

Открытое акционерное общество
"Институт "Энергосетьпроект"

Проектно-изыскательский
и научно-исследовательский институт
по проектированию энергетических систем
и электрических сетей

СПРАВОЧНИК
ПО ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ
35-1150 кВ

Москва 2004

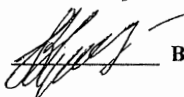
Открытое Акционерное Общество
Проектно-изыскательский и научно-исследовательский ин-
по проектированию энергетических систем и электрических се-
«Энергосетьпроект»

ОАО «Энергосетьпроект»

Отдел электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель
Генерального директора



В.И.Чемоданов

**СПРАВОЧНИК
ПО ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ 35-1150 кВ**

Начальник отдела
электрических сетей



Д.Л. Файбисович

Москва 2004

АННОТАЦИЯ

Справочник по электрическим сетям 35 – 1150 кВ является пособием для выполнения работ по проектированию схем развития энергосистем и электрических сетей.

Справочник содержит основные параметры, технические характеристики и расчетные данные основного электрооборудования подстанций и линий электропередачи. Приведены данные для расчетов режимов работы сети, потерь мощности и электроэнергии, пуска крупных синхронных и асинхронных электродвигателей. Включены материалы по техническим показателям отдельных подстанций и ВЛ, а также по нормам продолжительности проектирования и строительства электросетевых объектов, площади отводимых территории под подстанции, ширину коридоров ВЛ и др.

Материалы настоящего справочника по сравнению с предыдущей редакцией существенно обновлены, приведены данные по современному состоянию выпускаемого электрооборудования. Учтены изменения произошедшие в части выпуска новых ГОСТ, технических условий и других нормативных документов.

Материалы настоящего «Справочника по электрическим сетям 35–1150 кВ» подготовлены Файбисовичем Д.Л. (руководитель работы), Карапетян И.Г. и Довбенко Н.Г.

Содержание

А Н Н О Т А Ц И Я	2
1. НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ	4
2. ОСНОВНОЕ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ	6
2.1. ГЕНЕРАТОРЫ	6
2.1.1. ГАЗОТУРБИННЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ. ПАРОГАЗОВЫЕ УСТАНОВКИ	15
2.1.2. ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ (ВЭС)	17
2.1.3. ГЕОТЕРМАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ (ГеоТЭС).....	17
2.1.4. ЭНЕРГИЯ МОРСКИХ ПРИЛИВОВ.....	18
2.1.5. СОЛНЕЧНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ	18
2.2. ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПОДСТАНЦИЯМ.....	18
2.3. ТРАНСФОРМАТОРЫ И АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ	20
2.3.1. ОСНОВНЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ	21
2.3.2.СХЕМЫ И ГРУППЫ СОЕДИНЕНИЯ ОБМОТОК ТРАНСФОРМАТОРОВ.....	23
2.3.3. ПАРАЛЛЕЛЬНАЯ РАБОТА ТРАНСФОРМАТОРОВ.....	26
2.3.4. ТРАНСФОРМАТОРЫ С РАСЩЕПЛЕННЫМИ ОБМОТКАМИ.....	27
2.3.5. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ	27
2.3.6. НАГРУЗОЧНАЯ СПОСОБНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРОВ	28
2.3.7. ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ.....	30
2.4. КОММУТАЦИОННАЯ АППАРАТУРА	42
2.5. КОМПЕНСИРУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА. РЕАКТОРЫ.....	50
2.6. ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛИ.....	59
2.7. КОМПЛЕКТНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ.....	65
2.8. ТЕХНИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОТДЕЛЬНЫХ ПОДСТАНЦИЙ	68
3. ВОЗДУШНЫЕ И КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ	73
3.1. ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИ	73
3.1.1. ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ ВЛ.....	79
3.2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОТДЕЛЬНЫХ ