32,5	21,2	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	68,0	3
ТМТНФ2-40000/110	40	115	6–35	6–27	...	5,3	...	32,5	21,2	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	71,5	3
ТМТН1-40000/110	40	115	6–35	6–27	...	6,0	...	32,5	35,2	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	68,0	3

Продолжение таблицы 2.4

Тип	S , МВ·А	$U_{номВН}$, кВ	$U_{номСН}$, кВ	$U_{номНН}$, кВ	$U_{кВС}$, %	$U_{кВН}$, %	$U_{кСН}$, %	P_x , кВт	P_k , кВт	I_x , %	Сх. и группа соед. обмот.	Регулирование напряжения	m , т	Ист инф.
ТМТНФ1-40000/110	40	115	6–35	6–27	...	6,0	...	32,5	35,2	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	71,5	3
ТМТНЗ-40000/110	40	115	6–35	6–27	...	6,6	...	32,5	48,8	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	68,0	3
ТМТНФ3-40000/110	40	115	6–35	6–27	...	6,6	...	32,5	48,8	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	71,5	3
ТДТН2-40000/110	40	115	6–35	6–27	...	8,5	...	32,5	55	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	68,0	3
ТДТНФ2-40000/110	40	115	6–35	6–27	...	8,5	...	32,5	55	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	71,5	3
ТДТН1-40000/110	40	115	6–35	6–27	...	9,5	...	32,5	90	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	68,0	3
ТДТНФ1-40000/110	40	115	6–35	6–27	...	9,5	...	32,5	90	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	71,5	3
ТДТНЗ-40000/110	40	115	6–35	6–27	...	10,5	...	32,5	125	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	68,0	3
ТДТНФ3-40000/110	40	115	6–35	6–27	...	10,5	...	32,5	125	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	71,5	3
ТНДЦТНФ2- 40000/110	40	115	6–35	6–27	...	13,4	...	32,5	136	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	71,5	3
ТНДЦТНФ1- 40000/110	40	115	6–35	6–27	...	15,0	...	32,5	223	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	71,5	3
ТНДЦТНФ3- 40000/110	40	115	6–35	6–27	...	16,5	...	32,5	310	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	71,5	3
ТНДЦТН1- 40000/110	40	115	6–35	6–27	32,5	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	68,0	3
ТНДЦТН2- 40000/110	40	115	6–35	6–27	32,5	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	68,0	3
ТНДЦТНЗ- 40000/110	40	115	6–35	6–27	32,5	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	68,0	3
ТДТН-40000/110	40	115	10–35	6,00– 27,5	10,5	17,5	6,5	39	200	...	Y/Y/Д, У/Д/Д	РПН±16••(±9 1,78)	80,6	3
ТМТН-63000/110	40	115	10–35	6,00– 27,5	10,5	18,0	7,0	53	117	...	Y/Y/Д, У/Д/Д	РПН±16••(±9 1,78)	117,2	3
ТРДНМ- 63000/100000/110	63	115	–	10,5– 38,5	–	10,5	–	50	245	...	Y/Д	РПН±16••(±9 1,78)	87,6	3

Продолжение таблицы 2.4

Тип	S , МВ·А	$U_{номВН}$, кВ	$U_{номСН}$, кВ	$U_{номНН}$, кВ	$U_{кВС}$, %	$U_{кВН}$, %	$U_{кСН}$, %	P_x , кВт	P_y , кВт	I_x , %	Сх. и группа соед. обмот.	Регулирование напряжения	m , т	Ист инф.
ТРДЦНМ– 63000/100000/110	63	115	–	10,5– 38,5	–	10,5	–	50	245	...	Y/Д	РПН±16••(±9 1,78)	87,6	3
ТДНМ– 63000/100000/110	63	115	–	10,5– 38,5	–	10,5	–	50	245	...	Y/Д	РПН±16••(±9 1,78)	89,0	3
ТРДЦНКМ– 63000/100000/110	63	115	–	10,5– 38,5	–	10,5	–	50	245	...	Y/Д	РПН±16••(±9 1,78)	89,4	3
ТРМНКМ– 63000/100000/110	63	115	–	10,5– 38,5	–	10,5	–	50	245	...	Y/Д	РПН±16••(±9 1,78)	89,4	3
ТРДНКМ– 63000/100000/110	63	115	–	10,5– 38,5	–	10,5	–	50	245	...	Y/Д	РПН±16••(±9 1,78)	89,4	3
ТРДН–63000/110	63	115	–	6–11	–	10,5	–	50	245	...	Y/Д	РПН±16••(±9 1,78)	86,6	3
ТМТН2-63000/110	63	115	6–35	6–27	...	5,4	...	46	36,2	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	90,0	3
ТМТНФ2-63000/110	63	115	6–35	6–27	...	5,4	...	46	36,2	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	96,0	3
ТМТН1-63000/110	63	115	6–35	6–27	...	6,0	...	46	54,5	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	90,0	3
ТМТНФ1-63000/110	63	115	6–35	6–27	...	6,0	...	46	54,5	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	96,0	3
ТМТН3-63000/110	63	115	6–35	6–27	...	6,4	...	46	72,6	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	90,0	3
ТМТНФ3-63000/110	63	115	6–35	6–27	...	6,4	...	46	72,6	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	96,0	3
ТДТН2-63000/110	63	115	6–35	6–27	...	8,5	...	46	90	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	90,0	3
ТДТНФ2-63000/110	63	115	6–35	6–27	...	8,5	...	46	90	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	96,0	3
ТДТН1-63000/110	63	115	6–35	6–27	...	9,5	...	46	135	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	90,0	3
ТДТНФ1-63000/110	63	115	6–35	6–27	...	9,5	...	46	135	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	96,0	3
ТДТН3-63000/110	63	115	6–35	6–27	...	10,0	...	46	180	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	90,0	3
ТДТНФ3-63000/110	63	115	6–35	6–27	...	10,0	...	46	180	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	96,0	3
ТНДЦТНФ2- 63000/110	63	115	6–35	6–27	...	10,8	...	46	145	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	96,0	3

Продолжение таблицы 2.4

Тип	S , МВ·А	$U_{номВН}$, кВ	$U_{номСН}$, кВ	$U_{номНН}$, кВ	$U_{кВС}$, %	$U_{кВН}$, %	$U_{кСН}$, %	P_x , кВт	P_k , кВт	I_x , %	Сх. и группа соед. обмот.	Регулирование напряжения	m , т	Ист инф.
ТНДЦТНФ1- 63000/110	63	115	6–35	6–27	...	12,0	...	46	220	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	96,0	3
ТНДЦТНФ3- 63000/110	63	115	6–35	6–27	...	13,3	...	46	290	...	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	96,0	3
ТНДЦТН1- 63000/110	63	115	6–35	6–27	46	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	90,0	3
ТНДЦТН2- 63000/110	63	115	6–35	6–27	46	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	90,0	3
ТНДЦТН3- 63000/110	63	115	6–35	6–27	46	Y _H /Y- Д/Д	±9×1,78%	90,0	3
ТДТН–63000/110	63	115	10–35	6,00– 27,5	10,5	18,0	7,0	53	290	...	У/У/Д, У/Д/Д	РПН±16••(±9 1,78)	117,2	3
ТДЦТН–80000/110	80	115	38,5; 34,5; 11,0	11,0; 6,60	У _H /Д/Д У _H /Д _H /Д	РПН±16% ±9 ступ, ПБВнаСН ±(2*2,5%)	...	1
ТДТН–80000/110	80	115	38,5; 34,5; 11,0	11,0; 6,6	У _H /Д/Д У _H /Д _H /Д	РПН±16% ±9 ступ, ПБВнаСН ±(2*2,5%)	...	1
ТД–40000/110	40	121	–	6–18	–	10,5	–	30	170	...	Y/Д	ПБВ ±2•2,5%	58,0	3
ТДЦ–40000/110	40	121	–	6–18	–	10,5	–	30	170	...	Y/Д	ПБВ ±2•2,5%	58,0	3
ТМ–80000/110	80	121	–	6–18	–	11,5	–	58	310	0,80	Y/Д	ПБВ ±2•2,5%	83,7	3
ТД–80000/110	80	121	–	6–18	–	11,5	–	58	310	0,80	Y/Д	ПБВ ±2•2,5%	83,7	3
ТДЦ–80000/110	80	121	–	6–18	–	11,5	–	58	310	...	Y/Д	ПБВ ±2•2,5%	83,7	3
ТДЦ–125000/110	125	121	–	6–18	–	10,5	–	92	400	0,55	Y/Д	ПБВ ±2•2,5%	115	3
ТДЦ–125000/110	125	121	–	6–18	–	10,5	–	92	400	0,55	Y/Д	ПБВ ±2•2,5%	115	3
ТМ–125000/110	125	121	–	6–18	–	10,5	–	92	400	0,55	Y/Д	ПБВ ±2•2,5%	115	3
ТД–200000/110	200	121	–	6–18	–	11,5	–	140	570	0,50	Y/Д	ПБВ ±2•2,5%	187	3
ТМ–200000/110	200	121	–	6–18	–	11,5	–	140	570	0,50	Y/Д	ПБВ ±2•2,5%	187	3

Продолжение таблицы 2.4

Тип	S , МВ·А	$U_{номВН}$, кВ	$U_{номСН}$, кВ	$U_{номНН}$, кВ	$U_{кВС}$, %	$U_{кВН}$, %	$U_{кСН}$, %	P_x , кВт	P_k , кВт	I_x , %	Сх. и группа соед. обмот.	Регулирование напряжения	m , т	Ист инф.
ТДЦ–200000/110	200	121	–	6–18	–	11,5	–	140	570	0,50	У/Д	ПБВ ±2·2,5%	187	3
ТДЦП–25000/220	25	154	–	11,0– 27,5	–	12,5	–	30	120	...	У/Д	РПН±16••(±9 1,78)	72,0	3
ТМН–6300/150	6,3	158	–	6,60; 11,0	–	...	–	Ун/Д	РПН в нейтр. ВН, ±12%, ±8ступеней.	...	1
ТДН–16000/150	16	158	–	6,60; 11,0	–	...	–	Ун/Д	РПН в нейтр. ВН, ±12%, ±8ступеней.	...	1
ТДТН–16000/150	16	158	38,5	6,60; 11,0	Ун/Дн/Д	РПН в нейтр. ВН, ±12%, ±8ст.ПБВна СН 38,5 кВ ±(2·2,5%)	...	1
ТДТН–25000/150	25	158	11	6,60	Ун/Д/Д	РПН в нейтр. ВН, ±12%, ±8ст.ПБВна СН±(2·2,5%)	...	1
ТЦ–250000/150	25	165	–	13,8	–	...	–	Ун/Д	Без ответвлен.	...	1
ТДЦП–32000/220	32	154	–	11,0– 27,5	–	11	–	27	141	...	У/Д	РПН±16••(±9 1,78)	59,0	3
ТРДН–32000/150	32	158	–	6,30; 10,5	–	...	–	Ун/Д	РПН в нейтр. ВН, ±12%, ±8ступеней.	...	1
ТРДНС–32000/150	32	158	–	6,30; 10,5	–	...	–	Ун/Д	РПН в нейтр. ВН, ±12%, ±8ступеней.	...	1
ТДТН–40000/150	40	158	38,5	6,60; 11,0	–	...	–	Ун/Дн/Д	РПН в нейтр. ВН, ±12%, ±8ст.ПБВна СН 38,5 кВ ±(2·2,5%)	...	1
ТДЦ–400000/150	40	165	–	20,0	–	...	–	Ун/Д	Без ответвлен.	...	1

Продолжение таблицы 2.4

Тип	S , МВ·А	$U_{номВН}$, кВ	$U_{номСН}$, кВ	$U_{номНН}$, кВ	$U_{кВС}$, %	$U_{кВН}$, %	$U_{кСН}$, %	P_x , кВт	P_y , кВт	I_x , %	Сх. и группа соед. обмот.	Регулирование напряжения	m , т	Ист инф.
ТДТН-63000/150	63	158	11	6,60	—	...	—	Ун/Д/Д	РПН в нейтр. ВН, $\pm 12\%$, ± 8 ст.ПБВна СН $\pm(2 \cdot 2,5\%)$...	1
ТРДН-63000/150	63	158	—	6,30; 10,5	—	...	—	Ун/Д	РПН в нейтр. ВН, $\pm 12\%$, ± 8 ступеней.	...	1
ТРДНС-63000/150	63	158	—	6,30; 10,5	—	...	—	Ун/Д	РПН в нейтр. ВН, $\pm 12\%$, ± 8 ступеней.	...	1
ТДЦ-125000/150	125	165	—	10,5; 13,8	—	...	—	Ун/Д	Без ответвлен.	...	1
ТДЦ-250000/150	250	165	—	10,5; 13,8; 15,75; 18,0	—	...	—	Ун/Д	Без ответвлен.	...	1
ТМ-40000/220	24	220	—	6,00– 18,0	—	10,5	—	30	60	...	У/Д	ПБВ $\pm 2 \cdot 2,5\%$	58	3
ТДЦП-25000/220	25	220	—	11,0– 27,5	—	12,5	—	30	120	...	У/Д	РПН $\pm 16 \cdot (\pm 9$ 1,78)	72	3
ТДЦП-32000/220	32	220	—	11,0– 27,5	—	11,0	—	27	141	...	У/Д	РПН $\pm 16 \cdot (\pm 9$ 1,78)	59	3
ТДЦ-200000/220	200	220	—	13,8– 20,0	—	11,5	—	130	550	...	У/Д	$\pm 2 \times 2,5\%$	220	3
ТДЦ-250000/220	250	220	—	13,8– 20,0	—	11,5	—	207	600	...	У/Д	—	242	3
ТДЦ-400000/220	400	220	—	13,8– 20,0	—	12,0	—	280	870	...	У/Д	—	305	3
ТМТНЖ-25000/220	16	230	38,5	27,5	10,5	18,0	6,8	27	57,5	...	У/У/Д	$\pm 16\%$ ($\pm 9 \times 1,78\%$)	—	3

Продолжение таблицы 2.4

Тип	S , МВ·А	$U_{номВН}$, кВ	$U_{номСН}$, кВ	$U_{номНН}$, кВ	$U_{кВС}$, %	$U_{кВН}$, %	$U_{кСН}$, %	P_x , кВт	P_k , кВт	I_x , %	Сх. и группа соед. обмот.	Регулирование напряжения	m , т	Ист инф.
ТМТНЖ-20000/220	20	230	38,5	27,5	12,5	22,0	9,5	54	55	...	Y/Y/Д	±12% (±12×1%)	–	3
ТРМНС-20000/220	20	230	35,0	6,00– 35,0	–	11,5	–	50	170	...	Y/ Y/Д	±12×1%	–	3
ТМТН-20000/220	20	230	35,0	6,00– 35,0	12,5	22,0	9,5	54	220	...	Y/ Y/Д	±12×1%	–	3
ТДТН–25000/220	25	230	38,5	6,60	У/У/Д	РПН ВН±12%; ±12 ступ. ПБВ СН ±2×2,5%	...	1
ОРДТНЖ-25000/220	25	230	38,5	27,5	17,0	9,60	6,0	26	135	...	1/1/-1-0-0	±16% (±8×2%)	64,2	3
ОРДТНЖ-25000/220	25	230	38,5	27,5	20,7	13,2	6,5	29	130	...	1/1/-1-0-0	±16% (±8×2%)	82,1	3
ТДТНЖ-25000/220	25	230	38,5	27,5	10,5	18,0	6,8	27	140	...	Y/Y/Д	±16% (±9×1,78%)	61,4	3
ТМТНЖ-40000/220	25	230	38,5	27,5	10,5	18,0	6,8	39	78	...	Y/Y/Д	±16% (±9×1,78%)	...	3
ТРМНС-63000/220	31,5	230	35,0	6,00– 35,0	...	11,5	...	70	265	...	Y/ Y/Д	±12×1%	...	3
ТМТН-63000/220	31,5	230	35,0	6,00– 35,0	12,5	20,5	7,0	60	270	...	Y/ Y/Д	±12×1%	...	3
ТРДН–32000/220	32	230	–	6,30; 6,60; 11,0	–	...	–	У/У/Д	РПН ВН ±12%; 12 ступеней	...	1
ТДТН–40000/220	40	230	38,5	11,0	У/У/Д	РПН ВН ±12%; 12 ступеней ПБВ СН ±2×2,5%	...	1
ТДТНЖ-40000/220	40	230	38,5	27,5	10,5	18,0	6,8	39	200	...	Y/Y/Д	±16% (±9×1,78%)	80,6	3
ТДТНЖ-40000/220	40	230	38,5	27,5	12,5	22,0	9,5	54	220	...	Y/Y/Д	±12% (±12×1%)	106	3
ТРДНС–40000/220	40	230	–	6,30; 6,60; 11,0	–	...	–	У/Д/Д	РПН ВН ±12%; 12 ступеней	...	1

Продолжение таблицы 2.4

Тип	S , МВ·А	$U_{номВН}$, кВ	$U_{номСН}$, кВ	$U_{номНН}$, кВ	$U_{кВС}$, %	$U_{кВН}$, %	$U_{кСН}$, %	P_x , кВт	P_k , кВт	I_x , %	Сх. и группа соед. обмот.	Регулирование напряжения	m , т	Ист инф.
ТРДНС-40000/220	40	230	35,0	6,00– 35,0	...	11,5	...	50	170	...	Y/ Y/Д	±12×1%	98,2	3
ТДТН-40000/220	40	230	35,0	6,00– 35,0	12,5	22,0	9,5	54	220	...	Y/ Y/Д	±12×1%	106	3
ТРДН-63000/220	63	230	–	11,0	–	...	–	У/Д/Д	РПН ВН ±12%; 12 ступеней	...	1
ТДТН-63000/220	63	230	38,5	11,0	У/У/Д	РПН ВН ±12%;±12 ступеней ПБВ СН ±2×2,5%	...	1
ТРДЦН-63000/220	63	230	–	6,60; 11,0	–	...	–	У/Д/Д	РПН ВН ±12%;±12 ступеней	...	1
АТДЦТН- 63000/220/110	63	230	121	6,60; 11,0; 38,5	–	11,0	–	37	220	...	Ун авто/ Д-0- 11	±8×12%	123,2	3
АТДЦТН- 63000/220/110	63	230	121	6,60; 11,0; 38,5	11,0	35,0	22	37	200	0,45	У/Д/Д	–	130	1
ТРДНС-63000/220	63	230	35,0	6,00– 35,0	–	11,5	–	70	265	...	Y/У/Д	±12×1%	115	3
ТДТН-63000/220	63	230	35,0	6,00– 35,0	12,5	20,5	7,0	60	270	...	Y/У/Д	±12×1%	155	3
ТРДЦН-100000/220	100	230	–	11,0	–	12,5	–	102	340	0,65	У/Д/Д	РПН ВН ±12%; 12 ступеней	165	1
АТДЦТН- 125000/220/110	125	230	121	6,30; 6,60; 10,5; 11,0; 38,5	11,0	45,0	28	65	315	0,40	У/Д/Д	–	160	1

Продолжение таблицы 2.4

Тип	S , МВ·А	$U_{номВН}$, кВ	$U_{номСН}$, кВ	$U_{номНН}$, кВ	$U_{кВС}$, %	$U_{кВН}$, %	$U_{кСН}$, %	P_x , кВт	P_k , кВт	I_x , %	Сх. и группа соед. обмот.	Регулирование напряжения	m , т	Ист инф.
АТДЦТН- 125000/220/110	125	230	121	6,60; 11,0; 38,5	—	11,0	—	65	315	...	Ун авто/ Д-0- 11	±8×12%	164	3
ТРДЦН-160000/220	160	230	—	11,0	—	12,5	—	155	500	0,60	У/Д/Д	РПН ВН ±12%; 12 ступеней	240	1
ТРДЦН-200000/220	200	230	—	11,0	—	...	—	У/Д/Д	РПН ВН ±12%; 12 ступеней	...	1
ТДЦ-200000/220	200	230	—	13,8– 20,0	—	11,5	—	130	550	...	У/Д	±2×2,5%	220	3
АТДЦТН- 200000/220/110	200	230	121	6,30; 6,60; 10,5; 11,0; 38,5	11,0	32,0	20	105	430	0,45	У/Д/Д	—	215	1
АТДЦТН- 250000/220/110	250	230	121	6,30; 6,60; 38,5	11,0	32,0	20	120	500	0,24	У/Д/Д	—	260	1
ТДЦ-250000/220	250	230	—	13,8– 20,0	—	11,5	—	207	600	...	У/Д	—	242	3
ТДЦ-400000/220	400	230	—	13,8– 20,0	—	12,0	—	280	870	...	У/Д	—	305	3
ТД-80000/220	80	242	—	6,30; 10,5; 13,8	—	11,0	—	79	315	0,45	Ун/Д	—	160	1
ТДЦ-1250000/220	125	242	—	6,30; 10,5; 13,8	—	11,0	—	120	380	0,55	Ун/Д	—	175	1
ТДЦ-200000/220	200	242	—	13,8; 15,75	—	11,0	—	207	600	0,50	Ун/Д	—	250	1
ТЦ-200000/220	200	242	—	13,8; 15,75	—	11,0	—	207	600	0,50	Ун/Д	—	250	1

Продолжение таблицы 2.4

Тип	S , МВ·А	$U_{номВН}$, кВ	$U_{номСН}$, кВ	$U_{номНН}$, кВ	$U_{кВС}$, %	$U_{кВН}$, %	$U_{кСН}$, %	P_x , кВт	P_{Σ} , кВт	I_x , %	Сх. и группа соед. обмот.	Регулирование напряжения	m , т	Ист инф.
ТДЦ-200000/220	200	242	–	13,8; 15,75; 18,0	–	11,0	–	130	660	0,40	Ун/Д	–	215	1
ТЦ-200000/220	200	242	–	13,8; 15,75; 18,0	–	11,0	–	130	660	0,40	Ун/Д	–	215	1
ТДЦ-200000/220	200	242	–	13,8– 20,0	–	11,5	–	130	550	...	У/Д	±2×2,5%	220	3
ТДЦ-250000/220	250	242	–	13,8– 20,0	–	11,5	–	207	600	...	У/Д	–	242	3
ТДЦ-400000/220	400	242	–	13,8– 20,0	–	12,0	–	280	870	...	У/Д	–	305	3

Таблицы 2.5

Силовые трансформаторы с высшим напряжением 330 кВ и выше

Тип	S , МВ·А	$U_{номВН}$, кВ	$U_{номСН}$, кВ	$U_{номНН}$, кВ	$U_{кВС}$, %	$U_{кВН}$, %	$U_{кСН}$, %	P_x , кВт	P_{Σ} , кВт	I_x , %	Сх. и группа соед. обмот.	Регулирование напряжения	m , т	Ист инф.
ТРДЦН-63000/330	63	330	–	...	–	11	–	100	260	0,80	...	–	175	1
АТДЦН- 125000/330/110	125	330	115	6,30; 6,60; 10,5; 11,0; 38,5	10	35	24	100	345	0,45	У/Д/Д	–	245	1

Продолжение таблицы 2.5

Тип	S , МВ·А	$U_{номВН}$, кВ	$U_{номСН}$, кВ	$U_{номНН}$, кВ	$U_{кВС}$, %	$U_{кВН}$, %	$U_{кСН}$, %	P_x , кВт	P_k , кВт	I_x , %	Сх. и группа соед. обмот.	Регулирование напряжения	m , т	Ист инф.
АТДЦТН– 100000/330/110	200	330	115	6,30; 6,60; 10,5; 11,0; 38,5	10,5	38	25	155	560	0,45	У/Д/Д	–	290	1
АТДЦТН– 250000/330/150	250	330	158	6,30; 6,60; 10,5; 11,0; 38,5	10,5	54	42	160	620	0,45	У/Д/Д	–	300	1
ТРДЦНС– 400000/330	400	330	–	6,30; 10,5	–	...	–	У/Д/Д	РПН ВН ±12%; ±8 ступеней	...	1
ТРДЦН–630000/330	630	330	–	6,30; 10,5	–	...	–	У/Д/Д	РПН ВН ±12%; ±8 ступеней	...	1
ТДЦ–125000/330	125	347	–	10,5; 13,8	–	11	–	125	380	0,55	Ун/Д	–	165	1
ТДЦ–200000/330	200	347	–	13,8; 15,75; 18,0	–	11	–	180	520	0,55	Ун/Д	–	215	1
ТЦ–200000/330	200	347	–	13,8; 15,75; 18,0	–	11	–	180	520	0,55	Ун/Д	–	215	1
ТЦ–250000/330	250	347	–	...	–	11	–	214	605	0,50	...	–	250	1
ТДЦ–250000/330	250	347	–	13,8; 15,75	–	11	–	214	605	0,50	Ун/Д	–	250	1
АТДЦТН– 250000/500/110	250	500	121	10,5 38,6	13	33,0	18,5	190	670	0,40	У/Д/Д	–	318	1
ТДЦ–250000/500	250	525	–	...	–	13,0	–	205	590	0,45	...	–	275	1
ТЦ–250000/500	250	525	–	...	–	13,0	–	205	590	0,45	...	–	275	1

Продолжение таблицы 2.5

Тип	S , МВ·А	$U_{номВН}$, кВ	$U_{номСН}$, кВ	$U_{номНН}$, кВ	$U_{кВС}$, %	$U_{кВН}$, %	$U_{кСН}$, %	P_x , кВт	P_k , кВт	I_x , %	Сх. и группа соед. обмот.	Регулирование напряжения	m , т	Ист инф.
ТДЦ-400000/500	400	525	–	...	–	13,0	–	315	790	0,45	...	–	355	1
ТЦ-400000/500	400	525	–	...	–	13,0	–	315	790	0,45	...	–	355	1
ОРДЦ-135000/500	135	$500/\sqrt{3}$	–	13,8	–	13,2	–	150	470	...	У/Д	–	189	3
АОДЦТН- 167000/500/110	167	$500/\sqrt{3}$	$121/\sqrt{3}$	11,0; 13,8; 38,5	–	11,0	–	90	315	...	1 авто/1-1-0-0; 1 авто/1-0-0	СН±12% ±бступ.	170	3
АОДЦТН- 167000/500/220	167	$500/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	11,0; 13,8; 38,5	–	11,0	–	90	315	...	1 авто/1-1-0-0; 1 авто/1-0-0	СН±12% ±бступ.	170	3
АОДЦТН- 167000/500/220	167	$500/\sqrt{3}$	$242/\sqrt{3}$	11,0; 13,8; 38,5	–	11,0	–	90	315	...	1 авто/1-1-0-0; 1 авто/1-0-0	СН±12% ±бступ.	170	3
АОРЦТ- 135000/500/110	135	$500/\sqrt{3}$	$121/\sqrt{3}$	11,0; 13,8; 38,5	–	9,5	–	120	285	...	1 авто/1-1-0-0; 1 авто/1-0-0	Без рег. возбужд.	185	3
АОРЦТ- 135000/500/220	135	$500/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	11,0; 13,8; 38,5	–	9,5	–	120	285	...	1 авто/1-1-0-0; 1 авто/1-0-0	Без рег. возбужд.	185	3
АОРЦТ- 135000/500/220	135	$500/\sqrt{3}$	$242/\sqrt{3}$	11,0; 13,8; 38,5	–	9,5	–	120	285	...	1 авто/1-1-0-0; 1 авто/1-0-0	Без рег. возбужд.	185	3
АОРЦТ- 135000/500/110	135	$500/\sqrt{3}$	$121/\sqrt{3}$	11,0; 13,8; 38,5	–	10,5	–	170	390	...	1 авто/1-1-0-0; 1 авто/1-0-0	–	228	3
АОРЦТ- 135000/500/220	135	$500/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	11,0; 13,8; 38,5	–	10,5	–	170	390	...	1 авто/1-1-0-0; 1 авто/1-0-0	–	228	3

Продолжение таблицы 2.5

Тип	S , МВ·А	$U_{номВН}$, кВ	$U_{номСН}$, кВ	$U_{номНН}$, кВ	$U_{кВС}$, %	$U_{кВН}$, %	$U_{кСН}$, %	P_x , кВт	$P_{кю}$, кВт	I_x , %	Сх. и группа соед. обмот.	Регулирование напряжения	m , т	Ист инф.
АОРЦТ- 135000/500/220	135	$500/\sqrt{3}$	$242/\sqrt{3}$	11,0; 13,8; 38,5	—	10,5	—	170	390	...	1 авто/1-1-0-0; 1авто/1-0-0	—	228	3
ОРЦ-135000/500	135	$525/\sqrt{3}$	—	13,8	—	13,2	—	150	470	...	У/Д	—	180	3
АОРЦТ- 135000/500/110	135	$525/\sqrt{3}$	$121/\sqrt{3}$	11,0; 13,8; 38,5	—	9,5	—	120	285	...	1 авто/1-1-0-0; 1авто/1-0-0	Без рег. возбужд.	185	3
Тип	S , МВ·А	$U_{номВН}$, кВ	$U_{номСН}$, кВ	$U_{номНН}$, кВ	$U_{кВС}$, %	$U_{кВН}$, %	$U_{кСН}$, %	P_x , кВт	$P_{кю}$, кВт	I_x , %	Сх. и группа соед. обмот.	Регулирование напряжения	m , т	Ист инф.
АОРЦТ- 135000/500/220	135	$525/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	11,0; 13,8; 38,5	—	9,5	—	120	285	...	1 авто/1-1-0-0; 1авто/1-0-0	Без рег. возбужд.	185	3
АОРЦТ- 135000/500/220	135	$525/\sqrt{3}$	$242/\sqrt{3}$	11,0; 13,8; 38,5	—	9,5	—	120	285	...	1 авто/1-1-0-0; 1авто/1-0-0	Без рег. возбужд.	185	3
АОРЦТ- 135000/500/110	135	$525/\sqrt{3}$	$121/\sqrt{3}$	11,0; 13,8; 38,5	—	10,5	—	170	390	...	1 авто/1-1-0-0; 1авто/1-0-0	—	228	3
АОРЦТ- 135000/500/220	135	$525/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	11,0; 13,8; 38,5	—	10,5	—	170	390	...	1 авто/1-1-0-0; 1авто/1-0-0	—	228	3
АОРЦТ- 135000/500/220	135	$525/\sqrt{3}$	$242/\sqrt{3}$	11,0; 13,8; 38,5	—	10,5	—	170	390	...	1 авто/1-1-0-0; 1авто/1-0-0	—	228	3
АОДЦТН- 167000/500/110	167	$525/\sqrt{3}$	$121/\sqrt{3}$	11,0; 13,8; 38,5	—	11,0	—	90	315	...	1 авто/1-1-0-0; 1авто/1-0-0	СН±12% ±бступ.	170	3

Продолжение таблицы 2.5

Тип	S , МВ·А	$U_{номВН}$, кВ	$U_{номСН}$, кВ	$U_{номНН}$, кВ	$U_{кВС}$, %	$U_{кВН}$, %	$U_{кСН}$, %	P_x , кВт	P_k , кВт	I_x , %	Сх. и группа соед. обмот.	Регулирование напряжения	m , т	Ист инф.
АОДЦТН- 167000/500/220	167	$525/\sqrt{3}$	$525/\sqrt{3}$	11,0; 13,8; 38,5	–	11,0	–	90	315	...	1 авто/1-1-0-0; 1 авто/1-0-0	СН±12% ±бступ.	170	3
АОДЦТН- 167000/500/220	167	$525/\sqrt{3}$	$525/\sqrt{3}$	11,0; 13,8; 38,5	–	11,0	–	90	315	...	1 авто/1-1-0-0; 1 авто/1-0-0	СН±12% ±бступ.	170	3
ОРЦ-417000/750	417	$787/\sqrt{3}$	–	20,0; 24,0	–	14,0	–	320	800	0,35	375	4
ОРЦ-533000/750	533	$787/\sqrt{3}$	–	15,75; 20,0; 24,0	–	14,0	–	320	800	0,35	375	4
АОДЦТН- 267000/750/220	267	$750/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	10,5	13	31,0	17	200	600	0,35	300	4
АОДЦТН- 333000/750/330	333	$750/\sqrt{3}$	$330/\sqrt{3}$	10,5; 15,75	10	28,0	17	200	600	0,35	340	4
АОДЦТ- 417000/750/330	417	$750/\sqrt{3}$	$330/\sqrt{3}$	10,5; 15,75	10	28,0	17	200	600	0,35	...	–	340	4
АОДЦТН- 417000/750/500	417	$750/\sqrt{3}$	$500/\sqrt{3}$	10,5; 15,75	11,5	81,0	68	125	670	0,15	315	4

Примечание: 1. S – Номинальная полная мощность; $U_{номВН}$, $U_{номСН}$, $U_{номНН}$ – Номинальные напряжения обмоток трансформатора; $U_{кВС}$, $U_{кВН}$, $U_{кСН}$ – Напряжения короткого замыкания; P_x , P_k – Потери холостого хода и короткого замыкания; I_x – Ток холостого хода; m – Полная масса трансформатора.

Для трансформаторов и автотрансформаторов установлены следующие обозначения:

Вид электротехнического устройства (А – автотрансформатор, без обозначения – трансформатор); Число фаз (О – однофазный, Т – трехфазный);

Наличие расщепленной обмотки напряжения – Р; Условное обозначение видов охлаждения (см. ниже); Число обмоток (без обозначения – двухобмоточный, Т – трехобмоточный); Наличие системы регулирования напряжения – Н; Исполнение (З – защитное, Г – грозоупорное, У – усовершенствованное, Л – с литой изоляцией); Специфическая область применения (С – для систем собственных нужд электростанции, Ж – для электрификации железных дорог); Номинальная мощность, кВ·А;

Класс напряжения обмотки ВН, кВ.

Условное обозначение видов охлаждения.

Сухие трансформаторы:

С – естественное воздушное охлаждение при открытом исполнении;

СЗ – естественное воздушное охлаждение при защищенном исполнении;

СГ – естественное воздушное охлаждение при герметическом исполнении;

СД – естественное воздушное охлаждение с принудительной циркуляцией воздуха (с воздушным дутьем).

Масляные трансформаторы:

М – естественная циркуляция воздуха и масла;

Д – принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла;

МЦ – естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла с ненаправленным потоком масла;

НМЦ – естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла с направленным потоком масла;

Ц – принудительная циркуляция воды и масла ненаправленным потоком масла;

НЦ – принудительная циркуляция воды и масла с направленным потоком масла.

Трансформаторы с жидким негорючим диэлектриком.

Н – естественное охлаждение жидким негорючим диэлектриком;

НД – охлаждение жидким негорючим диэлектриком с принудительной циркуляцией воздуха;

ННД – охлаждение жидким негорючим диэлектриком с принудительной циркуляцией воздуха и с ненаправленным потоком жидкого диэлектрика.

3. Соотношение мощностей обмоток некоторых типов трёхобмоточных трансформаторов, %:

Для ТДТН1, ТДТНФ1, ТМТНФ1, ТНДЦТНФ1 – ВН/СН/НН: 100/50/50;

Для ТДТН2, ТДТНФ2, ТМТНФ2, ТНДЦТНФ2 – ВН/СН/НН: 100/67/33;

Для ТДТН1, ТДТНФ1, ТМТНФ1, ТНДЦТНФ1 – ВН/СН/НН: 100/33/67.

4. Источники информации: Электротехнический справочник: В 4 т. Т.2.; 2 – БД "Промышленные каталоги 1994-2000 гг." (CD-ROM); 3 – Рекламный каталог АО "ТРАНСФОРМАТОР", 1997 год; Номенкл. каталог на 2001 год ОАО Холдинговая Компания "Электрозавод"; 4 – Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций.

Разъединители внутренней установки

Тип	$U_{ном}$ кВ	$I_{ном}$ кА	$I_{дин}$ кА	$I_{тер}$ кА	$t_{тер}$ с	Тип привода
РКЖ-3,3/1250 УХЛ1	3,3	1250	25	10	3	ПРЖ УХЛ1
РКЖ-3,3/3000 УХЛ1	3,3	3000	50	20	3	ПДЖ-01-1 УХЛ1,
РВ	6	400	40	16	3	ПР-10, ПР-11
РВ	6	630	50	20	3	ПР-10, ПР-11
РВ	6	1000	80	31,5	3	ПР-10, ПР-11
РВЗ	10	400	40	16	4	ПР-10, ПР-11
РВЗ	10	630	50	20	4	ПР-10, ПР-11
РВЗ	10	1000	80	31,5	4	ПР-10, ПР-11
РВФЗ	10	630	50	20	4	ПР-10, ПР-11
РВФЗ	10	1000	80	31,5	4	ПР-10, ПР-11
РВ, РВО, РВФ	10	400	40	16	4	ПР-10, ПР-11
РВ, РВО, РВФ	10	630	50	20	4	ПР-10, ПР-11
РВ, РВО, РВФ	10	1000	100	40	4	ПР-10, ПР-11
РРИ-10/400	10	400	51	20	3	ПР-00-4 УХЛ2, ПР-01-4 УХЛ2, ПР-02-4 УХЛ2, ПР-03-4 УХЛ2
РРИ-10/630	10	630	51	20	3	
РВ	10	630	51	20	3	ПР-10-Х УЗ
РВ	10	1000	51	20	3	ПР-10-Х УЗ
РВЗ	10	630	51	20	3	ПР-10-Х УЗ
РВЗ	10	1000	51	20	3	ПР-10-Х УЗ
РВФ	10	630	51	20	3	ПР-10-Х УЗ
РВФЗ	10	630	51	20	3	ПР-10-Х УЗ
РВФЗ	10	1000	51	20	3	ПР-10-Х УЗ
РВЗ-10/400 УХЛ2	10	400	25	10	4	ПР-10 УХЛ2
РВО-10/400 М УХЛ2	10	400	40	16	3	ПР-10, ПР-11
РВО-10/630 М УХЛ2	10	630	50	20	3	ПР-10, ПР-11
РВО-10/1000 М УХЛ2	10	1 000	80	31,5	3	ПР-10, ПР-11
РВФЗ	10	630	50	20	3	ПР-10, ПР-11
РЛВОМ	10	1000	80	31,5	3	ПР-10, ПР-11
РВК-10	10	2000	80	31,5	4	ПР-3УЗ, ПЧ-50МУЗ, ПД-5У1
РВ, РВО, РВФ	11	630	50	20	3	ПР-10
РВ, РВО, РВФ	11	1000	80	31,5	3	ПР-11
РВР-III-12/2000MT3	12	2000	85	31,5	4	ПЧ-50MT3, Р-3ТЗ
РВР3-1а-III-12/2000MT3	12	2000	85	31,5	4	ПЧ-50MT3, Р-3ТЗ
РВР3-1б-III-12/2000MT3	12	2000	85	31,5	4	ПЧ-50MT3, Р-3ТЗ
РВР3-2-III-12/2000MT3	12	2000	85	31,5	4	ПЧ-50MT3, Р-3ТЗ
РВР-12/4000MT3	12	4000	125	45	4	ПЧ-50MT3, ПД-1ТЗ
РВР3-1а-12/4000MT3	12	4000	125	45	4	ПЧ-50MT3, ПД-1ТЗ
РВР3-1б-12/4000MT3	12	4000	125	45	4	ПЧ-50MT3, ПД-1ТЗ
РВР3-2-12/4000MT3	12	4000	125	45	4	ПЧ-50MT3, ПД-1ТЗ
РРЧ3-1а-20/6300МУЗ	20	6300	200	80	3	ПД-5ХЛ1, ПД-5Т1, ПЧ-50МУЗ
РРЧ3-1б-20/6300МУЗ	20	6300	200	80	3	ПД-5ХЛ1, ПД-5Т1, ПЧ-50МУЗ
РРЧ-20/6300МУЗ	20	6300	200	80	3	ПД-5ХЛ1, ПД-5Т1, ПЧ-50МУЗ
РВП-20/12500Н УЗ	20	12500	410	160	3	ПД-12УЗ, ПЧ-50УЗ.

Тип	$U_{ном}$ кВ	$I_{ном}$ кА	$I_{дин}$ кА	$I_{тер}$ кА	$t_{тер}$ с	Тип привода
РВПЗ-1а-20/12500Н УЗ	20	12500	410	160	3	ПД-12УЗ, ПЧ-50УЗ.
РВПЗ-1б-20/12500Н УЗ	20	12500	410	160	3	ПД-12УЗ, ПЧ-50УЗ.
РВПЗ-2-20/12500Н УЗ	20	12500	410	160	3	ПД-12УЗ, ПЧ-50УЗ.
РВ-20/630УЗ;	20	630	50	20	4	ПР-3:
РВЗ-1а-20/630УЗ;	20	630	50	20	4	ПР-3:
РВЗ-1б-20/630УЗ;	20	630	50	20	4	ПР-3:
РВЗ-2-20/630УЗ	20	630	50	20	4	ПР-3:
РВ-20/1000УЗ	20	630	50	20	4	ПР-3:
РВЗ-1а-20/1000УЗ	20	630	50	20	4	ПР-3:
РВЗ-1б-20/1000УЗ	20	630	50	20	4	ПР-3:
РВЗ-2-20/1000УЗ	20	1000	55	20	4	ПР-3:
РВР-24/6300МТЗ	24	6300	220	80	4	ПЧ-50МТЗ, ПД-1ТЗ
РВРЗ-1а-24/6300МТЗ	24	6300	220	80	4	ПЧ-50МТЗ, ПД-1ТЗ
РВРЗ-1б-24/6300МТЗ	24	6300	220	80	4	ПЧ-50МТЗ, ПД-1ТЗ
РВРЗ-2-24/6300МТЗ	24	6300	220	80	4	ПЧ-50МТЗ, ПД-1ТЗ
РВР-24/8000МТЗ	24	8000	300	112	4	ПЧ-50МТЗ, ПД-1ТЗ
РВРЗ-1а-24/8000МТЗ	24	8000	300	112	4	ПЧ-50МТЗ, ПД-1ТЗ
РВРЗ-1б-24/8000МТЗ	24	8000	300	112	4	ПЧ-50МТЗ, ПД-1ТЗ
РВРЗ-2-24/8000МТЗ	24	8000	300	112	4	ПЧ-50МТЗ, ПД-1ТЗ
РВ-33 ТЗ	33	400	21	8	3	ПЧ-50МТЗ, ПД-1ТЗ
РВЗ-1а-33 ТЗ	33	400	21	8	3	ПЧ-50МТЗ, ПД-1ТЗ
РВЗ-1б-33 ТЗ	33	400	21	8	3	ПЧ-50МТЗ, ПД-1ТЗ
РВЗ-2-33 ТЗ	33	400	21	8	3	ПЧ-50МТЗ, ПД-1ТЗ
РВ-33 ТЗ	33	800	38	16	3	ПЧ-50МТЗ, ПД-1ТЗ
РВЗ-1а-33 ТЗ	33	800	38	16	3	ПЧ-50МТЗ, ПД-1ТЗ
РВЗ-1б-33 ТЗ	33	800	38	16	3	ПЧ-50МТЗ, ПД-1ТЗ
РВЗ-2-33 ТЗ	33	800	38	16	3	ПЧ-50МТЗ, ПД-1ТЗ
РВ-35/630УЗ;	35	630	51	31,5	4	ПР-3
РВЗ-1а-35/630УЗ	35	630	51	31,5	4	ПР-3
РВЗ-1б-35/630УЗ	35	630	51	31,5	4	ПР-3
РВЗ-2-35/630УЗ	35	630	51	31,5	4	ПР-3

Примечание: 1. $U_{ном}$ – Номинальное напряжение; $I_{ном}$ – Номинальный ток; $I_{дин}$ – Ток электродинамической стойкости; $I_{тер}$ – Ток термической стойкости; $t_{тер}$ – Время протекания тока; m – Масса разъединителя.

Таблица 4.9

Разъединители наружной установки

Тип	$U_{ном}$ кВ	$I_{ном}$ кА	$I_{дин}$ кА	$I_{тер}$ кА	$t_{тер}$, с	Тип привода	Ис т. Ин ф.
РЛНД-1-10.2/200УХЛ1	10	200	6,3	15,7 5	3	ПР-10-1-У1	2
РЛНД-1-10.4/200УХЛ1	10	200	6,3	15,7 5	3	ПР-10-1-У1	2
РДЗ-1-10-2/200У1	10	200	6,3	15,7 5	3	ПР-10-1-У1	2
РЛДЗ.1-10.11/200У1	10	200	15,7	6,3	1	ПРЗ-10-1У1	2

Тип	$U_{ном}$ кВ	$I_{ном}$ кА	$I_{дин}$ кА	$I_{тер}$ кА	$t_{тер}$, с	Тип привода	Ис т. Ин ф.
			5				
РЛНДМ.1-10/200У1	10	200	20	8	4	ПРНЗ-10	2
РДЗ-1-10/200У1	10	200	20	8	4	ПР-01-1/У1	2
РЛДЗ.1-10.11/315У1	10	315	20	8	1	ПРЗ-10-1У1	2
РЛНД-10Б/315/НТ1	10	315	25	10	3	ПРНЗ-10УХЛ1, ПРНЗ.2- 10УХЛ1, ПР.2-Т1	2
РЛНД-10/400УХЛ1	10	400	10	25	3	ПР-01-1-УХЛ1	2
РЛНД-1-10Б/400УХЛ1	10	400	10	25	3	ПРНЗ-10-УХЛ1,	2
РЛНД-1-10.2/400УХЛ1	10	400	10	25	3	ПР-2Б-УХЛ1	2
РЛНД-1-10.4/400УХЛ1	10	400	10	25	3	ПР-2Б-УХЛ1	2
РЛНД1-10Б/400УХЛ1	10	400	10	25	4	ПРНЗ-10УХЛ	2
РКЗ-10В/400ХЛ	10	400	25	10	3	ПРС4.01	2
РЛНДМ.1-10/400У1	10	400	25	10	4	ПРНЗ-10	2
РЛДЗ.1-10.11/400У1	10	400	25	10	1	ПРЗ-10-1У1	2
РЛДЗ.1-10.11/630У1	10	630	31,5	12,5	3	ПРНЗ-10УХЛ1, ПРНЗ.2- 10УХЛ1, ПР.2-Т1	2
РДЗ-35.4/400УХЛ1	35	400	16	40	3	ПР-2Б-УХЛ1	2
РГ-35.2/1000УХЛ1	35	1000	10	25	3	ПР-2Б-УХЛ1	2
РДЗ-35.4/1000УХЛ1	35	1000	10	25	3	ПР-2Б-УХЛ1	2
РД-35/1000УХЛ1	35	1000	63	25	3	ПР-УХЛ1	2
РД-35Б/1000УХЛ1	35	1000	63	25	3	ПР-УХЛ1	2
РДЗ.1-35/1000УХЛ1	35	1000	63	25	3	ПРЗ-УХЛ1, ПРЗ.2-УХЛ1	2
РДЗ.1-35Б/1000УХЛ1	35	1000	63	25	3	ПРЗ-УХЛ1, ПРЗ.2-УХЛ1	2
РДЗ.2-35/1000УХЛ1	35	1000	63	25	3	ПРЗ.2-УХЛ1	2
РДЗ.2-35Б/1000УХЛ1	35	1000	63	25	3	ПРЗ.2-УХЛ1	2
РРЗ-35-1000УЗ	35	1000	80	31,5	3	ПРЗ-УЗ	2
РРЗ-35-2000УЗ	35	2000	100	40	3	ПРЗ-УХЛ1, ПРЗ.2-УХЛ1	2
РДЗ-110/1000Н.УХЛ1	110	1000	63	25	3	ПР-2Б-УХЛ1, ПД-5У1(ХЛ1), ПР-2Б-УХЛ1	2
РДЗ-2СК- 110/1000Н.УХЛ1	110	1000	63	25	3	ПРГ-2Б-УХЛ1	2
РДЗ-110Б/1000Н.УХЛ1	110	1000	63	25	3	ПД-5У1(ХЛ1)	2
РГ-110/1000УХЛ1	110	1000	80	31,5	3	ПДГ-9-УХЛ1-1, ПРГ-6-УХЛ1-1	2
РД(З)-110	110	1000	80	31,5	3	ПР(З)-У1	2
РДЗ-110Б/1250Н.УХЛ1	110	1250	80	25	3	ПР-2Б-УХЛ1, ПД-5У1(ХЛ1), ПР-2Б-УХЛ1, ПРГ-2Б-УХЛ1	2
РГ-126-1600УХЛ1	110	1600	100	40	3	ПДГ9-УХЛ1, ПРГ6-УХЛ1	2
РГ-110/2000УХЛ1	110	2000	100	40	3	ПДГ-9-УХЛ1-1, ПРГ-6-УХЛ1-1	2
РДЗ-110-2000Н.УХЛ1	110	2000	80	31,5	3	ПР-2Б-УХЛ1, ПД-5У1(ХЛ1), ПР-2Б-УХЛ1, ПРГ-2Б-УХЛ1	2
РДЗ-110Б/2000Н.УХЛ1	110	2000	80	31,5	3	ПР-2БТ1, ПД-5Т1, ПРГ-2БТ1, ПДГ5-Т1, ПДГ5-5У1(ХЛ1)	2
РДЗ-110/3150Н.УХЛ1	110	3150	100	40	3	ПДГ-5У1(ХЛ1)	2
РДЗ-150	150	1250	100	40	3	ПДГ-5У1, ПДГ-5 ХЛ1, ПРНГ- 1УХЛ1-1	2
РДЗ-220/1000Н/УХЛ1	220	1000	63	25	3	ПР-У1,	2
РДЗ-220/2000Н/УХЛ1	220	2000	80	31,5	3	ПУ-5У1,	2

Тип	$U_{ном}$ кВ	$I_{ном}$ кА	$I_{дин}$ кА	$I_{тер}$ кА	$t_{тер}$, с	Тип привода	Ис т. Ин ф.
РДЗ-220/3150Н/УХЛ1	220	3150	125	50	3	ПД5-ХЛ1,	2
РДС.2-500/3150-УХЛ1	500	350	160	63	2	ПР-ХЛ1	2
РП-330Б-1/3150УХЛ1	330	3150	160	63	2	ПР-У1, ПД5-У1, ПД5-У1	2
РДЗ-330/3150УХЛ	330	3150	160	63	2	ПУ-5У1	2
РДЗ-330П/3150УХЛ	330	3150	160	63	2	ПД5-У1	2
РП-330/3200 УХЛ1	330	3200	160	63	2	ПУ-5У1, ПД5-ХЛ1, ПР-ХЛ1, ПД5-У1, ПРН-1УХЛ1	2
РП-330Б-2/3200УХЛ1	330	3200	160	63	2	ПР-У1, ПУ-5У1, ПД5-У1	2
РДЗ-500/3150УХЛ	500	3150	160	63	2	ПРН-1УХЛ1, ПУ-5У1	2
РДЗ-500П/3150УХЛ	500	3150	160	63	2	ПР-У1	2
РДЗ-500П/3150Т1	500	3150	160	63	2	ПР-У1	2
РПД-500-1/3150УХЛ1	500	3150	160	63	2	ПУ-5У1, ПД5-ХЛ1, ПР-ХЛ1, ПД5-У1, ПРН-1УХЛ1	2
РПД-500-1/3200У1	500	3150	160	63	2	ПР-У1, ПУ-5У1, ПД5-У1	2
РПД-750-1	750	4000	160	63	2	ПУ-5У1, ПД5-ХЛ1, ПР-ХЛ1, ПД5-У1, ПРН-1УХЛ1	2
РНВЗ-750/400УХЛ1	750	4000	160	63	2	ПД5-У1, ПРН-1УХЛ1	2
РТЗ-1150/400УХЛ1	1150	4000	100	40	2	ПД-41-3У1, ПД-06-5У1	2
РГ-2-40.5П/1000 УХЛ1	40	1000	40	16	2
РГ-126/1000 УХЛ 1	110	1000	63	25	3	...	2
РГ-126П/1000 УХЛ 1	110	1000	63	25	3	...	2
SGF 123n*	110	1600	100	40	...	МТ 50, МТ 100	1
SGF 123n	110	1600	100	40	...	МТ 50, МТ 100	1
SGF 123p*	110	2500	100	40	...	МТ 50, МТ 100	1
SGF 123p	110	2500	100	40	...	МТ 50, МТ 100	1
SGF 123p	110	2500	125	50	...	МТ 50, МТ 100	1
SGF 245n*	220	1600	100	40	...	МТ 50, МТ 100	1
SGF 245n	220	1600	100	40	...	МТ 50, МТ 100	1
SGF 245p*	220	2500	125	50	...	МТ 50, МТ 100	1
SGF 245p	220	2500	100	40	...	МТ 50, МТ 100	1
SGF 245p	220	2500	125	50	...	МТ 50, МТ 100	1
РДЗ-330/3150 УХЛ 1	330	3150	160	63	...	РДЗ-2-330П/3150 УХЛ 1	2
РДЗ-330П/3150 УХЛ	330	3150	160	63	...	РДЗ-2-330П/3150 УХЛ 1	2
РДЗ-500/3150 УХЛ 1	500	3150	160	63	...	РДЗ-2-330П/3150 УХЛ 1	2
РДЗ-500П/3150 УХЛ 1	500	3150	160	63	...	РДЗ-2-330П/3150 УХЛ 1	2
РДЗ-500П/3150 Т 1	500	3150	160	63	...	РДЗ-2-330П/3150 УХЛ 1	2

Примечание: 1. $U_{ном}$ – Номинальное напряжение; $I_{ном}$ – Номинальный ток; $I_{дин}$ – Ток электродинамической стойкости; $I_{тер}$ – Ток термической стойкости; $t_{тер}$ – Время протекания тока; m – Масса разъединителя.

2. Источник информации: **1 – АББ УЭТМ, 2 – ЭЛВО**

3. В типе разъединителя: (расшифровка типов разъединителей:

РДЗ-2-330П/3150 УХЛ 1: Р- разъединитель; Д- наличие колонок: двухколонковый; **3-** наличие заземлителей; **2-** количество заземлителей; **330-** номинальное напряжение, кВ; **П-** исполнение изоляции(степень загрязнения по ГОСТ 9920-89), при изоляции исполнения I индекс отсутствует; **3150-** номинальный ток, А; **УХЛ-** климатическое исполнение; **1-** категория размещения.

РЛНД.2-10Б/400 НУХЛ 1: Р- разъединитель; Л- линейный; Н- наружной установки; Д- количество опорных колонок (две); **2-** количество заземлителей; **10-** номинальное напряжение; **Б-** исполнение изоляции; **400-** номинальный ток; **Н-** повышенной надежности; **УХЛ-** климатическое исполнение; **1-** категория размещения .

РГ- 126 П / 1000УХЛ1: Р- разъединитель; Г- горизонтально-поворотного типа; **126-** наибольшее рабочее напряжение; **П-** исполнение изоляции(степень загрязнения по ГОСТ 9920-89), при изоляции исполнения I индекс отсутствует; **1000** - номинальный ток; **УХЛ-** климатическое

Разрядники

Таблица 4.19

Основные технические данные разрядников серии РТВ (трубчатый винипластовый)

Типоисполнение	U _{НОМ} , кВ	U _{ДОП} , кВ	I _{отк} , кА		Размеры искровых промежутков		m, кг
			Нижний предел	Верхний предел	внешнего S ₂	внутреннего S ₁	
РТВ- 10-0,5/2,5 У I	10*	12	0,5	2,5	15	60	2,35
РТ-10-2/10У1	10*	12	2,0	10,0	15	60	2,32
РТВ-20-2/10У1	20	24	2,0	10,0	40	100	2,55
РТВ-35-2/10У1	35	40,5	2,0	10,0	100	140	2,85

Примечание: 1. U_{НОМ} – номинальное напряжение разрядника, кВ; U_{ДОП} – Наибольшее допустимое напряжение, кВ (действующее значение); I_{отк} – Ток отключения (действующее значение); m – масса
2. Могут применяться в сети 6 кВ при длине внешнего искрового промежутка 10 мм.

Таблица 4.20

Основные технические данные разрядников серии РТФ (трубчатый фибробакелитовый)

Типоисполнение	U _{НОМ} , кВ	U _{ДОП} , кВ	I _{отк} , кА		Размеры искровых промежутков		m, кг
			Нижний предел	Верхний предел	внешнего S ₂	внутреннего S ₁	
РТФ-3-0,3/5УХЛ1	3	3,6	0,3	5,0	10	75	1,38
РТФ-6-0.5/10УХЛ1	6	7,2	0,5	10,0	20	150	1,6
РТФ- 10-0,2/1 УХЛ1	10	12	0,2	1,0	25	225	1,6
РТФ-10-0.5/5УХЛ1	10	12	0,5	5,0	25	150	1,6
РТФ-35-1/5УХЛ1	35	40,5	0,5	2,5	130	250	2,34
РТФ-35-0,5/2,5УХЛ1	35	40,5	1,0	5,0	130	200	2,36
РТФ-35-2/ЮУХЛ1	35	40,5	2,0	10,0	130	220	3,96

Примечание: 1. U_{НОМ} – номинальное напряжение разрядника, кВ; U_{ДОП} – Наибольшее допустимое напряжение, кВ (действующее значение); I_{отк} – Ток отключения (действующее значение); m – масса

Технические данные разрядников серии РВС на напряжение 13,8 – 220 кВ

Тип	U, кВ	U _{НОМ} , кВ	U _{ПРОБ}		U _{ИМП} (не более), кВ	U _{ост} , кВ, при I _{ИМП} , А			Типовая комплектация
			в сухом состоянии не менее	под дождем не более		3000	5000	10000	
РВС-13.8Т1	13,8	17	34	42	61	51	55	60	1Х17
РВС- 15, РВС- 15Т1	15	18	38	48	67	57	61	67	1Х19
РВС-20, РВС-21	20	24	49	60,5	80	75	80	88	1 Х25
РВС-22Т1	22	20	40	50	70	60	65	73	1 Х20
РВС-33Т1	33	29	58	70	94	88	94	102	1 Х29
РВС-35	35	40,5	78	98	125	122	130	143	1Х41,5
РВС-60, РВС- 66Т1	60	65,9	134	169	215	207	221	243	1 Х 19+2Х25
РВС-66, РВС- 66Т1	66	58	116	140	188	176	188	204	2Х29
РВС-66	66	72	150	182	232	226	242	264	3Х25
РВС- 11 ОМ, РВС-ПОМТ	110	102	200	250	285	315	335	367	3Х33,3
РВС-132МТ1	132	119,7	232	267	376	378	404	444	4Х19+2Х25
РВС-150М1, РВС- 150МТ1	150	138	208	250	375	435	465	510	3Х33,3+2Х19
РВС-220М, РВС- 220МТ1	220	198	400	500	530	630	670	734	6Х33,3
РВС-230МТ1	230	204,5	400	500	530	630	679	734	6Х33,3

Примечание: 1. U – класс напряжения; U_{НОМ} – номинальное напряжение разрядника, кВ; U_{ПРОБ} – пробивное напряжение при частоте 50 Гц и, кВ (действующее значение); U_{ИМП} – импульсное напряжение при предразрядном времени от 8 до 20 мкс; U_{ост} – остающееся напряжение; I_{ИМП} – импульсный ток с длиной фронта волны 8 мкс;

2. В типовой комплектации X – число элементов на допустимое напряжение, кВ

Реакторы токоограничивающие

Таблица 4.22

Характеристики реакторов

Тип	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, кА	$x_{ном}$, Ом	$i_{дин}$, кА	$I_{тер}$, кА	$t_{тер}$, с	$k_{с.ном}$
РБ 10-400-0,35УЗ	10	400	0,35	25	9,83	8	
РБ 10-400-0,45УЗ	10	400	0,45	25	9,83	8	
РБ 10-630-0,25УЗ	10	630	0,25	40	15,75	8	
РБ 10-630-0,40УЗ	10	630	0,4	32	12,6	8	
РБ 10-630-0,56УЗ	10	630	0,56	24	9,45	8	
РБ 10-630-0,7УЗ	10	630	0,7	
РБ 10-630-1,0УЗ	10	630	1	
РБ 10-630-1,6УЗ	10	630	1,6	
РБ-10-630-2,0УЗ	10	630	2	
РБ 10-1000-0,14УЗ	10	1000	0,14	63	24,8	8	
РБ -10-1000-0,22УЗ	10	1000	0,22	49	19,3	8	
РБ 10-1000-0,28УЗ	10	1000	0,28	45	17,75	8	
РБ 10-1000-0,35УЗ	10	1000	0,35	37	14,6	8	
РБ 10-1000-0,45УЗ	10	1000	0,45	29	11,4	8	
РБ 10-1000-0,56УЗ	10	1000	0,56	24	9,45	8	
РБ 10-1000-0,7УЗ	10	1000	0,7	
РБ 10-1000-1,0УЗ	10	1000	1	
РБ 10-1600-0,14УЗ	10	1600	0,14	66	26	8	
РБ 10-1600-0,20УЗ	10	1600	0,2	52	20,5	8	
РБ 10-1600-0,25УЗ	10	1600	0,25	49	19,3	8	
РБ 10-1600-0,35УЗ	10	1600	0,35	37	14,6	8	
РБ 10-1600-0,56УЗ	10	1600	0,56	
РБД 10-2500-0,14УЗ	10	2150	0,14	66	26	8	
РБД 10-2500-0,20УЗ	10	2150	0,2	52	20,5	8	
РБГ 10-2500-0,20УЗ	10	2500	0,2	60	23,6	8	
РБДГ 10-2500-0,25УЗ	10	2150	0,25	49	19,3	8	
РБДГ 10-2500-0,35УЗ	10	2000	0,35	37	14,6	8	
РБДГ 10-4000-0,105УЗ	10	3750	0,105	97	38,2	8	
РБДГ 10-4000-0,18УЗ	10	3200	0,18	65	25,6	8	
РБНГ 10-1000-0,45У1	10	1000	0,45	29	11,4	8	
РБНГ 10-1000-0,56У1	10	1000	0,56	24	9,45	8	
РБНГ 10-1000-0,25У1	10	1000	0,25	49	19,3	8	
РБНГ 10-1600-0,35У1	10	1600	0,35	37	14,6	8	
РБНГ 10-2500-0,14У1	10	2500	0,14	79	31,1	8	
РБНГ 10-2500-0,2У1	10	2500	0,2	60	23,6	8	
РБНГ 10-2500-0,25У1	10	2500	0,25	49	19,3	8	

Продолжение таблицы 4.22

Тип	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, кА	$x_{ном}$, Ом	$i_{дин}$, кА	$I_{тер}$, кА	$t_{тер}$, с	$k_{с.ном}$
РБНГ 10-2500-0,35У1	10	2500	0,35	37	14,6	8	
РБС 10-2Х630-0,25У3	10	2Х630	0,25	40	15,75	8	0,46
РБС 10-2Х630-0,4У3	10	2Х630	0,4	32	12,6	8	0,5
РБС 10-2Х630-0,56У3	10	2Х630	0,56	24	9,45	8	0,53
РБС 10-2Х1000-0,14У3	10	2Х1000	0,14	63	24,8	8	0,49
РБС 10-2Х1000-0,22У3	10	2Х1000	0,22	49	19,3	8	0,53
РБС 10-2Х1000-0,28У3	10	2Х1000	0,28	45	17,75	8	0,53
РБСД 10-2Х1000-0,35У3	10	2Х960	0,35	37	14,6	8	0,55
РБСД 10-2Х1000-0,45У3	10	2Х960	0,45	29	11,4	8	0,49
РБСД 10-2Х1000-0,56У3	10	2Х900	0,56	24	9,45	8	0,5
РБС 10-2Х1600-0,14У3	10	2Х1600	0,14	66	26	8	0,56
РБСД 10-2Х1600-0,20У3	10	2Х1420	0,2	52	20,5	8	0,51
РБСД 10-2Х1600-0,25У3	10	2Х1350	0,25	49	19,3	8	0,52
РБСДГ 10-2Х1600-0,35У3	10	2Х1470	0,35	37	14,6	8	0,46
РБСДГ 10-2Х1600-0,14У3	10	2Х2100	0,14	79	31,1	8	0,52
РБСДГ 10-2Х2500-0,2У3	10	2Х1800	0,2	60	23,6	8	0,46
РБСДГ 10-2Х2500-0,25У3	10	2Х2500	0,25
РБСДГ 10-2Х2500-0,35У3	10	2Х2500	0,35
РБСНГ 10-2Х1000-0,45У1	10	2Х1000	0,45	29	11,4	8	0,442
РБСНГ 10-2Х1000-0,56У1	10	2Х1000	0,56	24	9,45	8	0,411
РБСНГ 10-2Х1600-0,25У1	10	2Х1600	0,25	49	19,3	8	0,508
РБСНГ 10-2Х2500-0,14У1	10	2Х2500	0,14	79	31,1	8	0,6
РТСТ 10-250-1,0У1	10	250	1				
РТСТ 10-250-1,4У1	10	250	1,4				
РТСТ 10-250-2,0У1	10	250	2				
РТСТ 10-250-2,5У1	10	250	2,5				
РТСТ 10-400-0,45У1	10	400	0,45				
РТСТ 10-630-0,25У1	10	630	0,25				
РТСТ 10-630-0,4У1	10	630	0,4				
РТСТ 10-630-0,56У1	10	630	0,56				
РТСТ 10-630-0,7У1	10	630	0,7				
РТСТ 10-630-1,0У1	10	630	1				
РТСТ 10-630-1,6У1	10	630	1,6				
РТСТ 10-630-2,0У1	10	630	2				
РТСТ 10-1000-0,14У1	10	1000	0,14				
РТСТ 10-1000-0,22У1	10	1000	0,22				
РТСТ 10-1000-0,28У1	10	1000	0,28				
РТСТ 10-1000-0,35У1	10	1000	0,35				

Продолжение таблицы 4.22

Тип	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, кА	$x_{ном}$, Ом	$i_{дин}$, кА	$I_{тер}$, кА	$t_{тер}$, с	$k_{с.ном}$
РТСТ 10-1000-0,45У1	10	1000	0,45				
РТСТ 10-1000-0,56У1	10	1000	0,56				
РТСТ 10-1000-0,7У1	10	1000	0,7				
РТСТ 10-1000-1,0У1	10	1000	1				
РТСТ 10-1600-0,14У1	10	1600	0,14				
РТСТ 10-1600-0,2У1	10	1600	0,2				
РТСТ 10-1600-0,25У1	10	1600	0,25				
РТСТ 10-1600-0,35У1	10	1600	0,35				
РТСТ 10-1600-0,56У1	10	1600	0,56				
РТСТ 10-2500-0,14У1	10	2500	0,14				
РТСТ 10-2500-0,2У1	10	2500	0,2				
РТСТ 10-2500-0,25У1	10	2500	0,25				
РТСТ 10-2500-0,35У1	10	2500	0,35				
РТСТ 10-4000-0,1У1	10	4000	0,1				
РТСТ 10-4000-0,18У1	10	4000	0,18				
РСТСТ 10-2Х630-0,25У1	10	2Х630	0,25				
РСТСТ 10-2Х630-0,4У1	10	2Х630	0,4				
РСТСТ 10-2Х630-0,56У1	10	2Х630	0,56				
РСТСТ 10-2Х1000-0,14У1	10	2Х1000	0,14				
РСТСТ 10-2Х1000-0,22У1	10	2Х1000	0,22				
РСТСТ 10-2Х1000-0,28У1	10	2Х1000	0,28				
РСТСТ 10-2Х1000-0,35У1	10	2Х1000	0,35				
РСТСТ 10-2Х1000-0,45У1	10	2Х1000	0,45				
РСТСТ 10-2Х1000-0,56У1	10	2Х1000	0,56				
РСТСТ 10-2Х1600-0,14У1	10	2Х1600	0,14				
РСТСТ 10-2Х1600-0,2У1	10	2Х1600	0,2				
РСТСТ 10-2Х1600-0,25У1	10	2Х1600	0,25				
РСТСТ 10-2Х1600-0,35У1	10	2Х1600	0,35				
РСТСТ 10-2Х2500-0,14У1	10	2Х2500	0,14				
РСТСТ 10-2Х2500-0,2У1	10	2Х2500	0,2				
РСТСТ 10-2Х2500-0,25У1	10	2Х2500	0,25				

Примечания: 1. $U_{ном}$ – Номинальное напряжение; $I_{ном}$ – Длительно допустимый ток при естественном охлаждении; $x_{ном}$ – Номинальное индуктивное сопротивление; $i_{дин}$ – Мгновенное значение тока электродинамической стойкости; $I_{тер}$ – Действующее значение тока термической стойкости; $t_{тер}$ – Допустимое время действия тока термической стойкости; $k_{с.ном}$ – Номинальный коэффициент связи; m – масса фазы.

2. В типе реактора: (расшифровка типов реакторов) Р — резктор, Б — бетонный, С — сдвоенный, Д — принудительное охлаждение с дутьем (отсутствие буквы Д означает естественное охлаждение), У — ступенчатая установка фаз, Г — горизонтальная установка фаз (отсутствие буквы У или Г означает вертикальную установку фаз); следующие за буквами числа обозначают соответственно номинальное напряжение, кВ; число ветвей, номинальный ток каждой ветви, А, индуктивное сопротивление одной ветви, Ом, при отсутствии тока в другой; У (после цифр) — для работы в районах с умеренным климатом; 1 — для работы на открытом воздухе; 3 — для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

ОГРАНИЧИВАЮЩИЕ АППАРАТЫ

Предохранители

Таблица 4.17

Параметры предохранителей

Типоисполнение	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный ток предохранителя, А	Номинальный ток отключения, кА	Класс по ГОСТ 2213-79	Рисунок	Размеры, мм									Масса, кг	Масса за элемента, кг
							A	A1	H	H1	L	L1	B	D	d		
ПКТ101-3-2-40 У3	3	3,6	2	40	1	1,а	185±1	296±2	176	100±2	320	212	77	55	M10	3,4	0,9
ПКТ101-3-3,2-40 У3	3	3,6	3,2	40	1	1,а	185±1	296±2	176	100±2	320	212	77	55	M10	3,4	0,9
ПКТ101-3-5-40 У3	3	3,6	5	40	1	1,а	185±1	296±2	176	100±2	320	212	77	55	M10	3,4	0,9
ПКТ101-3-8-40 У3	3	3,6	8	40	1	1,а	185±1	296±2	176	100±2	320	212	77	55	M10	3,4	0,9
ПКТ101-3-10-40 У3	3	3,6	10	40	1	1,а	185±1	296±2	176	100±2	320	212	77	55	M10	3,4	0,9
ПКТ101-3-16-40 У3	3	3,6	16	40	1	1,а	185±1	296±2	176	100±2	320	212	77	55	M10	3,4	0,9
ПКТ101-3-20-40 У3	3	3,6	20	40	1	1,а	185±1	296±2	176	100±2	320	212	77	55	M10	3,4	0,9
ПКТ101-3-31,5-40 У3	3	3,6	31,5	40	1	1,а	185±1	296±2	176	100±2	320	212	77	55	M10	3,4	0,9
ПКТ101-6-2-40 У3	6	7,2	2	40	1	1,а	285±1	396±2	176	100±2	420	312	77	55	M10	3,9	1,4
ПКТ101-6-3,2-40 У3	6	7,2	3,2	40	1	1,а	285±1	396±2	176	100±2	420	312	77	55	M10	3,9	1,4
ПКТ101-6-5-40 У3	6	7,2	5	40	1	1,а	285±1	396±2	176	100±2	420	312	77	55	M10	3,9	1,4
ПКТ101-6-8-40 У3	6	7,2	8	40	1	1,а	285±1	396±2	176	100±2	420	312	77	55	M10	3,9	1,4
ПКТ101-6-10-40 У3	6	7,2	10	40	1	1,а	285±1	396±2	176	100±2	420	312	77	55	M10	3,9	1,4
ПКТ101-6-16-40 У3	6	7,2	16	40	1	1,а	285±1	396±2	176	100±2	420	312	77	55	M10	3,9	1,4
ПКТ101-6-20-40 У4	6	7,2	20	40	1	1,а	285±1	396±2	176	100±2	420	312	77	55	M10	3,9	1,4
ПКТ101-6-31,5-20 У3	6	7,2	31,5	20	1	1,а	285±1	396±2	176	100±2	420	312	77	55	M10	3,9	1,4

Типоисполнение	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный ток предохранителя, А	Номинальный ток отключения, кА	Класс по ГОСТ 2213-79	Рисунок	Размеры, мм									Масса, кг	Масса за элемента, кг
							A	A1	H	H1	L	L1	B	D	d		
ПКТ101-10-2-31,5 У3	10	12	2	31,5	2	1,а	385±1	496±2	196	120±2	520	412	82	55	M10	4,9	1,8
ПКТ101-10-3,2-31,5 У3	10	12	3,2	31,5	2	1,а	385±1	496±2	196	120±2	520	412	82	55	M10	4,9	1,8
ПКТ101-10-5-31,5 У3	10	12	5	31,5	2	1,а	385±1	496±2	196	120±2	520	412	82	55	M10	4,9	1,8
ПКТ101-10-8-31,5 У3	10	12	8	31,5	2	1,а	385±1	496±2	196	120±2	520	412	82	55	M10	4,9	1,8
ПКТ101-10-10-31,5 У3	10	12	10	31,5	2	1,а	385±1	496±2	196	120±2	520	412	82	55	M10	4,9	1,8
ПКТ101-10-16-31,5 У3	10	12	16	31,5	2	1,а	385±1	496±2	196	120±2	520	412	82	55	M10	4,9	1,8
ПКТ101-10-20-31,5 У3	10	12	20	31,5	2	1,а	385±1	496±2	196	120±2	520	412	82	55	M10	4,9	1,8
ПКТ101-10-31,5-12,5 У3	10	12	31,5	12,5	2	1,а	385±1	496±2	196	120±2	520	412	82	55	M10	4,9	1,8
ПКТ101-20-2-12,5 У3	20	24	2	12,5	2	1,а	505±1	636±2	286	210±2	660	512	110	55	M12	11,1	2,15
ПКТ101-20-3,2-12,5 У3	20	24	3,2	12,5	2	1,а	505±1	636±2	286	210±2	660	512	110	55	M12	11,1	2,15
ПКТ101-20-5-12,5 У3	20	24	5	12,5	2	1,а	505±1	636±2	286	210±2	660	512	110	55	M12	11,1	2,15
ПКТ101-20-8-12,5 У3	20	24	8	12,5	2	1,а	505±1	636±2	286	210±2	660	512	110	55	M12	11,1	2,15
ПКТ101-20-10-12,5 У3	20	24	10	12,5	2	1,а	505±1	636±2	286	210±2	660	512	110	55	M12	11,1	2,15
ПКТ101-35-2-8 У3	35	40,5	2	8	2	1,а	620±1	736±2	448	372±2	760	612	110	55	M16	17,4	2,65
ПКТ101-35-3,2-8 У3	35	40,5	3,2	8	2	1,а	620±1	736±2	448	372±2	760	612	110	55	M16	17,4	2,65
ПКТ101-35-5-8 У3	35	40,5	5	8	2	1,а	620±1	736±2	448	372±2	760	612	110	55	M16	17,4	2,65
ПКТ101-35-8-8 У3	35	40,5	8	8	2	1,а	620±1	736±2	448	372±2	760	612	110	55	M16	17,4	2,65
ПКТ101-35-10-3,2 У3	35	40,5	10	3,2	2	1,а	620±1	736±2	448	372±2	760	612	110	55	M16	17,4	2,65
ПКТ102-3-40-40 У3	3	3,6	40	40	1	1,б	230±1	342±2	215	100±2	366	264	84	72	M10	4,5	1,75
ПКТ102-3-50-40 У3	3	3,6	50	40	1	1,б	230±1	342±2	215	100±2	366	264	84	72	M10	4,5	1,75
ПКТ102-3-80-40 У3	3	3,6	80	40	1	1,б	230±1	342±2	215	100±2	366	264	84	72	M10	4,5	1,75

Типоисполнение	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный ток предохранителя, А	Номинальный ток отключения, кА	Класс по ГОСТ 2213-79	Рисунок	Размеры, мм									Масса, кг	Масса за элемента, кг
							A	A1	H	H1	L	L1	B	D	d		
ПКТ102-3-100-40 У3	3	3,6	100	40	1	1,6	230±1	342±2	215	100±2	366	264	84	72	M10	4,5	1,75
ПКТ102-6-31,5-31,5 У3	6	7,2	31,5	31,5	1	1,6	330±1	442±2	215	100±2	466	364	84	72	M10	5	2,3
ПКТ102-6-40-31,5 У3	6	7,2	40	31,5	1	1,6	330±1	442±2	215	100±2	466	364	84	72	M10	5	2,3
ПКТ102-6-50-31,5 У3	6	7,2	50	31,5	1	1,6	330±1	442±2	215	100±2	466	364	84	72	M10	5	2,3
ПКТ102-6-80-20 У3	6	7,2	80	20	1	1,6	330±1	442±2	215	100±2	466	364	84	72	M10	5	2,3
ПКТ102-10-31,5-31,5 У3	10	12	31,5	31,5	2	1,6	430±1	542±2	235	120±2	566	464	84	72	M10	6,3	2,91
ПКТ102-10-40-31,5 У3	10	12	40	31,5	2	1,6	430±1	542±2	235	120±2	566	464	84	72	M10	6,3	2,91
ПКТ102-10-50-12,5 У3	10	12	50	12,5	2	1,6	430±1	542±2	235	120±2	566	464	84	72	M10	6,3	2,91
ПКТ102-20-16-12,5 У3	20	24	16	12,5	2	1,6	552±1	681±2	325	210±2	705	562	110	72	M12	12,7	3,4
ПКТ102-20-20-12,5 У3	20	24	20	12,5	2	1,6	552±1	681±2	325	210±2	705	562	110	72	M12	12,7	3,4
ПКТ102-35-10-8 У3	35	40,5	10	8	2	1,6	665±1	781±2	487	372±2	805	662	110	72	M16	19	3,9
ПКТ102-35-16-8 У3	35	40,5	16	8	2	1,6	665±1	781±2	487	372±2	805	662	110	72	M16	19	3,9
ПКТ102-35-20-8 У3	35	40,5	20	8	2	1,6	665±1	781±2	487	372±2	805	662	110	72	M16	19	3,9
ПКТ103-3-160-30 У3	3	3,6	160	40	1	1,В	230±1	342±2	290	100±2	366	264	84	72	M10	6,2	3,5
ПКТ103-3-200-40 У3	3	3,6	200	40	1	1,В	230±1	342±2	290	100±2	366	264	84	72	M10	6,2	3,5
ПКТ103-6-80-31,5 У3	6	7,2	80	31,5	2	1,В	330±1	442±2	290	100±2	466	364	84	72	M10	7,3	4,5
ПКТ103-6-100-31,5 У3	6	7,2	100	31,5	2	1,В	330±1	442±2	290	100±2	466	364	84	72	M10	7,3	4,5
ПКТ103-6-160-20 У3	6	7,2	160	20	1	1,В	330±1	442±2	290	100±2	466	364	84	72	M10	7,3	4,5
ПКТ103-10-50-31,5 У3	10	12	50	31,5	2	1,В	430±1	542±2	310	120±2	566	464	84	72	M10	9,2	5,8
ПКТ103-10-80-20 У3	10	12	80	20	2	1,В	430±1	542±2	310	120±2	566	464	84	72	M10	9,2	5,8
ПКТ103-10-100-12,5 У3	10	12	100	12,5	2	1,В	430±1	542±2	310	120±2	566	464	84	72	M10	9,2	5,8

Типоисполнение	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный ток предохранителя, А	Номинальный ток отключения, кА	Класс по ГОСТ 2213-79	Рисунок	Размеры, мм									Масса, кг	Масса за элемента, кг
							A	A1	H	H1	L	L1	B	D	d		
ПКТ103-20-31,5-12,5 У3	20	24	31,5	12,5	2	1,в	552±1	681±2	400	210±2	705	562	110	72	M12	16	6,8
ПКТ103-20-40-12,5 У3	20	24	40	12,5	2	1,в	552±1	681±2	400	210±2	705	562	110	72	M12	16	6,8
ПКТ103-20-50-12,5 У3	20	24	50	12,5	2	1,в	552±1	681±2	400	210±2	705	562	110	72	M12	16	6,8
ПКТ103-35-31,5-8 У3	35	40,5	31,5	8	2	1,в	665±1	781±2	562	372±2	805	662	110	72	M16	22,9	7,8
ПКТ103-35-40-8 У3	35	40,5	40	8	2	1,в	665±1	781±2	562	372±2	805	662	110	72	M16	22,9	7,8
ПКТ104-3-315-40 У3	3	3,6	315	40	1	1,г	248±1	372±2	290	100±2	396	264	184	72	M12	10,2	7
ПКТ104-3-400-40 У3	3	3,6	400	40	1	1,г	248±1	372±2	290	100±2			184	72	M12	10,2	7
ПКТ104-6-160-31,5 У3	6	72	160	31,5	2	1,г	348±1	472±2	290	100±2	496	364	184	72	M12	12,4	9
ПКТ104-6-200-31,5 У3	6	72	200	31,5	2	1,г	348±1	472±2	290	100±2	496	364	184	72	M12	12,4	9
ПКТ104-6-315-20 У3	6	72	315	20	1	1,г	348±1	472±2	290	100±2	496	364	184	72	M12	12,4	9
ПКТ104-10-100-31,5 У3	10	12	100	31,5	2	1,г	448±1	572±2	310	120±2	596	464	184	72	M12	15,5	11,6
ПКТ104-10-160-20 У3	10	12	160	20	2	1,г	448±1	572±2	310	120±2	596	464	184	72	M12	15,5	11,6
ПКТ104-10-200-12,5 У3	10	12	200	12,5	2	1,г	448±1	572±2	310	120±2	596	464	184	72	M12	15,5	11,6
ПКТ101-3-2-31,5 У3*	3	3,6	2	31,5	1	1,а	185±1	296±2	176	100±2	320	212	77	55	M10	3,4	0,9
ПКТ101-3-3,2-31,5 У3*	3	3,6	3,2	31,5	1	1,а	185±1	296±2	176	100±2	320	212	77	55	M10	3,4	0,9
ПКТ101-3-5-31,5 У3*	3	3,6	5	31,5	1	1,а	185±1	296±2	176	100±2	320	212	77	55	M10	3,4	0,9
ПКТ101-3-8-31,5 У3*	3	3,6	8	31,5	1	1,а	185±1	296±2	176	100±2	320	212	77	55	M10	3,4	0,9
ПКТ101-3-10-31,5 У3*	3	3,6	10	31,5	1	1,а	185±1	296±2	176	100±2	320	212	77	55	M10	3,4	0,9
ПКТ101-3-16-31,5 У3*	3	3,6	16	31,5	1	1,а	185±1	296±2	176	100±2	320	212	77	55	M10	3,4	0,9
ПКТ101-3-20-31,5 У3*	3	3,6	20	31,5	1	1,а	185±1	296±2	176	100±2	320	212	77	55	M10	3,4	0,9
ПКТ101-3-31,5-31,5 У3*	3	3,6	31,5	31,5	1	1,а	185±1	296±2	176	100±2	320	212	77	55	M10	3,4	0,9

Типоисполнение	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный ток предохранителя, А	Номинальный ток отключения, кА	Класс по ГОСТ 2213-79	Рисунок	Размеры, мм								Масса, кг	Масса за элемента, кг	
							A	A1	H	H1	L	L1	B	D			d
ПКТ101-6-2-20 У3*	6	7,2	2	20	1	1,а	285±1	396±2	176	100±2	420	312	77	55	M10	3,9	1,4
ПКТ101-6-3,2-20 У3*	6	7,2	3,2	20	1	1,а	285±1	396±2	176	100±2	420	312	77	55	M10	3,9	1,4
ПКТ101-6-5-20 У3*	6	7,2	5	20	1	1,а	285±1	396±2	176	100±2	420	312	77	55	M10	3,9	1,4
ПКТ101-6-8-20 У3*	6	7,2	8	20	1	1,а	285±1	396±2	176	100±2	420	312	77	55	M10	3,9	1,4
ПКТ101-6-10-20 У3*	6	7,2	10	20	1	1,а	285±1	396±2	176	100±2	420	312	77	55	M10	3,9	1,4
ПКТ101-6-16-20 У3*	6	7,2	16	20	1	1,а	285±1	396±2	176	100±2	420	312	77	55	M10	3,9	1,4
ПКТ101-6-20-20 У3*	6	7,2	20	20	1	1,а	285±1	396±2	176	100±2	420	312	77	55	M10	3,9	1,4
ПКТ101-10-2-12,5 У3*	10	12	2	12,5	2	1,а	385±1	496±2	196	120±2	520	412	82	55	M10	4,9	1,8
ПКТ101-10-3,2-12,5 У3*	10	12	3,2	12,5	2	1,а	385±1	496±2	196	120±2	520	412	82	55	M10	4,9	1,8
ПКТ101-10-5-12,5 У3*	10	12	5	12,5	2	1,а	385±1	496±2	196	120±2	520	412	82	55	M10	4,9	1,8
ПКТ101-10-8-12,5 У3*	10	12	8	12,5	2	1,а	385±1	496±2	196	120±2	520	412	82	55	M10	4,9	1,8
ПКТ101-10-10-12,5 У3*	10	12	10	12,5	2	1,а	385±1	496±2	196	120±2	520	412	82	55	M10	4,9	1,8
ПКТ101-10-16-12,5 У3*	10	12	16	12,5	2	1,а	385±1	496±2	196	120±2	520	412	82	55	M10	4,9	1,8
ПКТ101-10-20-12,5 У3*	10	12	20	12,5	2	1,а	385±1	496±2	196	120±2	520	412	82	55	M10	4,9	1,8
ПКТ101-6-2-40 У1	6	7,2	2	40	1	2,а	306±1	400±2	246	170±2	446	324	120	55	M14	7,7	1,5
ПКТ101-6-3,2-40 У1	6	7,2	3,2	40	1	2,а	306±1	400±2	246	170±2	446	324	120	55	M14	7,7	1,5
ПКТ101-6-5-40 У1	6	7,2	5	40	1	2,а	306±1	400±2	246	170±2	446	324	120	55	M14	7,7	1,5
ПКТ101-6-8-40 У1	6	7,2	8	40	1	2,а	306±1	400±2	246	170±2	446	324	120	55	M14	7,7	1,5
ПКТ101-6-10-40 У1	6	7,2	10	40	1	2,а	306±1	400±2	246	170±2	446	324	120	55	M14	7,7	1,5
ПКТ101-6-16-40 У1	6	7,2	16	40	1	2,а	306±1	400±2	246	170±2	446	324	120	55	M14	7,7	1,5
ПКТ101-6-20-40 У1	6	7,2	20	40	1	2,а	306±1	400±2	246	170±2	446	324	120	55	M14	7,7	1,5

Типоисполнение	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный ток предохранителя, А	Номинальный ток отключения, кА	Класс по ГОСТ 2213-79	Рисунок	Размеры, мм									Масса, кг	Масса за элемента, кг
							A	A1	H	H1	L	L1	B	D	d		
ПКТ101-6-31,5-20 У1	6	7,2	31,5	20	1	2,а	306±1	400±2	246	170±2	446	324	120	55	M14	7,7	1,5
ПКТ101-10-2-20 У1	10	12	2	20	2	2,а	406±1	500±2	246	170±2	546	424	120	55	M14	8,1	1,9
ПКТ101-10-3,2-20 У1	10	12	3,2	20	2	2,а	406±1	500±2	246	170±2	546	424	120	55	M14	8,1	1,9
ПКТ101-10-5-20 У1	10	12	5	20	2	2,а	406±1	500±2	246	170±2	546	424	120	55	M14	8,1	1,9
ПКТ101-10-8-20 У1	10	12	8	20	2	2,а	406±1	500±2	246	170±2	546	424	120	55	M14	8,1	1,9
ПКТ101-10-10-20 У1	10	12	10	20	2	2,а	406±1	500±2	246	170±2	546	424	120	55	M14	8,1	1,9
ПКТ101-10-16-20 У1	10	12	16	20	2	2,а	406±1	500±2	246	170±2	546	424	120	55	M14	8,1	1,9
ПКТ101-10-20-20 У1	10	12	20	20	2	2,а	406±1	500±2	246	170±2	546	424	120	55	M14	8,1	1,9
ПКТ101-10-31,5-12,5 У1	10	12	31,5	12,5	2	2,а	406±1	500±2	246	170±2	546	424	120	55	M14	8,1	1,9
ПКТ101-20-2-12,5 У1	20	24	2	12,5	2	2,а	512±1	641±2	391	315±2	665	524	150	55	M14	21,2	2,2
ПКТ101-20-3,2-12,5 У1	20	24	3,2	12,5	2	2,а	512±1	641±2	391	315±2	665	524	150	55	M14	21,2	2,2
ПКТ101-20-5-12,5 У1	20	24	5	12,5	2	2,а	512±1	641±2	391	315±2	665	524	150	55	M14	21,2	2,2
ПКТ101-20-8-12,5 У1	20	24	8	12,5	2	2,а	512±1	641±2	391	315±2	665	524	150	55	M14	21,2	2,2
ПКТ101-20-10-12,5 У1	20	24	10	12,5	2	2,а	512±1	641±2	391	315±2	665	524	150	55	M14	21,2	2,2
ПКТ101-35-2-8 У1	35	40,5	2	8	2	2,а	728±1	940±2	516	440±2	965	624	175	55	M14	36	2,75
ПКТ101-35-3,2-8 У1	35	40,5	3,2	8	2	2,а	728±1	940±2	516	440±2	965	624	175	55	M14	36	2,75
ПКТ101-35-5-8 У1	35	40,5	5	8	2	2,а	728±1	940±2	516	440±2	965	624	175	55	M14	36	2,75
ПКТ101-35-8-8 У1	35	40,5	8	8	2	2,а	728±1	940±2	516	440±2	965	624	175	55	M14	36	2,75
ПКТ101-35-10-3,2 У1	35	40,5	10	3,2	2	2,а	728±1	940±2	516	440±2	965	624	175	55	M14	36	2,75
ПКН001-10 У3	10	12	–	–	–	1,а	185±1	296±2	196	120±2	320	212	82	55	M10	4,2	0,9
ПКН001-20 У3	20	24	–	–	–	1,а	405±1	536±2	286	210±2	560	412	110	55	M12	10,8	1,8

Типоисполнение	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный ток предохранителя, А	Номинальный ток отключения, кА	Класс по ГОСТ 2213-79	Рисунок	Размеры, мм								Масса, кг	Масса за элемента, кг	
							A	A1	H	H1	L	L1	B	D			d
ПКН001-35 У3	35	40,5	-	-	-	1,а	620±1	736±2	448	372±2	760	612	110	55	M16	17,4	2,6
ПКН001-10 У1	10	12	-	-	-	2,а	302±1	396±2	246	170±2	442	318	120	55	M14	7,5	1,4
ПКН001-20 У1	20	24	-	-	-	2,а	508±1	636±2	391	315±2	660	518	150	55	M14	21	2,2
ПКН001-35 У1	35	40,5	-	-	-	2,а	724±1	936±2	516	440±2	960	618	175	55	M14	40,5	2,7
ПКН001-10 ХЛ1	10	12	-	-	-	2,а	412±1	528	260	190±1	552	412	140	55	M14	8,5	1,4
ПКН001-35 ХЛ1	35	40,5	-	-	-	2,а	716±1	928	510	440±2	952	612	175	55	M14	35,8	2,7
ПКТ101-3,6-2-40 Т3	3	3,6	2	40	1	2,б	202±1	316±2	176	100±2	340	218	84	56	M12	3,8	1,2
ПКТ101-3,6-3,2-40 Т3	3	3,6	3,2	40	1	2,б	202±1	316±2	176	100±2	340	218	84	56	M12	3,8	1,2
ПКТ101-3,6-5-40 Т3	3	3,6	5	40	1	2,б	202±1	316±2	176	100±2	340	218	84	56	M12	3,8	1,2
ПКТ101-3,6-8-40 Т3	3	3,6	8	40	1	2,б	202±1	316±2	176	100±2	340	218	84	56	M12	3,8	1,2
ПКТ101-3,6-10-40 Т3	3	3,6	10	40	1	2,б	202±1	316±2	176	100±2	340	218	84	56	M12	3,8	1,2
ПКТ101-3,6-16-40 Т3	3	3,6	16	40	1	2,б	202±1	316±2	176	100±2	340	218	84	56	M12	3,8	1,2
ПКТ101-3,6-20-40 Т3	3	3,6	20	40	1	2,б	202±1	316±2	176	100±2	340	218	84	56	M12	3,8	1,2
ПКТ101-3,6-31,5-40 Т3	3	3,6	31,5	40	1	2,б	202±1	316±2	176	100±2	340	218	84	56	M12	3,8	1,2
ПКТ101-7,2-2-40 Т3	6	7,2	2	40	1	2,б	302±1	416±2	176	100±2	440	318	84	56	M12	4,2	1,6
ПКТ101-7,2-3,2-40 Т3	6	7,2	3,2	40	1	2,б	302±1	416±2	176	100±2	440	318	84	56	M12	4,2	1,6
ПКТ101-7,2-5-40 Т3	6	7,2	5	40	1	2,б	302±1	416±2	176	100±2	440	318	84	56	M12	4,2	1,6
ПКТ101-7,2-8-40 Т3	6	7,2	8	40	1	2,б	302±1	416±2	176	100±2	440	318	84	56	M12	4,2	1,6
ПКТ101-7,2-10-40 Т3	6	7,2	10	40	1	2,б	302±1	416±2	176	100±2	440	318	84	56	M12	4,2	1,6
ПКТ101-7,2-16-40 Т3	6	7,2	16	40	1	2,б	302±1	416±2	176	100±2	440	318	84	56	M12	4,2	1,6
ПКТ101-7,2-20-40 Т3	6	7,2	20	40	1	2,б	302±1	416±2	176	100±2	440	318	84	56	M12	4,2	1,6

Типоисполнение	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный ток предохранителя, А	Номинальный ток отключения, кА	Класс по ГОСТ 2213-79	Рисунок	Размеры, мм									Масса, кг	Масса за элемента, кг
							A	A1	H	H1	L	L1	B	D	d		
ПКТ101-7,2-31,5-20 Т3	6	7,2	31,5	20	1	2,б	302±1	416±2	176	100±2	440	318	84	56	M12	4,2	1,6
ПКТ101-12-2-20 Т3	10	12	2	20	2	2,б	402±1	516±2	196	120±2	540	418	96	56	M10	5,7	2,1
ПКТ101-12-3,2-20 Т3	10	12	3,2	20	2	2,б	402±1	516±2	196	120±2	540	418	96	56	M10	5,7	2,1
ПКТ101-12-5-20 Т3	10	12	5	20	2	2,б	402±1	516±2	196	120±2	540	418	96	56	M10	5,7	2,1
ПКТ101-12-8-20 Т3	10	12	8	20	2	2,б	402±1	516±2	196	120±2	540	418	96	56	M10	5,7	2,1
ПКТ101-12-10-20 Т3	10	12	10	20	2	2,б	402±1	516±2	196	120±2	540	418	96	56	M10	5,7	2,1
ПКТ101-12-16-20 Т3	10	12	16	20	2	2,б	402±1	516±2	196	120±2	540	418	96	56	M10	5,7	2,1
ПКТ101-12-20-20 Т3	10	12	20	20	2	2,б	402±1	516±2	196	120±2	540	418	96	56	M10	5,7	2,1
ПКТ101-24-2-12,5 Т3	20	24	2	12,5	2	2,б	508±1	638±2	286	210±2	662	518	146	56	M10	12,4	2,6
ПКТ101-24-3,2-12,5 Т3	20	24	3,2	12,5	2	2,б	508±1	638±2	286	210±2	662	518	146	56	M10	12,4	2,6
ПКТ101-24-5-12,5 Т3	20	24	5	12,5	2	2,б	508±1	638±2	286	210±2	662	518	146	56	M10	12,4	2,6
ПКТ101-24-8-12,5 Т3	20	24	8	12,5	2	2,б	508±1	638±2	286	210±2	662	518	146	56	M10	12,4	2,6
ПКТ101-24-10-12,5 Т3	20	24	10	12,5	2	2,б	508±1	638±2	286	210±2	662	518	146	56	M10	12,4	2,6
ПКТ101-36-2-8 Т3	35	36	2	8	2	2,б	608±1	738±2	448	372±2	762	618	148	56	M10	23,5	3,1
ПКТ101-36-3,2-8 Т3	35	36	3,2	8	2	2,б	608±1	738±2	448	372±2	762	618	148	56	M10	23,5	3,1
ПКТ101-36-5-8 Т3	35	36	5	8	2	2,б	608±1	738±2	448	372±2	762	618	148	56	M10	23,5	3,1
ПКТ101-36-8-8 Т3	35	36	8	8	2	2,б	608±1	738±2	448	372±2	762	618	148	56	M10	23,5	3,1
ПКТ101-36-10-3,2 Т3	35	36	10	3,2	2	2,б	608±1	738±2	448	372±2	762	618	148	56	M10	23,5	3,1
ПКТ102-3,6-40-40 Т3	3	3,6	40	40	1	3,а	252±1	366±2	215	100±2	390	268	84	72	M12	5	2,1
ПКТ102-3,6-50-40 Т3	3	3,6	50	40	1	3,а	252±1	366±2	215	100±2	390	268	84	72	M12	5	2,1
ПКТ102-3,6-80-40 Т3	3	3,6	80	40	1	3,а	252±1	366±2	215	100±2	390	268	84	72	M12	5	2,1

Типоисполнение	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный ток предохранителя, А	Номинальный ток отключения, кА	Класс по ГОСТ 2213-79	Рисунок	Размеры, мм									Масса, кг	Масса за элемента, кг
							A	A1	H	H1	L	L1	B	D	d		
ПКТ102-3,6-100-40 Т3	3	3,6	100	40	1	3,а	252±1	366±2	215	100±2	390	268	84	72	M12	5	2,1
ПКТ102-7,2-31,5-31,5 Т3	6	7,2	31,5	31,5	1	3,а	352±1	466±2	215	100±2	490	368	84	72	M12	5,7	2,8
ПКТ102-7,2-40-31,5 Т3	6	7,2	40	31,5	1	3,а	352±1	466±2	215	100±2	490	368	84	72	M12	5,7	2,8
ПКТ102-7,2-50-31,5 Т3	6	7,2	50	31,5	1	3,а	352±1	466±2	215	100±2	490	368	84	72	M12	5,7	2,8
ПКТ102-12-31,5-20 Т3	10	12	31,5	20	2	3,а	452±1	566±2	235	120±2	590	468	96	72	M12	7,4	3,5
ПКТ102-12-40-20 Т3	10	12	40	20	2	3,а	452±1	566±2	235	120±2	590	468	96	72	M12	7,4	3,5
ПКТ102-24-16-12,5 Т3	20	24	16	12,5	2	3,а	558±1	688±2	325	210±2	712	568	146	72	M12	14,2	4,1
ПКТ102-24-20-12,5 Т3	20	24	20	12,5	2	3,а	558±1	688±2	325	210±2	712	568	146	72	M12	14,2	4,1
ПКТ102-36-10-8 Т3	35	36	10	8	2	3,а	658±1	788±2	487	372±2	812	668	148	72	M12	25,5	4,8
ПКТ102-36-16-8 Т3	35	36	16	8	2	3,а	658±1	788±2	487	372±2	812	668	148	72	M12	25,5	4,8
ПКТ102-36-20-8 Т3	35	36	20	8	2	3,а	658±1	788±2	487	372±2	812	668	148	72	M12	25,5	4,8
ПКТ105-3,6-160-40 Т3	3	3,6	160	40	1	3,б	252±1	374±2	215	100±2	400	268	184	72	M12	7,6	4,2
ПКТ105-7,2-80-31,5 Т3	6	7,2	80	31,5	2	3,б	352±1	474±2	215	100±2	500	368	184	72	M12	9	5,6
ПКТ105-7,2-100-31,5 Т3	6	7,2	100	31,5	2	3,б	352±1	474±2	215	100±2	500	368	184	72	M12	9	5,6
ПКТ105-12-50-20 Т3	10	12	50	20	2	3,б	452±1	574±2	235	120±2	600	468	184	72	M12	11,4	7
ПКТ105-12-80-20 Т3	10	12	80	20	2	3,б	452±1	574±2	235	120±2	600	468	184	72	M12	11,4	7
ПКТ105-24-31,5-12,5 Т3	20	24	31,5	12,5	2	3,б	558±1	675±2	325	210±2	702	568	184	72	M12	18,8	8,2
ПКТ105-24-40-12,5 Т3	20	24	40	12,5	2	3,б	558±1	675±2	325	210±2	702	568	184	72	M12	18,8	8,2
ПКТ105-24-50-12,5 Т3	20	24	50	12,5	2	3,б	558±1	675±2	325	210±2	702	568	184	72	M12	18,8	8,2
ПКТ105-36-31,5-8 Т3	35	36	31,5	8	2	3,б	658±1	775±2	487	372±2	802	668	184	72	M12	30,8	9,6
ПКТ105-36-40-8 Т3	35	36	40	8	2	3,б	658±1	775±2	487	372±2	802	668	184	72	M12	30,8	9,6

Типоисполнение	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный ток предохранителя, А	Номинальный ток отключения, кА	Класс по ГОСТ 2213-79	Рисунок	Размеры, мм									Масса, кг	Масса за элемента, кг
							A	A1	H	H1	L	L1	B	D	d		
ПКН001-12 У3	10	12	–	–	–	2,б	269±1	410±2	196	120±2	434	312	96	56	M10	5,2	1,6
ПКН001-24 У3	20	24	–	–	–	2,б	502±1	631±2	286	210±2	655	512	146	56	M10	12,4	2,6
ПКН001-36 У3	35	36	–	–	–	2,б	602±1	731±2	448	372±2	755	612	148	56	M10	23,5	3,1
ПКЭ106-6-5-40 У2	6	7,2	5	40	1	4,а	302±1	416±2	180	100±2	440	318	88	56	M12	4,3	1,6
ПКЭ106-6-8-40 У2	6	7,2	8	40	1	4,а	302±1	416±2	180	100±2	440	318	88	56	M12	4,3	1,6
ПКЭ106-6-10-40 У2	6	7,2	10	40	2	4,а	302±1	416±2	180	100±2	440	318	88	56	M12	4,3	1,6
ПКЭ106-6-16-40 У2	6	7,2	16	40	2	4,а	302±1	416±2	180	100±2	440	318	88	56	M12	4,3	1,6
ПКЭ106-6-20-40 У2	6	7,2	20	40	2	4,а	302±1	416±2	180	100±2	440	318	88	56	M12	4,3	1,6
ПКЭ106-6-31,5-20 У2	6	7,2	31,5	20	2	4,а	302±1	416±2	180	100±2	440	318	88	56	M12	4,3	1,6
ПКЭ106-10-5-12,5 У2	10	12	5	12,5	2	4,а	402±1	516±2	200	120±2	540	418	96	56	M12	5,8	2,1
ПКЭ106-10-8-12,5 У2	10	12	8	12,5	2	4,а	402±1	516±2	200	120±2	540	418	96	56	M12	5,8	2,1
ПКЭ106-10-10-12,5 У2	10	12	10	12,5	2	4,а	402±1	516±2	200	120±2	540	418	96	56	M12	5,8	2,1
ПКЭ106-10-16-12,5 У2	10	12	16	12,5	2	4,а	402±1	516±2	200	120±2	540	418	96	56	M12	5,8	2,1
ПКЭ106-10-20-12,5 У2	10	12	20	12,5	2	4,а	402±1	516±2	200	120±2	540	418	96	56	M12	5,8	2,1
ПКЭ107-6-31,5-31,5 У2	6	7,2	31,5	31,5	2	4,а	352±1	466±2	196	100±2	490	368	94	72	M12	5,6	2,8
ПКЭ107-6-40-31,5 У2	6	7,2	40	31,5	2	4,а	352±1	466±2	196	100±2	490	368	94	72	M12	5,6	2,8
ПКЭ107-6-50-31,5 У2	6	7,2	50	31,5	2	4,а	352±1	466±2	196	100±2	490	368	94	72	M12	5,6	2,8
ПКЭ107-10-31,5-12,5 У2	10	12	31,5	12,5	2	4,а	452±1	566±2	216	120±2	590	468	100	72	M12	7,3	3,5
ПКЭ107-10-40-12,5 У2	10	12	40	12,5	2	4,а	452±1	566±2	216	120±2	590	468	100	72	M12	7,3	3,5
ПКЭ108-6-80-31,5 У2	6	7,2	80	31,5	2	4,б	352±1	466±2	268	100±2	490	368	94	72	M12	8,6	5,6
ПКЭ108-6-100-31,5 У2	6	7,2	100	31,5	2	4,б	352±1	466±2	268	100±2	490	368	94	72	M12	8,6	5,6

Типоисполнение	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный ток предохранителя, А	Номинальный ток отключения, кА	Класс по ГОСТ 2213-79	Рисунок	Размеры, мм									Масса, кг	Масса за элемента, кг
							A	A1	H	H1	L	L1	B	D	d		
ПКЭ108-10-50-12,5 У2	10	12	50	12,5	2	4,б	452±1	566±2	288	120±2	590	468	100	72	M12	11	7
ПКЭ108-10-80-12,5 У2	10	12	80	12,5	2	4,б	452±1	566±2	288	120±2	590	468	100	72	M12	11	7
ПКЭ106-6-3,2-20 ХЛ2	6	7,2	3,2	20	1	4,а	302±1	416±2	180	100±2	440	318	88	56	M12	4,3	1,6
ПКЭ106-6-5-20 ХЛ2	6	7,2	5	20	1	4,а	302±1	416±2	180	100±2	440	318	88	56	M12	4,3	1,6
ПКЭ106-6-8-20 ХЛ2	6	7,2	8	20	1	4,а	302±1	416±2	180	100±2	440	318	88	56	M12	4,3	1,6
ПКЭ106-6-10-20 ХЛ2	6	7,2	10	20	2	4,а	302±1	416±2	180	100±2	440	318	88	56	M12	4,3	1,6
ПКЭ106-6-16-20 ХЛ2	6	7,2	16	20	2	4,а	302±1	416±2	180	100±2	440	318	88	56	M12	4,3	1,6
ПКЭ106-6-20-20 ХЛ2	6	7,2	20	20	2	4,а	302±1	416±2	180	100±2	440	318	88	56	M12	4,3	1,6
ПКЭ106-6-31,5-20 ХЛ2	6	7,2	31,5	20	2	4,а	302±1	416±2	180	100±2	440	318	88	56	M12	4,3	1,6
ПКЭ106-10-5-12,5 ХЛ2	10	12	5	12,5	2	4,а	402±1	516±2	200	120±2	540	418	96	56	M12	5,8	2,1
ПКЭ106-10-8-12,5 ХЛ2	10	12	8	12,5	2	4,а	402±1	516±2	200	120±2	540	418	96	56	M12	5,8	2,1
ПКЭ106-10-10-12,5 ХЛ2	10	12	10	12,5	2	4,а	402±1	516±2	200	120±2	540	418	96	56	M12	5,8	2,1
ПКЭ106-10-16-12,5 ХЛ2	10	12	16	12,5	2	4,а	402±1	516±2	200	120±2	540	418	96	56	M12	5,8	2,1
ПКЭ106-10-20-12,5 ХЛ2	10	12	20	12,5	2	4,а	402±1	516±2	200	120±2	540	418	96	56	M12	5,8	2,1
ПКЭ106-35-3,2-8 ХЛ2	35	40,5	3,2	8	2	4,а	608±1	738±2	452	372±2	762	618	148	56	M16	26,6	3,1
ПКЭ107-6-40-20 ХЛ2	6	7,2	40	20	2	4,а	352±1	466±2	196	100±2	490	368	94	72	M12	5,6	2,8
ПКЭ107-6-50-20 ХЛ2	6	7,2	50	20	2	4,а	352±1	466±2	196	100±2	490	368	94	72	M12	5,6	2,8
ПКЭ107-10-31,5-12,5 ХЛ2	10	12	31,5	12,5	2	4,а	452±1	566±2	216	120±2	590	468	100	72	M12	7,3	3,5
ПКЭ107-10-40-12,5 ХЛ2	10	12	40	12,5	2	4,а	452±1	566±2	216	120±2	590	468	100	72	M12	7,3	3,5
ПКЭ108-6-80-20 ХЛ2	6	7,2	80	20	2	4,б	352±1	466±2	268	100±2	490	368	94	72	M12	8,6	5,6
ПКЭ108-6-100-20 ХЛ2	6	7,2	100	20	2	4,б	352±1	466±2	268	100±2	490	368	94	72	M12	8,6	5,6

Типоисполнение	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный ток предохранителя, А	Номинальный ток отключения, кА	Класс по ГОСТ 2213-79	Рисунок	Размеры, мм									Масса, кг	Масса за элемента, кг
							A	A1	H	H1	L	L1	B	D	d		
ПКЭ108-6-100-31,5 ХЛ2	6	7,2	100	31,5	2	4,б	352±1	466±2	268	100±2	490	368	94	72	M12	8,6	5,6
ПКЭ108-10-50-12,5 ХЛ2	10	12	50	12,5	2	4,б	452±1	566±2	288	120±2	590	468	100	72	M12	11	7
ПКЭ108-10-80-12,5 ХЛ2	10	12	80	12,5	2	4,б	452±1	566±2	288	120±2	590	468	100	72	M12	11	7
ПКЭ106-7,2-5-40 Т2	6	7,2	5	40	1	4,а	302±1	416±2	180	100±2	440	318	88	56	M12	4,3	1,6
ПКЭ106-7,2-8-40 Т2	6	7,2	8	40	1	4,а	302±1	416±2	180	100±2	440	318	88	56	M12	4,3	1,6
ПКЭ106-7,2-10-40 Т2	6	7,2	10	40	2	4,а	302±1	416±2	180	100±2	440	318	88	56	M12	4,3	1,6
ПКЭ106-7,2-16-40 Т2	6	7,2	16	40	2	4,а	302±1	416±2	180	100±2	440	318	88	56	M12	4,3	1,6
ПКЭ106-7,2-20-40 Т2	6	7,2	20	40	2	4,а	302±1	416±2	180	100±2	440	318	88	56	M12	4,3	1,6
ПКЭ106-7,2-31,5-20 Т2	6	7,2	31,5	20	2	4,а	302±1	416±2	180	100±2	440	318	88	56	M12	4,3	1,6
ПКЭ106-12-5-12,5 Т2	10	12	5	12,5	2	4,а	402±1	516±2	200	120±2	540	418	96	56	M12	5,8	2,1
ПКЭ106-12-8-12,5 Т2	10	12	8	12,5	2	4,а	402±1	516±2	200	120±2	540	418	96	56	M12	5,8	2,1
ПКЭ106-12-10-12,5 Т2	10	12	10	12,5	2	4,а	402±1	516±2	200	120±2	540	418	96	56	M12	5,8	2,1
ПКЭ106-12-16-12,5 Т2	10	12	16	12,5	2	4,а	402±1	516±2	200	120±2	540	418	96	56	M12	5,8	2,1
ПКЭ106-12-20-12,5 Т2	10	12	20	12,5	2	4,а	402±1	516±2	200	120±2	540	418	96	56	M12	5,8	2,1
ПКЭ107-7,2-31,5-31,5 Т2	6	7,2	31,5	31,5	2	4,а	352±1	466±2	196	100±2	490	368	94	72	M12	5,6	2,8
ПКЭ107-7,2-40-31,5 Т2	6	7,2	40	31,5	2	4,а	352±1	466±2	196	100±2	490	368	94	72	M12	5,6	2,8
ПКЭ107-7,2-50-31,5 Т2	6	7,2	50	31,5	2	4,а	352±1	466±2	196	100±2	490	368	94	72	M12	5,6	2,8
ПКЭ107-12-31,5-12,5 Т2	10	12	31,5	12,5	2	4,а	452±1	566±2	216	120±2	590	468	100	72	M12	7,3	3,5
ПКЭ107-12-40-12,5 Т2	10	12	40	12,5	2	4,а	452±1	566±2	216	120±2	590	468	100	72	M12	7,3	3,5
ПКЭ108-7,2-80-31,5 Т2	6	7,2	80	31,5	2	4,б	352±1	466±2	268	100±2	490	368	94	72	M12	8,6	5,6
ПКЭ108-7,2-100-31,5 Т2	6	7,2	100	31,5	2	4,б	352±1	466±2	268	100±2	490	368	94	72	M12	8,6	5,6

Типоисполнение	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный ток предохранителя, А	Номинальный ток отключения, кА	Класс по ГОСТ 2213-79	Рисунок	Размеры, мм									Масса, кг	Масса за элемента, кг
							A	A1	H	H1	L	L1	B	D	d		
ПКЭ108-12-50-12,5 Т2	10	12	50	12,5	2	4,б	452±1	566±2	288	120±2	590	468	100	72	M12	11	7
ПКЭ108-12-80-12,5 Т2	10	12	80	12,5	2	4,б	452±1	566±2	288	120±2	590	468	100	72	M12	11	7
ПКЭН006-10 У2	10	12	-	-	-	4,а	296±1	410±2	200	120±2	434	312	96	56	M12	5,3	1,6
ПКЭН006-10 ХЛ2	10	12	-	-	-	4,а	296±1	410±2	200	120±2	434	312	96	56	M12	5,3	1,6
ПКЭН006-12 Т2	10	12	-	-	-	4,а	296±1	410±2	200	120±2	434	312	96	56	M12	5,3	1,6
ПКЭН006-35 ХЛ2	35	40,5	-	-	-	4,а	602±1	731±2	448	372±2	755	612	148	56	M16	23,5	3,1

Ограничители перенапряжений

Таблица 4.18

Ограничители перенапряжений 6-35 кВ

Тип	$U_{ном.}$, кВ	$U_{max.}$, кВ	$I_{ном.}$, кА	$U_{ост.}$, кВ (при $I = 500A$)	$U_{ост.}$, кВ (при $I = 1000A$)	$U_{ост.}$, кВ (при $I = 5кА$)	$U_{ост.}$, кВ (при $I = 10кА$)	I_{2000} , А	Вид изоляции	Ист. инф.
ОПН-1-6У1	5,3	-	5	14 (I=300A)	-	19	-	300 на волне 1,2/2,5	Фарфор	1
ОПН-1-6ХЛ1	5,3	-	5	14 (I=300A)	-	19	-	300 на волне 1,2/2,5	Фарфор	1
ОПН-6У1	7,2	-	5	19 (I=300A)	-	25	-	300 на волне 1,2/2,5	Фарфор	1
ОПН-6ХЛ1	7,2	-	5	19 (I=300A)	-	25	-	300 на волне 1,2/2,5	Фарфор	1
MWK(MWK...K4)	8	-	10	19,7	20,5	23,2	24,6	550	Полимер	1
MWD	8	-	10	19,7	20,5	23,2	24,6	550	Полимер	1
EXLIM P-A	6	7		11.7	12	13.6	14.4	-		2

Продолжение таблицы 4.18

Тип	$U_{ном},$ кВ	$U_{max},$ кВ	$I_{ном},$ кА	$U_{ост},$ кВ (при $I = 500A$)	$U_{ост},$ кВ (при $I = 1000A$)	$U_{ост},$ кВ (при $I = 5кА$)	$U_{ост},$ кВ (при $I = 10кА$)	$I_{2000},$ А	Вид изоляции	Ист. инф.
ОПН-КР/TEL 6/6.0	6	6.0	10	14,8	15,6	17,7	19,3	-	-	10
ОПН-РС/TEL 6/7,6	6	6.0	5	18,9(I=250A)	-	23,9	25,7	-	-	10
ОПН-КР/TEL 6/6.6	6	6.6	10	16,5	17,3	19,6	21,4	-	-	10
ОПН-КР/TEL 6/6.9	6	6.9	10	17,4	18,3	20,8	22,7	-	-	10
ОПН-Т/TEL 6/6.0	6	6.0	10	14,6	-	17,2	18,5	-	-	10
ОПН-Т/TEL 6/6.6	6	6.6	10	16,9	-	19,9	21,5	-	-	10
ОПН-Т/TEL 6/6.9	6	6.9	10	18,5	-	21,8	23,6	-	-	10
ОПН-КС/TEL 6/6.0	6	6.0	10	14,6	-	17,2	18,5	-	-	10
ОПН-КС/TEL 6/6.9	6	6.9	10	16,9	-	19,9	21,5	-	-	10
POLIM-1	6	-	10	19,8	20,6	23,3	24,6	550	Полимер	2
POLIM-S	6	-	10	19,7	20,3	22,8	24	1000	Полимер	2
POLIM-D..L	6	-	10	21,5	22,2	28,9	32	1000	Полимер	2
GXE 7	6	-	10	15,7	-	19,3	21,8	250	Полимер	2
GXE 8	6	-	10	17,7	-	21,8	24,6	250	Полимер	2
ОПН-6/6,5-10(1)УХЛ2	6	6,5	10	15,7	16,4	19,2	-	270	Полимер	3
ОПН-6/6,5-10(1)УХЛ1	6	6,5	10	15,7	16,4	19,2	-	270	Полимер	4
ОПН-6/7,2-10(1)УХЛ2	6	7,2	10	17,4	18,1	21,2	23,5	270	Полимер	5
ОПН-6/7,2-10(1)УХЛ1	6	7,2	10	17,4	18,1	21,2	23,5	270	Полимер	6
ОПН-6/5,5-10(11)УХЛ1	6	5,5	10	12,9	13,3	15,1	16,2	600	Полимер	7
ОПН-6/6,5-10(11)УХЛ1	6	6,5		15,2	15,7	17,8	19,2	600	Полимер	8
ОПН-РС 6/7,2 УХЛ1	6	6,5		18,9(I=250A)	-	23,9	25,7	200	Полимер	4
ОПН-РС 6/7,6 УХЛ1	6	6,5		20,0(I=250A)	-	25,3	25,7	200	Полимер	5
ОПН-КС 6/6,0 УХЛ2	6	6		14,6		17,2	18,5	450	Полимер	6

Тип	$U_{ном},$ кВ	$U_{max},$ кВ	$I_{ном},$ кА	$U_{ост},$ кВ (при $I = 500A$)	$U_{ост},$ кВ (при $I = 1000A$)	$U_{ост},$ кВ (при $I = 5кА$)	$U_{ост},$ кВ (при $I = 10кА$)	$I_{2000},$ А	Вид изоляции	Ист. инф.
ОПН-КС 6/6,9 УХЛ2	6	6,9		16,9		19,9	21,5	450	Полимер	7
ОПН – КР УХЛ2	6	6,9		17,0	18,0	20,3	22,0	300	Полимер	5
ОПН-1-6/7,211УХЛ1	6	7,2		18,7		22,5	24,5	300	Полимер	6
ОПН-2-6/7,211УХЛ1	6	7,2		18,7		22,5	24,5	300	Полимер	7
ОПН – Т УХЛ 1	6	7,6		18,5	-	21,8	23,6	300	Полимер	8
ОПН-1-6/7,611УХЛ1	6	7,6		19,3		23,6	25,6	300	Полимер	9
ОПН-2-6/7,611УХЛ1	6	7,6		19,3		23,6	25,6	300	Полимер	10
ОПН-П1-6/11УХЛ1	6	11		17,6		21,2	22,5	400	Полимер	11
ЗЕК7 090-4С	6	-		23		27,8	30,2	300	Полимер	6
ОПН - 6У1	6	-		-		-		300 на волне 1,2/2,5	Фарфор	
ОПН - 1-6 ХЛ1	6	-		-		-		301 на волне 1,2/2,5	Фарфор	
01,П1	6	-		105		120	129	300	Полимер	6
02,П2	6	-						400	Полимер	6
ОПН-10У1, ОПН-10ХЛ1	10	-		32 (I=300А)		40	-	-	Фарфор	7
ОПН-1-10У1, ОПН-1-10ХЛ1	10	-		23 (I=300А)		31	-	-	Фарфор	7
MWK(MWK...K4)	10	-		32	33,3	37,7	39,9	550	Полимер	2
MWD	10	-						550	Полимер	2
POLIM-1	10	-		32,2	33,4	37,9	40	550	Полимер	2
POLIM-S	10	-		32	33	37,1	39	1000	Полимер	2
POLIM-D..L	10	-		37,5	38,8	45,6	49	1000	Полимер	2
GXE 15	10	-		32	-	39,4	44,4	250	Полимер	2
GXE 16	10	-		34,1	-	42	47,3	250	Полимер	2
ОПН-10/10-10(1)УХЛ2	10	10		24,2	25,2	29,5	32,6	270	Полимер	3

Тип	$U_{ном},$ кВ	$U_{max},$ кВ	$I_{ном},$ кА	$U_{ост},$ кВ (при $I = 500A$)	$U_{ост},$ кВ (при $I = 1000A$)	$U_{ост},$ кВ (при $I = 5кА$)	$U_{ост},$ кВ (при $I = 10кА$)	$I_{2000},$ А	Вид изоляции	Ист. инф.
ОПН-10/10-10(1)УХЛ1								270	Полимер	3
ОПН-10/12-10(1)УХЛ2	10	12		29	30,2	35,4	39,1	270	Полимер	3
ОПН-10/12-10(1)УХЛ1								270	Полимер	3
ОПН-10/9,5-10(11)УХЛ1	10	9,5		22,2	23	26	28	600	Полимер	4
ОПН-10/11-10(11)УХЛ1	10	11		25,7	26,6	30,1	32,5	600	Полимер	4
ОПН-РС 10/12 УХЛ1	10	12		31,5(I=250A)	-	40	42,8	200	Полимер	4
ОПН-РС 10/12.7 УХЛ1	10	12,7		33.3(I=250A)	-	42,2	45,3	200	Полимер	4
ОПН-КС 10/10,5 УХЛ2	10	10,5		26	-	30,6	33	450	Полимер	4
ОПН-КС 10/11,5 УХЛ2	10	11,5		28	-	33,2	35,8	450	Полимер	4
ОПН-1-10/12 11УХЛ1	10	12		30,5	-	37	40,2	300	Полимер	5
ОПН-2-10/12 11УХЛ1	10	12		30,5	-	37	40,2	300	Полимер	5
ОПН – Т УХЛ 1	10	12,7	10	31,2	-	36,8	39,6	300	Полимер	5
ОПН-1-10/12,7 11УХЛ1	10	12,7		31,8	-	40	42,8	300	Полимер	5
ОПН-2-10/12,7 11УХЛ1								300	Полимер	5
ОПН-П1-6/11УХЛ1	10	11		29,5	-	36	38	400	Полимер	5
ОПН - 10 ХЛ1	10	-		-	-	-	-	-		
ОПН – КР УХЛ 2	10	12	100	30,7	32,4	36,7	40	-		
ОПН - 10 ХЛ1	10	-		-		-				
ЗЕК7 150-4V	10	-		34,5	-	41,7	45,3	300	Полимер	9
ЗЕК7 180-4C	10	-		30,4	-	36,8	39,9	300	Полимер	9
01,П1	10	-		31	-	36	38,8	300	Полимер	6
02,П2	10	-						400	Полимер	6
MWK,MWD	15	-		44,3	46,1	52,2	55,3	550	Полимер	8
POLIM-D..N,D..L	15	-		49,8		58,6	63	250	Полимер	8

Тип	$U_{ном},$ кВ	$U_{max},$ кВ	$I_{ном},$ кА	$U_{ост},$ кВ (при $I = 500A$)	$U_{ост},$ кВ (при $I = 1000A$)	$U_{ост},$ кВ (при $I = 5кА$)	$U_{ост},$ кВ (при $I = 10кА$)	$I_{2000},$ А	Вид изоляции	Ист. инф.
POLIM-1	15	-		44,5	46,2	52,4	55,3	550	Полимер	8
POLIM-S	15	-		44,3	45,7	51,3	54	1000	Полимер	8
POLIM-H	15	-		44,4	-	50,2	52,2	1350	Полимер	8
GXE 23	15	-		48,3	-	59,5	67,1	250	Полимер	8
ОПН-РС/TEL 10/12.7	10	12.7	5	31.5(I=250A)	-	40.0	42.8	-	-	10
ОПН-КС/TEL 10/10.5	10	10.5	10	26.0	-	30.6	33.0	-	-	10
ОПН-КС/TEL 11/11.5	10	11.5	10	28.2	-	33.2	35.8	-	-	10
ОПН-КР/TEL 10/10.5	10	10.5	10	26.1	27.5	31.2	34.0	-	-	10
ОПН-КР/TEL 10/11.5	10	11.5	10	28.4	29.9	33.9	37.0	-	-	10
ОПН-КР/TEL 10/12.0	10	12.0	10	30.7	32.4	36.7	40.0	-	-	10
ОПН-Т/TEL 10/10.5	10	10.5	10	26,0	-	30,6	33,0	-	-	10
ОПН-Т/TEL 10/11.5	10	11.5	10	28,2	-	33,2	35,8	-	-	10
ОПН-Т/TEL 10/12,7	10	12,7	10	31,2	-	36,8	39,6	-	-	10
ЗЕК7240-4С	15	-		52,8	-	63,9	69,4	-	Полимер	9
ОПН - 25 ЭП УХЛ1	25	-		-	-	-	-	-	-	-
ОПН - 25М УХЛ1	25	-		-76	-	-	-	-	-	-
ОПН - 25 УХЛ1	25	-		-80	-	-	-	-	-	-
ОПН – У УХЛ 1	27	33	10	83	-	99	107	-	-	-
ОПН - 27,5 УХЛ1	27,5	-		-	-	-	-	-	-	-
ОПН - 27,5КС УХЛ1	27,5	-		79(-)	-	77,8	-	-	-	-
ОПН – У УХЛ 1	35	42	10	104	-	123	133	-	-	-
ОПНК - 35 УХЛ 1	35			-		-		-	-	-
ОПН - 35М УХЛ2	35			-		-		-	-	-
ОПН - 35М УХЛ1	35			-		-		-	-	-

Тип	$U_{ном},$ кВ	$U_{max},$ кВ	$I_{ном},$ кА	$U_{ост},$ кВ (при $I = 500A$)	$U_{ост},$ кВ (при $I = 1000A$)	$U_{ост},$ кВ (при $I = 5кА$)	$U_{ост},$ кВ (при $I = 10кА$)	$I_{2000},$ А	Вид изоляции	Ист. инф.
ОПН-35У1, ОПН-35ХЛ1	35			100($I=350A$)		126		-	Фарфор	7
ОПН-Т/TEL 35/38,5	35	38,5	10	95	-	113	122	-	-	10
ОПН-Т/TEL 35/40,5	35	40,5	10	100	-	118	128	-	-	10
ОПН-Т/TEL 35/42,0	35	42,0	10	104	-	123	133	-	-	10
MWK(MWK...K4)	35			100,9		118,9	125,8	550	Полимер	8
MWD	35						104,9	550	Полимер	8
POLIM-1	35			101,1	105,1	119,2	125,9	500	Полимер	8
POLIM-S	35			100,9	104	116,9	123	1000	Полимер	8
ОПН-35/40,5-10(1)УХЛ1	35	40,5		100	104	122	134	270	Полимер	3
ОПН-35/37-10(11)УХЛ1	35	37		88,4	91,4	104	111	600	Полимер	3
ОПН-П1-35/11УХЛ1	35	35		102	-	120	127	400	Полимер	5
ОПН-У35/38,5УХЛ1	35	38,5		95	-	113	122	450	Полимер	4
ОПН-У35/40,5УХЛ1	35	40,5		100	-	119	128	450	Полимер	4
ОПН-У35/42УХЛ1	35	42		104	-	123	133	450	Полимер	4
01,П1	35	-		105	-	120	129	-	-	-
02,П2	35	-		106	-	120	129	-	-	-

Примечания: 1. $U_{ном}$ – Класс напряжения; U_{max} – Максимальное рабочее напряжение; $I_{ном}$ – Номинальный разрядный ток; $U_{ост} (I = 500A)$ – Остаточное напряжение при коммутационном импульсе при токе 500 А; $U_{ост} (I = 1000A)$ – Остаточное напряжение при коммутационном импульсе при токе 1000 А; $U_{ост} (I = 5кА)$ – Остаточное напряжение при грозовом импульсе при токе 5 кА; $U_{ост} (I = 10кА)$ – Остаточное напряжение при грозовом импульсе при токе 10 кА; I_{2000} – Амплитуда прямоугольного импульса тока длительностью 2000 мкс; Q_n – полная энергоёмкость; $I_{ср.в.п.у}$ – ток срабатывания взрывопредохранительного устройства; $l_{т.утеч}$ – длина пути тока утечки.

2. В типе ОПН: (расшифровка типов ОПН) ...

3. Источник информации: 1. – НТК "Эл-проект"; 2. – СП " АББ – УЭТМ"; 3. – ЗАО "Феникс – 88"; 4. – ТОО " Таврида – Электрик "; 5. – ХК "ЭЛВО"; 6. – ЦЭЗА; 7. – НПО "Электрокерамика" (в т.ч. АО "КФЗ"); 8. – СП " АББ – УЭТМ"; 9. – Simens; 10. – НПП "ВЭЛТО"

Ограничители перенапряжений 110 ÷ 750 кВ

Тип	$U_{ном}$, кВ	$U_{нр}$ ОПН, кВ $U_{ном}$, кВ	Q_n , кДж	$I_{ном}$, кА	$I_{ср.в.п.у}$, кА	$U_{ост}$, кВ (при $I = 500$ А)	$U_{ост}$, кВ (при $I = 1000$ кА)	$U_{ост}$, кВ (при $I = 5/10$ кА)	$I_{ком.воль}$, кА	Дл. пути тока утечки, см/кВ
ОПН-110 В УХЛ1	110	73/...	125	5	20	185	250	280	0,28	1,80
ОПН-110 II УХЛ1	110	73/...	150	5	20	126	285	320	0,28	1,8
Exlim R-096 AM123	110	77/96	240	10	50	224	240	256	0,55	2,00
Exlim Q-108 AM123	110	84/108	486	10	65	211	216	246(260)	0,9	2,0
ОПН-110/73-10 11 УХЛ1	110	73/91	228	10	40	176	182	206(222)	0,6	1,8
ОПН-110/80-10 11 УХЛ1	110	80/100	250	10	40	193	199	226(243)	0,6	1,8
ОПН-110/88-10 11 УХЛ1	110	88/110	275	10	40	211	211	249(267)	0,6	1,8
ОПН-У/TEL-110/73 УХЛ1	110	73/100	165	10	20	190	205	218(233)	0,45	2,25
ОПН-У/TEL-110/77 УХЛ1	110	77/105	174	10	20	200	216	230(246)	0,45	2,25
ОПН-У/TEL-110/84 УХЛ1	110	84/115	190	10	20	190	205	251(269)	0,45	2,25
ОПНп-110/300-111- УХЛ1-П1/01	110	73/98,5	114	10	20	200	216	225(242)	0,3	2,50
ОПНп-110/350-111- УХЛ1-П2/02	110	77/104	143	10	20		263	237(255)	0,35	2,50
ОПНп-110/400-111- УХЛ1-П1/02	110	73/98,5	154	10	20		284	225(242)	0,4	2,50
ОПНп-110/420-111- УХЛ1-П2/02	110	77/104	171	10	20		358	237(255)	0,42	2,50
ОПН-150 УХЛ1	150	100/	215	10	Нет			365		1,8
Exlim R-106	150	106/32	330	10	40			352		2,6
Exlim Q-144 H550	150	144/180	810	10	65			432		2,50
ОПНп-150/300-111- УХЛ1-П1	150	100/140	149	10	20			332		
ОПНп-150/350-111- УХЛ1-П2	150	106/147	183	10	20			349		
ОПНп-150/400-111- УХЛ1-П1	150	100/140	202	10	20			332		
ОПНп-150/420-111- УХЛ1-П2	150	106/147	222	10	20			349		
ОПН-220 УХЛ1	220	16/	370	5	20	363	376	460(500)		1,8

Продолжение таблицы 4.23

Тип	$U_{ном}$, кВ	$U_{нр}$ ОПН, кВ $U_{ном}$, кВ	Q_n , кДж	$I_{ном}$, кА	$I_{ср.в.п.у}$, кА	$U_{ост}$, кВ (при $I = 500$ А)	$U_{ост}$, кВ (при $I = 1000$ кА)	$U_{ост}$, кВ (при $I = 5/10$ кА)	$I_{ком.вол}$, кА	Дл. пути тока утечки, см/кВ
ОПН-220 11 УХЛ1	220	4146/	450	5	20	439	454	525		2,30
Exlim Q-192 CM245	220	154/192	864	10	65	374	382	436(461)		2,0
Exlim Q-216 CM245	220	174/216	972	10	65	421	430	491(519)		2,50
ОПН-220/146-10 11 УХЛ1	220	146/183	458	10	40	358	370	419(453)		1,90
ОПН-220/57-10 11 УХЛ1	220	157/196	490	10	40	385	399	452(486)		1,9
ОПН-220/176-10 11 УХЛ1	220	176/220	550	10	40	439	447	506(545)		1,9
ОПН-У/TEL-220/146 УХЛ1 11	220	146/200	330	10	20	366		436(466)		2,25
ОПН-У/TEL-220/154 УХЛ1 11	220	154/210	350	10	20	386		460(492)		2,25
ОПН-У/TEL-220/168 УХЛ1 11	220	168/230	380	10	20	422		502(538)		2,25
ОПНп-220/450-111- УХЛ1-П1	220	146/200	331	10	30	410	362	452/484		2,5
ОПНп-220/550-111- УХЛ1-П2	220	152/208	426	10	30	426	370	470/504		2,5
ОПНп-220/550-111- УХЛ1-П1	220	146/200	518	10	30	355	344	420/460		1,8
ОПНп-220/700-111- УХЛ1-П2	220	152/208	1000	10	30	358	371	437/479		2,0
ОПН-330 УХЛ1	330	210/		10	20		525	650		2,0
Exlim Q-264 AM 362	330	211/264	1188	10	65		529	637		2,5
Exlim T-276	330	221/276	2760	20	80			608		2,5
ОПНп-330/700-111- УХЛ1-П1	330	210/274	726	10	30			668		2,5
ОПНп-330/700-111- УХЛ1-П2	330	220/288	760	10	30			700		2,5
ОПНп-330/1000-111- УХЛ1-П1	330	210/274	1080	10	30			664		1,8
ОПНп-330/1000-111- УХЛ1-П2	330	220/288	1130	10	30			696		2,0
ОПН-500 УХЛ1	500	330/	2270	10	20			920		2,0
Exlim P-396 EM550	500	318/396	2772	20	65		771	911		2,0
Exlim T-396 AH550	500	318/396	3960	20	80		758	872		2,0
ОПН-500/30320 11 УХЛ1	500	303/410	2870	20	40		755	895		2,5

Продолжение таблицы 4.23

Тип	$U_{ном}$, кВ	$U_{нр}$ ОПН, кВ $U_{ном}$, кВ	Q_n , кДж	$I_{ном}$, кА	$I_{ср.в.п.у}$, кА	$U_{ост}$, кВ (при $I = 500$ А)	$U_{ост}$, кВ (при $I = 1000$ кА)	$U_{ост}$, кВ (при $I = 5/10$ кА)	$I_{ком.вол}$, кА	Дл. пути тока утечки, см/кВ
ОПН-500/33320 11 УХЛ1	500	333/450	3150	20	40		830	980		2,5
ОПНп-500/1000-111- УХЛ1-П1	500	303/398	1536	10	30		753	958		2,5
ОПНп-500/1000-111- УХЛ1-П2	500	318/418	1634	10	30		790	1005		2,5
ОПНп-500/1500-111- УХЛ1-П1	500	303/398	2391	10	30		761	930		2,5
ОПНп-500/1500-111- УХЛ1-П2	500	318/418	2508	10	30		798	976		2,5
ОПН-150 У1	750	455/	5224	15	20		1180	1320		1,8
Exlim T-588 AM800	750	462/588	5880	20	80		1125	1293		2,0
ОПНп-750/1800-111- УХЛ1-П1	750	455/595	4291	20	20			1396		2,5
ОПНп-750/2500-111- УХЛ1-П2	750	478/625	143	20	20			1466		2,5

Примечания: 1. $U_{ном}$ – Класс напряжения; U_{max} – Максимальное рабочее напряжение; Q_n – полная энергоёмкость; $I_{ном}$ – Номинальный разрядный ток; $I_{ср.в.п.у}$ – ток срабатывания взрывопредохранительного устройства; $U_{ост} (I = 500$ А) – Остаточное напряжение при коммутационном импульсе при токе 500 А; $U_{ост} (I = 1000$ А) – Остаточное напряжение при коммутационном импульсе при токе 1000 А; $U_{ост} (I = 5$ кА) – Остаточное напряжение при грозовом импульсе при токе 5 кА; $U_{ост} (I = 10$ кА) – Остаточное напряжение при грозовом импульсе при токе 10 кА; $I_{ком.вол}$ – ток коммутационной волны.

СИНХРОННЫЕ МАШИНЫ

ТУРБОГЕНЕРАТОРЫ

Таблица 1.1

Модельный ряд турбогенераторов

Тип	$P_{ном}$, МВт	$U_{ном}$, кВ	$\cos \varphi_n$	$n_{ном}$, об/ мин	$\eta_{ном}$, %	ОК	x''_d , отн.е.	x'_d , отн.е.	x_d , отн.е.	x_σ , отн.е.	x_2 , отн.е.	x_0 , отн.е.	T_{d0} , с	$T'_d^{(3)}$, с	$T''_d^{(3)}$, с	$T_a^{(3)}$, с	$J, T \cdot M$	Система возбуждения или тип возбудителя	m , т	Ист. инф.
ТФ-1,5-2	1,5	6,3	0,8	3000	96,00	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Бесщёточная	8,2	2
СГС-14-100-6У2	2,5	6,3	0,8	1000	96,00	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Электромашинный возбудитель	10,17	6
ТФ-3-2	3	6,3	0,8	3000	95,50	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Статическая	19	2
Т-6-2УЗ	6	6,3	0,8	3000	97,40	0,822	0,121	0,171	1,651	0,112	0,147	0,067	7,45	0,770	0,096	0,130	1,30	Бесщёточная	18,9	5, 4, 7
ТФ-6-2	6	6,3	0,8	3000	96,20	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Бесщёточная	22	2
Т-6-2РТЗ.1	6	10,5	0,8	3000	97,30	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	16	3
Т-6-2УЗ	6	10,5	0,8	3000	97,40	0,692	0,119	0,172	1,710	0,112	0,145	0,058	7,26	0,726	0,091	1,132	1,30	Бесщёточная	18,9	5, 4, 7
ТФ-10-2	10	10,5	0,8	3000	96,50	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Бесщёточная	32	2
Т-12,5-2	12,5	6,3	0,8	3000	97,65	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	38,4	5
Т-12,5-2	12,5	10,5	0,8	3000	97,65	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	38,4	5
ТФ-16-2	16	10,5	0,8	3000	97,50	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Бесщёточная	55	2
Т-25-2	25	6,3	0,8	3000	98,00	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	80	5
Т-25-2	25	10,5	0,8	3000	98,00	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	80	5
ТФ-25-4	25	10,5	0,8	1500	97,50	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Бесщёточная	80	2
ТФ-25-2	30	10,5	0,8	3000	97,50	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Бесщёточная	70	2
ТВС-32-2УЗ	32	6,3	0,8	3000	98,30	0,488	0,143	0,233	2,458	0,118	0,174	0,068	10,4	1,010	0,126	0,212	1,35	ВТС-170С-3000	78,4	1, 4, 7
ТВС-32-2УЗ	32	10,5	0,8	3000	98,30	0,437	0,153	0,260	2,648	0,118	0,187	0,074	10,4	1,010	0,126	0,212	1,35	ВТС-170С-3000	78,4	1, 4, 7
ТФ-32-2	32	10,5	0,8	3000	98,10	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	80	5
ТФ-32-2	32	6,3	0,8	3000	98,10	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	80	5

Продолжение таблицы 1.1

Тип	$P_{ном},$ МВт	$U_{ном},$ кВ	$\cos \varphi_H$	$n_{ном},$ об/ мин	$\eta_{ном},$ %	OK ³	x''_{d_s} отн.е.	x'_{d_s} отн.е.	x_{d_s} отн.е.	x_{σ} отн.е.	$x_2,$ отн.е.	$x_0,$ отн.е.	$T_{d0},$ с	$T'_{d^{(3)}},$ с	$T''_{d^{(3)}},$ с	$T_a^{(3)},$ с	$J, T \cdot M$	Система возбуждения или тип возбудителя	$m,$ т	Ист. инф.
ТФ-36-2	36	10,5	0,8	3000	98,00	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Бесщёточная	90	2
ТФ-50-2	50	6,3	0,8	3000	98,10	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	133,6	5
ТФ-50-2	50	10,5	0,8	3000	98,10	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	133,6	5
ТВФ-63-3600	50	11,0	0,8	3600	98,30	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Статич. тиристорная самовозбуждения	108	5
ТФ-60-2	60	10,5	0,8	3000	98,20	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Бесщёточная	120	2
ТВФ-63-2УЗ	63	6,3	0,8	3000	98,40	0,544	0,203	0,302	1,910	0,121	0,248	0,102	6,20	0,980	0,12	0,390	2,40	Статич. тиристорная самовозбуждения	140 (130)	1, 5, 4
ТВФ-63-2Е	63	6,3	0,8	3000	98,30	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Статич. тиристорная самовозбуждения	107,9	5
ТЗВ-63-2	63	10,5	0,8	3000	98,40	0,470	—	0,256	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	100	2
ТЗФ-63-2	63	10,5	0,8	3000	98,30	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Статич. тиристорная или бесщёточная	140	2
ТВФ-63-2УЗ	63	10,5	0,8	3000	98,40	0,537	0,153	0,268	2,180	0,121	0,186	0,088	6,20	1,090	0,14	0,240	2,40	Статич. тиристорная самовозбуждения	140 (130)	1, 5, 4
ТВФ-63-2Е	63	10,5	0,8	3000	98,30	0,756	0,136	0,202	1,513	—	0,166	0,067	6,15	0,820	1,103	0,247	2,21	Статич. тиристорная самовозбуждения	107,9	5, 4
ТФ-63-2	63	10,5	0,8	3000	98,30	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Тиристорная самовозбуждения	133,6	5
ТЗФ-80-2	80	10,5	0,8	3000	98,50	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Статич. тиристорная или бесщёточная	165	2
ТФ-80-2	80	10,5	0,8	3000	98,30	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Статическая	145	2
ТВФ-120-2УЗ	100	10,5	0,8	3000	98,40	0,499	0,192	0,278	1,910	—	0,234	0,097	6,50	0,900	0,12	0,400	3,25	ВД-490-3000	177	1
ТФ-100-2	100	10,5	0,8	3000	98,40	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	195,7	5
ТВФ-110-2	110	10,5	0,8	3000	98,40	—	0,189	0,271	2,040	—	0,230	0,106	6,70	0,890	0,03	0,410	—	ВД-490-3000	145	1
ТЗВ-110-2	110	10,5	0,8	3000	98,60	0,600	—	0,227	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	182	2
ТЗФ-110-2	110	10,5	0,8	3000	98,40	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Статич. тиристорная или бесщёточная	216	2
ТВФ-110-2Е	110	10,5	0,8	3000	98,40	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Статич. тиристорная самовозбуждения	145	5
ТФ-110-2	110	10,5	0,8	3000	98,40	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Тиристорная самовозбуждения	195,7	5
ТФ-110-2	110	10,5	0,8	3000	98,40	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Статическая	190	2

Продолжение таблицы 1.1

Тип	$P_{ном},$ МВт	$U_{ном},$ кВ	$\cos \varphi_n$	$n_{ном},$ об/ мин	$\eta_{ном},$ %	ОК ²	x''_{d_s} отн.е	x'_{d_s} отн.е	x_{d_s} отн.е	x_{σ} отн.е	$x_2,$ отн.е	$x_0,$ отн.е	$T_{d0},$ с	$T'_{d^{(3)}},$ с	$T''_{d^{(3)}},$ с	$T_a^{(3)},$ с	$J, \text{т}\cdot\text{м}^2$	Система возбуждения или тип возбудителя	$m,$ т	Ист. инф.
ТЗВА-110-2	110	10,5	0,95	3000	98,30	0,730	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Статич. реверсивная тиристорная самовозб	196	2
ТВФ-110-2	110	13,8	0,8	3000	98,40	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Статич. тиристорная самовозбуждения	190	5
ТФ-125-2	125	10,5	0,8	3000	98,40	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	195,7	5
ТЗВ-160-2	160	15,75	0,85	3000	98,80	0,710	—	0,179	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	233	2
ТЗФ-160-2	160	15,75	0,85	3000	98,50	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Статич. тиристорная или бесщёточная	254	2
ТФ-160-2УЗ	160	15,75	0,8	3000	98,50	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	200	3
ТВМ-160-2	160	15,75	0,8	3000	98,75	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	200	5
ТФ-160-2	160	15,75	0,8	3000	98,54	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Статическая	251	2
ТВВ-160-2	160	18,00	0,85	3000	98,50	0,475	0,221	0,329	2,300	0,167	0,269	0,115	5,90	0,840	0,10	0,300	4,45	ВТ-2350-2	167	1, 7
ТВВ-160-2Е	160	18,00	0,85	3000	98,50	0,615	0,213	0,304	1,713	—	0,250	0,100	5,42	0,960	0,12	0,408	4,38	Тиристорная статическая	165	2, 4
ТВМ-160-2	160	18,00	0,85	3000	98,80	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	200	5
ТФ-180-2	180	15,75	0,85	3000	98,60	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Статическая	260	2
ТВВ-200-2	200	15,75	0,85	3000	98,60	0,512	0,180	0,272	2,110	0,166	0,220	0,100	7,00	0,900	0,10	0,300	5,28	ВТ-4000-2	269	1, 7
ТГВ-200-2УЗ	200	15,75	0,85	3000	98,60	0,572	0,190	0,295	1,840	0,165	0,232	0,084	6,90	1,100	0,14	0,550	6,25	Самовозбуждения тиристорная	291	1, 7
ТГВ-200-2МУЗ	200	15,75	0,85	3000	98,60	0,572	0,213	0,320	1,900	0,167	0,260	0,091	6,50	1,090	0,14	0,320	—	Самовозбуждения тиристорная	254 (240)	1, 3,
АСТГ-200-2УЗ	200	15,75	0,95	3000	98,50	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	254	3
ТВВ-220-2	220	15,75	0,85	3000	98,60	0,505	0,200	0,300	2,320	0,170	0,240	0,110	7,00	0,900	0,1	0,300	5,28	ВТ-4000-2	269	1, 7
ТВВ-220-2Е	220	15,75	0,85	3000	98,60	0,570	0,191	0,275	1,880	—	0,232	0,086	6,38	0,934	0,117	0,307	6,10	Независимая тиристорная	220	2, 6, 4
ТВВ-220-3600	220	15,75	0,85	3600	98,40	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Независимая тиристорная	220	2
ТЗВ-220-2	220	15,75	0,85	3000	98,80	0,510	—	0,246	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	233	2
ТЗФ-220-2	220	15,75	0,85	3000	98,60	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Статич. тиристорная или бесщёточная	260	2
ТГВ-220-2ПУЗ	220	15,75	0,95	3000	98,65	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	230	3
ТВМ-220-2	220	15,75	0,85	3000	98,80	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	200	5

Продолжение таблицы 1.1

Тип	$P_{ном}$, МВт	$U_{ном}$, кВ	$\cos \varphi_n$	$n_{ном}$, об/ мин	$\eta_{ном}$, %	OK	x''_{d_s} , отн.е.	x'_{d_s} , отн.е.	x_{d_s} , отн.е.	x_{σ} , отн.е.	x_2 , отн.е.	x_0 , отн.е.	T_{d0} , с	$T'_d^{(3)}$, с	$T''_d^{(3)}$, с	$T_a^{(3)}$, с	$J, T \cdot M$	Система возбуждения или тип возбудителя	m , т	Ист. инф.
ТФ-220-2	220	15,75	0,85	3000	98,60	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Статическая	300	2
ТЗВА-220-2	220	15,75	0,95	3000	98,60	0,590	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Статич. реверсивная тиристорная самовозб	243	2
ТВВ-320-2	300	20,00	0,85	3000	98,70	0,624	0,173	0,258	1,670	0,148	0,211	0,088	5,90	0,900	0,100	0,400	7,44	ВТ-4000-2	376	1, 7
ТГВ-300-2УЗ	300	20,00	0,85	3000	98,70	0,505	0,195	0,300	2,190	0,170	0,238	0,096	7,00	0,960	0,120	0,540	8,50	СТВ-12БУЗ	362	1, 7
ТВМ-300-2УЗ	300	20,00	0,85	3000	98,80	0,530	0,204	0,352	2,110	0,178	0,248	0,113	6,90	1,010	0,126	0,392	6,40	ТВМ-1400-1000	393	1, 4, 7
ТВВ-320-2ЕУЗ	320	20,00	0,85	3000	98,75	0,624	0,173	0,258	1,698	0,218	0,211	0,088	5,87	0,892	0,112	0,388	7,50	Тиристорная статическая	257	2, 4, 7
ТЗВ-320-2	320	20,00	0,685	3000	98,80	0,500	—	0,258	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	268	2
ТВМ-320-2	320	20,00	0,85	3000	98,90	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	280	5
ТЗВА-320-2	320	20,00	0,95	3000	98,53	0,560	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Статич. реверсивная тиристорная самовозб	288	2
ТВВ-350-2	350	20,00	0,85	3000	98,75	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Тиристорная статическая	322	2
ТЗВ-400-2	400	20,00	0,85	3000	98,70	0,400	—	0,323	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	268	2
ТВВ-500-2	500	20,00	0,85	3000	98,70	0,430	0,242	0,355	2,560	0,218	0,295	0,141	9,20	1,280	0,160	0,34	10,0	ВТ-5000-2	420	1, 7
ТГВ-500-2УЗ	500	20,00	0,83	3000	98,84	0,440	0,243	0,373	2,410	0,268	0,296	0,146	6,30	0,980	0,120	0,47	8,20	Независимая тиристорная	361	1, 7
ТГВ-500-4УЗ	500	20,00	0,85	1500	98,82	0,450	0,268	0,398	2,160	0,268	0,327	0,130	6,90	1,270	0,160	0,37	—	БТВ-500-4	500	1, 7
ТВВ-500-2Е	500	20,00	0,85	3000	98,75	0,500	0,222	0,318	2,310	0,268	0,274	0,125	8,10	—	—	—	—	Независимая тиристорная	340	2, 7
ТВМ-500-2	500	20,00	0,85	3000	98,95	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	345,2	5
ТВМ-500-2УЗ	500	36,75	0,85	3000	98,90	0,443	0,273	0,380	2,430	0,268	0,33	0,13	6,60	—	—	—	—	Независимая тиристорная	340	1, 5, 7
ТЗВ-540-2	540	20,00	0,85	3000	98,84	0,410	—	0,331	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	413	2
ТЗВ-645-2	645	20,00	0,85	3000	98,79	0,480	—	0,308	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	413	2
ТВВ-800-2	800	24,00	0,9	3000	98,75	0,470	0,219	0,307	2,330	0,219	0,267	0,117	9,30	1,230	0,150	0,33	16,0	ВТ-6000-2	589	1, 7
ТЗВ-800-2	800	24,00	0,9	3000	98,92	0,500	—	0,290	—	—	—	—	—	—	—	—	—	ВТ-6000-2	495	2
ТВВ-800-2ЕУЗ	800	24,00	0,9	3000	98,80	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Независимая тиристорная	538	2, 4
ТВВ-1000-2УЗ	1000	24,00	0,9	3000	98,75	0,400	0,269	0,382	2,820	0,269	0,328	0,142	9,60	—	—	—	—	Бесщёточная	541	2, 4, 7

Продолжение таблицы 1.1

Тип	$P_{ном}$, МВт	$U_{ном}$, кВ	$\cos \varphi_n$	$n_{ном}$, об/ мин	$\eta_{ном}$, %	ОКЗ	x''_d , отн.е.	x'_d , отн.е.	x_d , отн.е.	x_σ , отн.е.	x_2 , отн.е.	x_0 , отн.е.	T_{d0} , с	$T''_d^{(3)}$, с	$T''_d^{(3)}$, с	$T_a^{(3)}$, с	J , т·м	Система возбуждения или тип возбудителя	m , т	Ист. инф.
ТВВ-1000-4УЗ	1000	24,00	0,9	1500	98,75	0,460	0,324	0,458	2,410	0,318	0,395	0,149	9,10	1,700	0,220	0,34	–	БВД-4600-1500	746 (667)	1, 2, 7
ТВВ-1200-2УЗ	1200	24,00	0,9	3000	98,80	0,440	0,248	0,358	2,420	–	0,302	0,152	8,50	1,420	0,180	0,38	18,5	БВД-4000-3000	717 (610)	1, 2

Примечание: 1. $P_{ном}$ – Номинальная активная мощность; $U_{ном}$ – Номинальное напряжение статора; $\cos \varphi_n$ – Номинальный коэффициент мощности; $n_{ном}$ – Номинальная частота вращения; $\eta_{ном}$ – Номинальный КПД; ОКЗ – Отношение короткого замыкания; x''_d – Сверхпереходное индуктивное сопротивление обмотки якоря по продольной оси; x'_d – Переходное индуктивное сопротивление обмотки якоря по продольной оси; x_d – Синхронное индуктивное сопротивление обмотки якоря по продольной оси; x_σ – Реактивное сопротивление рассеяния; x_2 – Индуктивное сопротивление обратной последовательности обмотки якоря; x_0 – Индуктивное сопротивление нулевой последовательности обмотки якоря; T_{d0} – Постоянная времени обмотки возбуждения при разомкнутых обмотке якоря и демпферной обмотке; $T''_d^{(3)}$ – Переходная постоянная времени обмотки возбуждения; $T''_d^{(3)}$ – Сверхпереходная постоянная времени обмотки возбуждения; $T_a^{(3)}$ – Постоянная времени обмотки якоря; J – момент инерции ротора генератора; m – Общая масса генератора; *Ист. инф.* – источник информации.

2. Серии турбогенераторов и структуры условных обозначений типов приведены ниже в таблице.

Таблица 1.2

Серии турбогенераторов и структуры условных обозначений типов

Серия	Структура условного обозначения
Серия ТВ – турбогенераторы с косвенным водородным охлаждением обмоток статора и ротора и непосредственным охлаждением железа статора.	ТВ-Х-2УЗ: Т – турбогенератор; В – водородное охлаждение; Х – мощность, МВт; 2 – двухполюсное исполнение; УЗ – климатическое исполнение и категория размещения.
Серия ТВФ – турбогенераторы с непосредственным водородным охлаждением обмотки ротора и железа статора по схеме самовентиляции и косвенным охлаждением обмотки статора.	ТВФ-Х-2УЗ: Т – турбогенератор; В – водородное охлаждение; Ф – форсированное охлаждение обмотки ротора; Х – мощность, МВт; 2 – двухполюсное исполнение; УЗ – климатическое исполнение и категория размещения.
Серия ТВВ – турбогенераторы с непосредственным водородным охлаждением обмотки ротора и железа статора по схеме самовентиляции и непосредственным водяным охлаждением обмотки статора.	ТВВ-Х-2УЗ: Т – турбогенератор; В – непосредственное водородное охлаждение обмотки ротора и железа статора; В – непосредственное водяное охлаждение обмотки статора; Х – мощность, МВт; 2 – двухполюсное исполнение; УЗ – климатическое исполнение и категория размещения.

Серия	Структура условного обозначения
Серия ТЗВ – турбогенераторы с полным водяным охлаждением. Непосредственное водяное охлаждение обмоток ротора и статора, также непосредственное водяное охлаждение железа сердечника статора.	ТЗВ-Х-2УЗ: Т – турбогенератор; ЗВ – полное водяное охлаждение; Х – мощность, МВт; 2 – двухполюсное исполнение; УЗ – климатическое исполнение и категория размещения.
Серия ТЗВА – асинхронизированные турбогенераторы с полным водяным охлаждением. Непосредственное водяное охлаждение обмоток ротора и статора, также непосредственное водяное охлаждение железа сердечника статора.	ТЗВА-Х-2УЗ: Т – турбогенератор; ЗВ – полное водяное охлаждение; А – асинхронизированный; Х – активная мощность, МВт; 2 – двухполюсное исполнение; УЗ – климатическое исполнение и категория размещения.
Серия ТФ – турбогенераторы с форсированной воздушной системой охлаждения. Охлаждение обмотки ротора – непосредственное или косвенное, в зависимости от типа генератора.	ТФ-Х-2УЗ: Т – турбогенератор; Ф – форсированное воздушное охлаждение; Х – мощность, МВт; 2 – двухполюсное исполнение; УЗ – климатическое исполнение и категория размещения.
Серия ТЗФ – турбогенераторы с форсированной воздушной системой охлаждения. Отличаются от серии ТФ разделением потоков воздуха, охлаждающего статор и ротор.	ТФ-Х-2УЗ: Т – турбогенератор; ЗФ – форсированное воздушное охлаждение; Х – мощность, МВт; 2 – двухполюсное исполнение; УЗ – климатическое исполнение и категория размещения.
Серия ТВМ – турбогенераторы с масляным охлаждением активных и конструктивных частей статора при заполнении статора изоляционным маслом	ТВМ-Х-2УЗ: Т – турбогенератор; ВМ – водомасляное охлаждение; Х – активная мощность, МВт; 2 – двухполюсное исполнение; УЗ – климатическое исполнение и категория размещения.
Серия АСТГ – асинхронизированные турбогенераторы с непосредственным водородным охлаждением обмотки ротора и железа статора по замкнутому циклу и непосредственным водяным охлаждением обмотки статора.	АСТГ-Х-2УЗ: АС – асинхронизированный синхронный; ТГ – турбогенератор Х – активная мощность, МВт; 2 – двухполюсное исполнение; УЗ – климатическое исполнение и категория размещения.
Серия ТГВ – турбогенераторы с водородно-водяным охлаждением. Непосредственное водородное охлаждением обмотки ротора и железа статора, и непосредственное водяное охлаждение обмотки статора.	ТГВ-Х-2УЗ: ТГ – турбогенератор; В – водородно-водяное охлаждение обмоток; Х – активная мощность, МВт; 2 – двухполюсное исполнение; УЗ – климатическое исполнение и категория размещения.

Примечание: 1. Источники информации: 1 – Электротехнический справочник: В 4 т. Т.2.; 2 – «Оборудование станций и подстанций»; 3 – БД "Промышленные каталоги 1994-2000 гг." (CD-ROM); 4 – Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций; 5 – Номенкл. справочник научно-производственного объединения ОАО "ЭЛСИБ"; 6 – Рекламный лист компании ЛЭЗ "ГД "НОВАЯ СИЛА"; 7 – Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С. Рокотяна.

ГИДРОГЕНЕРАТОРЫ

Таблица 1.3

Модельный ряд гидрогенераторов

Тип	$S_{ном},$ МВ·А	$U_{ном},$ кВ	$n_{ном},$ об/мин	$\cos\varphi$	$\eta_{ном},$ %	$x_d,$ %	$x_q,$ %	$x'_d,$ %	$x''_d,$ %	$x_2,$ %	$x_0,$ %	ОКЗ	$T_{d0},$ с	$J,$ Г·М ²	Исполнение	$m,$ т	Ист. инф.
СВ 325/67-24УХЛ4	5,0	6,30	250,0	0,80	96,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	68	3
СВ 325/73-20УХЛ4	7,0	6,30	300,0	0,80	97,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	73	3
ВГС 440/69-28	9,4	10,50	214,0	0,80	96,1	97	—	32	21	—	—	1,100	—	100	Подвесное	108	1
СГК2538/160-70	19,0	3,15	85,7	0,92	96,0	133	—	56	44	—	—	0,870	—	250	Капсульное	166	1
СГКВ 480/115-64	20,0	3,15	93,8	1,00	96,3	194	—	57	45	45	—	—	—	162,5	Капсульное	170	1
ВГС525/125-28	26,9	10,50	214,0	0,80	96,3	90	—	27	19	—	—	1,300	—	325	Подвесное	241	1
ВГС 800/110-52	35,0	10,50	115,4	0,80	96,7	110	—	41	27	—	—	1,000	—	1450	Зонтичное	345	1
СВО 733/130-36	45,6	10,50	166,7	0,90	97,4	105	—	33	30	33	—	1,000	—	1270	Подвесное	450	1
СВ 808/130-40	64,7	10,50	150,0	0,85	97,7	93	63	35	22	22,2	8,2	—	—	1875	Зонтичное	—	1
СВ 1343/140-96УХЛ	65,0	13,80	62,5	0,85	97,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	883	3
ВГС 1525/135-120	70,6	10,50	50,0	0,85	97,2	66	50	32	28	—	—	1,620	—	18300	Зонтичное	850	1
СВ 1210/122-60УХЛ	94,0	13,80	100,0	0,85	98,0	99	61	28	20	—	—	—	—	26000	—	727	2
ВГС 1260/147-68	97,0	13,80	88,25	0,85	97,5	76	—	28	21	—	—	1,470	—	9250	Зонтичное	784	1
СВ 1280/145-68УХЛ	107,0	13,80	88,2	0,85	98,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	910	3
СВ 1070/145-52	110,0	13,80	115,4	0,80	97,6	110	—	34	22	—	—	1,000	—	6000	Зонтичное	700	1
СВ 1130/140-48	117,7	13,80	125,0	0,85	98,0	91	59	26	21	22	10	—	—	7250	Зонтичное	—	1
СВ 1262/172-60УХЛ4	120,0	15,75	100,0	0,90	98,3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1090	3
СВ 1500/200-88	127,8	13,80	68,2	0,90	97,6	52	—	20	15	15	—	—	—	25000	Зонтичное	1350	1
ГСВ1230-140-48УХЛ4	137,6	—	125,0	0,85	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	900	2
СВ 865/232-28УХЛ4	200,0	15,75	214,0	0,85	98,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1031	3

Продолжение таблицы 1.3

Тип	$S_{ном},$ МВ·А	$U_{ном},$ кВ	$n_{ном},$ об/мин	$\cos\varphi$	$\eta_{ном},$ %	$x_d,$ %	$x_q,$ %	$x'_d,$ %	$x''_d,$ %	$x_2,$ %	$x_0,$ %	OKЗ	$T_{d0},$ с	$J,$ т·м ²	Исполнение	$m,$ т	Ист. инф.
СВО 1170/190-36	209,0	15,75	166,7	0,85	97,8	122	–	32	18	–	–	0,870	–	7500	Зонтичное	950	1
СВО 1170/190-36	228,0	15,75	166,7	0,94	98,1	122	–	32	18	–	–	0,810	–	7500	Зонтичное	950	1
СВ 865/232- 28УХЛ4	235,0	15,75	214,3	0,85	98,4	117	74	34	18	–	–	–	–	16500	–	1031	2
ВГДС 1025/245-40	236,0	15,75	150,0	0,85	98,4	142	96	45	32	33	–	0,758	12,8	8000	Зонтичное	1100	1
ВГДС 1025/245-40	236,0	15,75	150,0	0,95	98,4	142	96	45	32	33	–	0,758	12,8	8000	Зонтичное	1100	1
ВГС 1190/215-48	282,5	15,75	125,0	0,85	98,4	122	78	38	25	–	–	0,870	–	13700	Зонтичное	1180	1
СВО 1120/190-32	285,0	15,75	187,5	0,90	98,2	102	–	32	17	–	–	1,000	–	9500	Зонтичное	1130	1
СВО 1120/190-32	290,0	15,75	187,5	1,00	98,4	102	–	32	17	–	–	1,000	–	9500	Зонтичное	1130	1
ВГСФ 930/233-30	294,0	15,75	200,0	0,85	98,1	147	–	33	19	20	–	0,750	–	5375	Подвесное	1150	1
СВ 712/227-24	306,0	15,75	250,0	0,85	98,2	165	–	42,2	27,9	28,4	9,8	–	8,65	2000	Подвесное	818	1
ВГСВФ 940/235- 30	353,0	15,75	200,0	0,85	98,2	131	85	38	24	25	–	0,810	9,7	6625	Подвесное	1250	1
СВФ 1690/175-64	590,0	15,75	93,8	0,85	98,2	160	100	42	30	31	15	–	5,2	46750	Зонтичное	1650	1
СВФ 1285/275-42	711,0	15,75	142,8	0,90	98,3	158	97	43	29,5	30,5	15	–	8,2	25400	Зонтичное	1790	1

Примечание: 1. $S_{ном}$ – Номинальная полная мощность; $U_{ном}$ – Номинальное напряжение статора; $n_{ном}$ – Номинальная частота вращения; $\cos\varphi$ – Номинальный коэффициент мощности; $\eta_{ном}$ – Номинальный КПД; x_d – Синхронное индуктивное сопротивление обмотки якоря по продольной оси; x_q – Синхронное индуктивное сопротивление обмотки якоря по поперечной оси; x'_d – Переходное индуктивное сопротивление обмотки якоря по продольной оси; x''_d – Сверхпереходное индуктивное сопротивление обмотки якоря по продольной оси; x_2 – Индуктивное сопротивление обратной последовательности обмотки якоря; x_0 – Индуктивное сопротивление нулевой последовательности обмотки якоря; OKЗ – Отношение короткого замыкания; T_{d0} – Постоянная времени обмотки возбуждения при разомкнутых обмотке якоря и демпферной обмотке; J – момент инерции ротора генератора; m – Общая масса генератора; Ист. инф. – источник информации.

2. В типе гидрогенератора: С – синхронный; В – вертикальный; УХЛ – климатическое исполнение и категория размещения.

3. Источники информации: 1 – Электротехнический справочник: В 4 т. Т.2.; 2 – БД "Промышленные каталоги 1994-2000 гг." (CD-ROM); 3 – Номенкл. справочник научно-производственного объединения ОАО "ЭЛСИБ".

СИНХРОННЫЕ КОМПЕНСАТОРЫ

Таблица 1.4

Модельный ряд синхронных компенсаторов

Тип	$S_{он.м},$ МВ· А	$S_{от.м},$ МВ· А	$U_{ном},$ кВ	$I_{ном},$ кА	$n_{ном},$ об/м ин	$x_d,$ отн. ед.	$x_q,$ отн. ед.	$x'_d,$ отн. ед.	$x''_d,$ отн. ед.	$x_0,$ отн. ед.	$T_{d0},$ с	$J,$ т·м ²	ОКЗ	Система возбужде ния	$m,$ т	Ист. инф.
КС 16-6	16	16	6,30	0,59	1000	1,3	0,72	0,26	0,16	0,07	7,34	4,0	0,88	–	49,7	1
КС 16-11	16	16	10,50	0,58	1000	1,5	0,85	0,3	0,19	0,09	7,3	4,0	0,75	–	50,2	1
КСВ 50-11	50	50	11,00	1,16	750	2,7	1,50	0,47	0,28	0,14	9,1	31,3	0,4	–	144,5	1
КСВ 100-11	100	100	11,00	1,35	750	2,1	1,26	0,4	0,2	0,1	9,35	52,5	0,52	–	220,0	1
КСВБОМ 100-11У1	100	80	11,00	5,25	750	–	–	–	–	–	–	–	–	Бесщёточ ная диодная	230,0	2
КСВМ 160-15У1	160	80	15,75	5,86	750	–	–	–	–	–	–	–	–	Бесщёточ ная диодная	310,0	2
КСВ 160-11	160	160	15,75	1,60	750	2,0	1,30	0,43	0,205	0,13	8,7	75,0	0,53	–	303,0	1

Примечания: 1. $S_{он.м}$ – Мощность при опережающем токе; $S_{от.м}$ – Мощность при отстающем токе; $U_{ном}$ – Номинальное напряжение статора; $I_{ном}$ – Номинальный ток статора; $n_{ном}$ – Номинальная частота вращения; x_d – Синхронное индуктивное сопротивление обмотки якоря по продольной оси; x_q – Синхронное индуктивное сопротивление обмотки якоря по поперечной оси; x'_d – Переходное индуктивное сопротивление обмотки якоря по продольной оси; x''_d – Сверхпереходное индуктивное сопротивление обмотки якоря по продольной оси; x_0 – Индуктивное сопротивление нулевой последовательности обмотки якоря; ОКЗ – Отношение короткого замыкания; T_{d0} – Постоянная времени обмотки возбуждения при разомкнутых обмотке якоря и демпферной обмотке; J – момент инерции ротора генератора; m – Общая масса генератора; *Ист. инф.* – источник информации.

2. В типе синхронного компенсатора: К – компенсатор; С – синхронный; В – водородное охлаждение; Б – бесщёточное возбуждение; М – модернизированный.

3. Источники информации: 1 – Электротехнический справочник: В 4 т. Т.2.; 2 – БД "Промышленные каталоги 1994-2000 гг." (CD-ROM).

СИНХРОННЫЕ ДВИГАТЕЛИ

Таблица 1.5

Модельный ряд гидросинхронных двигателей

Тип	$P_{ном},$ кВт	$U_{ном},$ кВ	$n_{ном},$ об/мин	$\eta_{ном},$ %	$\frac{I_{пуск}}{I_{ном}}$	$\frac{M_{пуск}}{M_{ном}}$	$\frac{M_{max}}{M_{ном}}$	$J,$ кг·м ²	$m,$ т	Источник информации
СД2-85/40-10	315	6	600	93,1	5,3	1,1	1,7	51	2,65	1
СДН32-17-26-20	315	6	300	91	4,5	0,9	2,6	275	4,7	1
СДН2-17-19-16У3	315	6	375	91,1	4,6	0,9	2,1	3250	3,9	2
СДН2-17-21-16Т3	315	6	375	91,5	5,5	1	2	3175	–	2
СДН2-17-26-20У3	315	6	300	91	4,5	0,9	2,6	5875	4,4 (4,7)	2, 1
СДН2-17-31-20Т3	315	6	300	91,8	5	0,9	2,1	6225	–	2
СДН2-17-21-16Т3	315	6,3	375	91,5	5,5	1	2	3175	–	2
СДН2-17-31-20Т3	315	6,3	300	91,8	5	0,9	2,1	6225	–	2
СДН2-17-21-16Т3	315	6,6	375	91,5	5,5	1	2	3175	–	2
СДН2-17-31-20Т3	315	6,6	300	91,8	5	1	2,1	6225	–	2
СД2-85/40-8	400	6	750	93,9	5,5	0,9	1,7	48	2,7	1
СДН32-17-31-20	400	6	300	91,7	4,5	0,75	2,7	318	5,5	1
СДН2-17-21-16У3	400	6	375	91,4	4,4	0,85	2,1	3175	–	2
СДН2-17-31-20У3	400	6	300	91,7	4,5	0,75	2,7	6225	5,5	2, 1
СД2-85/47-8	500	6	750	94,3	5,5	0,9	1,7	57	2,95	1
СДН32-17-26-16	500	6	375	92,5	4,6	0,9	2,1	275	4,8	1
СДН2-16-36-12У3	500	6	500	93,7	5,2	1	1,9	2150	–	2
СДН2-17-26-16У3	500	6	375	92,5	4,6	0,9	2,1	3750	4,8	2, 1
СДН2-17-41-20У3	500	6	300	92,8	4,6	0,75	2,5	7850	–	2
СДН2-16-36-8У3	600	6	750	94,9	5,5	0,9	1,9	1150	–	2
СД2-85/45-6	630	6	1000	95	6	0,9	1,7	46	2,75	1
СД2-85/34-4	630	6	1500	94,5	6	0,9	1,7	26	2,65	1

Продолжение таблицы 1.5

Тип	$P_{ном},$ кВт	$U_{ном},$ кВ	$n_{ном},$ об/мин	$\eta_{ном},$ %	$\frac{I_{пуск}}{I_{ном}}$	$\frac{M_{пуск}}{M_{ном}}$	$\frac{M_{max}}{M_{ном}}$	$J,$ кг·м ²	$m,$ т	Источник информации
СДН32-17-31-16	630	6	375	93,2	4,5	0,85	2	320	5,4	1
СДН2-16-31-8У3	630	6	750	94,3	5,5	0,9	1,8	750	–	2
СДН2-16-36-8Т3	630	6	750	94,4	7	1	2	1150	–	2
СДН2-16-36-10У3	630	6	600	94,4	5	0,75	1,8	1950	–	2
СДН2-16-44-10Т3	630	6	600	94,8	7	1	1,7	2200	–	2
СДН2-16-44-12У3	630	6	500	94,2	5,1	1	1,9	2475	–	2
СДН2-17-31-16У3	630	6	375	93,2	4,5	0,85	2	4400	5,4	2
СДН2-16-36-8Т3	630	6,3	750	94,4	6	1	1,8	1150	–	2
СДН2-16-44-10Т3	630	6,3	600	94,8	6	1	1,7	2200	–	2
СДН2-16-36-8Т3	630	6,6	750	94,3	7	1,1	2	1150	–	2
СДН2-16-44-10Т3	630	6,6	600	94,8	6	1	1,7	2200	–	2
СД2-85/57-6	800	6	1000	95,5	6	0,9	1,7	58	3,25	1
СД2-85/43-4	800	6	1500	95	6	0,9	1,7	32	2,95	1
СДН32-17-31-12	800	6	500	94,3	4,7	1	1,9	310	5,6	1
СДН2-16-31-6У3	800	6	1000	95,3	6	0,85	2	375	4,4	2
СДН2-16-36-6Т3	800	6	1000	95,3	7	1	1,8	575	–	2
СДН2-16-46-8Т3	800	6	750	95,1	7	1,1	1,9	1400	–	2
СДН2-16-44-10У3	800	6	600	94,9	5	0,75	1,8	2200	–	2
СДН2-16-56-10Т3	800	6	600	94,9	6,5	1,2	1,9	2775	–	2
СДН2-17-31-12У3	800	6	500	94,3	4,7	1	1,9	2375	5,3 (5,6)	2, 1
СДН2-17-41-16У3	800	6	375	94,1	4,2	0,75	1,8	5200	–	2
СДН2-16-36-6Т3	800	6,3	1000	95,3	7	1	1,9	575	–	2
СДН2-16-46-8Т3	800	6,3	750	95,1	6	1	1,7	1400	–	2
СДН2-16-56-10Т3	800	6,3	600	94,7	7	1,3	2	2775	–	2
СДН2-16-36-6Т3	800	6,6	1000	95,3	7	1	1,8	575	–	2

Продолжение таблицы 1.5

Тип	$P_{ном},$ кВт	$U_{ном},$ кВ	$n_{ном},$ об/мин	$\eta_{ном},$ %	$\frac{I_{пуск}}{I_{ном}}$	$\frac{M_{пуск}}{M_{ном}}$	$\frac{M_{max}}{M_{ном}}$	$J,$ кг·м ²	$m,$ т	Источник информации
СДН2-16-46-8Т3	800	6,6	750	95,1	7	1,1	1,8	1400	–	2
СДН2-16-56-10Т3	800	6,6	600	94,5	7	1,2	2	2775	–	2
СД2-85/55-4	1000	6	1500	95,5	6	0,9	1,7	40	–	1
СДН32-16-56-10	1000	6	600	95,3	5,4	0,8	1,9	223	6,5	1
СДН2-16-36-6У3	1000	6	1000	95,5	5,7	0,85	1,8	375	–	2
СДН2-16-49-6Т3	1000	6	1000	95,9	7	1	2	750	–	2
СДН2-16-46-8У3	1000	6	750	95,4	5,8	1	1,8	1400	–	2
СДН2-16-59-8Т3	1000	6	750	95,4	7	1,2	1,8	1700	–	2
СДН2-16-56-10У3	1000	6	600	95,1	5,4	0,8	1,9	2775	6,5	2, 1
СДН2-17-39-12У3	1000	6	500	94,9	4,5	1	1,8	2700	6	2
СДВ2-143/34-10	1000	6	600	94,3	5,6	0,5	2	360	–	2
СДВ2-143/41-12	1000	6	500	94,5	5	0,4	2	380	–	2
СДН2-16-49-6Т3	1000	6,3	1000	95,7	6,5	1	2	750	–	2
СДН2-16-46-8У3	1000	6	750	95,4	5,8	1	1,8	1400	–	2
СДН2-16-59-8Т3	1000	6	750	95,4	7	1,2	1,8	1700	–	2
СДН2-16-56-10У3	1000	6	600	95,1	5,4	0,8	1,9	2775	6,5	2, 1
СДН2-17-39-12У3	1000	6	500	94,9	4,5	1	1,8	2700	6	2
СДВ2-143/34-10	1000	6	600	94,3	5,6	0,5	2	360	–	2
СДВ2-143/41-12	1000	6	500	94,5	5	0,4	2	380	–	2
СДН2-16-49-6Т3	1000	6,3	1000	95,7	6,5	1	2	750	–	2
СДН2-16-59-8Т3	1000	6,3	750	95,3	7	1,1	1,8	1700	–	2
СДН2-16-49-6Т3	1000	6,6	1000	95,7	7	1	1,9	750	–	2
СДН2-16-59-8Т3	1000	6,6	750	95,2	7	1,3	1,8	1700	–	2
СДН32-16-59-8	1250	6	750	95,7	5,8	1	1,7	203	6,7	1
СДН2-16-49-6У3	1250	6	1000	95,9	6,6	1,1	1,9	750	–	2

Продолжение таблицы 1.5

Тип	$P_{ном},$ кВт	$U_{ном},$ кВ	$n_{ном},$ об/мин	$\eta_{ном},$ %	$\frac{I_{пуск}}{I_{ном}}$	$\frac{M_{пуск}}{M_{ном}}$	$\frac{M_{max}}{M_{ном}}$	$J,$ кг·м ²	$t,$ г	Источник информации
СДН2-16-59-6Т3	1250	6	1000	96	7	1,1	1,7	925	–	2
СДН2-16-59-8У3	1250	6	750	95,7	5,8	1	1,7	1700	6,7	2, 1
СДН2-17-44-8Т3	1250	6	750	95,5	7	1,2	2	1850	–	2
СДН2-17-44-10У3	1250	6	600	95,5	5,4	1,1	1,9	2775	7,5	2
СДН2-17-49-12У3	1250	6	500	95,3	5,2	1,1	1,9	3475	7,2	2
СДВ2-143/34-8	1250	6	750	94,6	4,7	0,4	1,8	285	–	2
СДВ2-143/51-12	1250	6	500	95	4,6	0,4	1,8	470	–	2
СДВ2-173/36-16	1250	6	375	94,5	5	0,3	2,2	900	–	2
СДН2-16-59-6Т3	1250	6,3	1000	95,9	7	1	1,8	925	–	2
СДН2-17-44-8Т3	1250	6,3	750	95,5	7	1,2	2	1850	–	2
СДН2-16-59-6Т3	1250	6,6	1000	95,9	7	1	1,7	925	–	2
СДН2-17-44-8Т3	1250	6,6	750	95,5	7	1,2	2	1850	–	2
СДН32-19-39-16	1600	6	375	95,3	6,5	0,9	2,1	2100	16,5	1
СДН2-16-59-6У3	1600	6	1000	96,2	6,6	1,1	1,8	925	–	2
СДН2-16-74-6Т3	1600	6	1000	96,5	6,5	1	1,65	1125	–	2
СДН2-17-44-8У3	1600	6	750	95,9	5,9	1,1	1,8	1850	–	2
СДН2-17-56-8Т3	1600	6	750	96,1	7	1,3	1,9	2200	–	2
СДН2-17-51-10У3	1600	6	600	95,9	5,2	1	1,8	3200	8,5	2
СДВ2-143/41-8	1600	6	750	95,1	4,6	0,4	1,8	450	–	2
СДВ2-143/51-10	1600	6	600	95,3	5,2	0,4	1,8	500	–	2
СДВ2-173/39-12	1600	6	500	95,2	4,8	0,3	1,8	845	–	2
СДВ2-173/46-16	1600	6	375	95	4,8	0,3	2,1	1115	–	2
СДН2-16-74-6Т3	1600	6,3	1000	96,5	7	1,2	1,9	1125	–	2
СДН2-17-56-8Т3	1600	6,3	750	96,1	7	1,1	1,8	2200	–	2
СДН2-16-74-6Т3	1600	6,6	1000	96,5	7,5	1,2	1,8	1125	–	2

Продолжение таблицы 1.5

Тип	$P_{ном},$ кВт	$U_{ном},$ кВ	$n_{ном},$ об/мин	$\eta_{ном},$ %	$\frac{I_{пуск}}{I_{ном}}$	$\frac{M_{пуск}}{M_{ном}}$	$\frac{M_{max}}{M_{ном}}$	$J,$ кг·м ²	$m,$ т	Источник информации
СДН2-17-56-8Т3	1600	6,6	750	95,9	7	1,2	1,8	2200	–	2
СДН2-16-74-6У3	2000	6	1000	96,6	7	1,2	1,8	1125	–	2
СДН2-17-56-8У3	2000	6	750	96,2	6,6	1,3	1,9	2200	–	2
СДН2-17-64-10У3	2000	6	600	96,1	5,8	1	1,7	4025	10	2
СДВ2-173/34-8	2000	6	750	94,8	4,8	0,3	1,8	760	–	2
СДВ2-173/46-12	2000	6	500	95,3	4,9	0,3	1,8	980	–	2
СДН2-18-64-12	2500	6	500	96,2	6,5	1,5	1,8	1750	17	1
СДН2-17-56-6У3	2500	6	1000	96,7	6,8	1,3	1,9	1225	9,1	2
СДН2-17-71-8У3	2500	6	750	96,5	6,9	1,4	1,9	2775	–	2
СДВ2-215/49-16	2500	6	375	95,5	5,8	0,5	2	2950	–	2
СДН2-17-71-6	3150	6	1000	96,9	6,6	1,3	1,7	435	10,9	1
СДН32-17-71-6	3150	6	1000	96,9	6,6	1,3	1,7	435	10,9	1
СДН2-17-71-6У3	3150	6	1000	96,9	6,6	1,3	1,7	1475	10,6	2
СДВ2-215/41-10	3150	6	600	95	5,8	0,4	1,8	2300	–	2
СДВ2-215/49-12	3150	6	500	95,4	5,3	0,3	1,8	3240	–	2
СДВ2-215/59-16	3150	6	375	95,8	5,6	0,4	1,9	3300	–	2
СДН32-20-49-20	3200	6	300	96	4,5	0,7	1,8	5500	24,5	1
СДН32-17-89-6	4000	6	1000	97,1	7	1,4	1,7	525	12,7	1
СДН2-17-89-6У3	4000	6	1000	97,1	7	1,4	1,7	1775	12,4 (12,7)	2, 1

Примечания: 1. $P_{ном}$ – активная мощность; $U_{ном}$ – Номинальное напряжение статора; $n_{ном}$ – Номинальная частота вращения; J – момент инерции ротора генератора; m – Общая масса генератора.

2. В типе синхронного двигателя: СД – синхронный двигатель; Н – нормальный, С – специальный; 3 – закрытый; В – вертикальный; 2 – номер серии; 16, 17 – габариты; X – длина сердечника статора (19, 21, 26, ..., 74, 89), см; X – число полюсов (6, 8, 10, 12, 16, 20); X3 – климатическое исполнение (У, Т) и категория размещения.

3. Источники информации: 1 – Электротехнический справочник: В 4 т. Т.2.; 2 – БД "Промышленные каталоги 1994-2000 гг." (CD-ROM).

ЛИТЕРАТУРА

1. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М., Энергоатомиздат, 1989.
2. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы. М., Энергия, 1972.
3. Электрическая часть станций и подстанций: Учебник для ВУЗов/А.А.Васильев, И.П.Крючков и др. Под ред. А.А. Васильева. М., Энергоатомиздат, 1990.
4. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Под ред. Б.Н. Неклепаева – М., Изд-во НЦЭНАС.
5. Околович М.Н. Проектирование электрических станций. Учебник для ВУЗов, 1982.
6. Сборник задач и упражнений по электрической части станций и подстанций. Часть 1. В.Г. Агапов, Ю.Н. Балаков и др. Под ред. Б.Н. Неклепаева и В.А. Старшинова – М., МЭИ, 1996.
7. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2005.
8. Проектирование схем электроустановок. Балаков Ю.Н., Мисрихинов М.Ш., Шунтов А.В. Учебное пособие для вузов – М.: Издательство МЭИ, 2004.-288с.
9. Электрические аппараты высокого напряжения с элегазовой изоляцией. Под редакцией Ю.И. Вишневого. Издательство СПб.: Энергоатомиздат. Санкт-Петербург, 2002г. 728 с.
10. Г.А Евдокунин, Г. Тилер. Современная вакуумная Коммутационная техника для сетей среднего напряжения. СПб.: Издательство Сизова М.П., 2002г. 148с.
11. Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. Учебное пособие по проектированию «Электрическим станциям и подстанциям».
12. Электротехнический справочник. Том 3, книга 1. М: Энергоатомиздат. 2002г., 878 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

		стр.	
	Введение	3	
	Задание на курсовой проект	4	
	Содержание курсового проекта	17	
I.	Выбор силовых трансформаторов на подстанции	18	
	1.1 Выбор числа и типа трансформаторов на подстанции	18	
	1.2 Построение графиков нагрузок трансформаторов и выбор номинальной мощности трансформаторов.	19	
	1.3 Пример выбора номинальной мощности трансформаторов на подстанции	25	
	1.4 Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах	29	
II.	Выбор сечения кабелей питающей сети по условиям длительного режима работы	31	
III.	Ограничение токов короткого замыкания на подстанции	35	
	3.1 Пример выбора средств ограничения токов короткого замыкания на подстанции	40	
IV.	Выбор схем распределительных устройств (РУ) всех напряжений	47	
	4.1 Требования к схемам распределительных устройств (РУ) и общие положения по выбору электрических схем РУ	47	
	4.2 Выбор схемы РУ низшего (6÷10) кВ напряжения	48	
	4.3 Выбор схемы РУ среднего (35÷110) кВ напряжения	49	
	4.4 Выбор схем собственных нужд подстанций	49	
V.	Выбор аппаратов и токоведущих частей	53	
	5.1 Расчетные условия для выбора аппаратов и проводников	53	
	5.2 Расчет токов короткого замыкания	56	
	5.3 Выбор электрических аппаратов и шинных конструкций	60	
	5.4 Выбор и проверка трансформатора тока	66	
	5.5 Выбор и проверка трансформатора напряжения	68	
	5.6 Выбор и проверка шинной конструкции	69	
	Таблица	5.9÷5.60	80
		4.24÷4.26	104
		3.1÷3.3	130
		4.1÷4.7	140
		2.1÷2.5	159

	Таблица	4.8÷4.9	189
		4.19÷4.22	193
		4.17	198
		4.18	210
		4.23	216
		1.1 ÷1.4	219
		1.5	228
	Литература	233	

УЧЕБНОЕ ИЗДАНИЕ
Сукьясов Сергей Владимирович
Черных Алексей Георгиевич

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ
ПРАКТИКУМ ПО ДИСЦИПЛИНЕ

Учебное пособие

Научный редактор – А.Г. Черных
Ответственный за выпуск – С.В. Сукьясов
Компьютерная верстка – А.Г. Черных

Лицензия на издательскую деятельность

ЛР № 070444 от 11.03.98 г.

Подписано в печать . 2020 г.

Усл.печ. л. Заказ №

Изд. №

Тираж 300 экз.

ISBN

Издательство Иркутский государственный
аграрный университет им. А.А.Ежевского
664038, Иркутская обл., Иркутский р-н,
пос. Молодежный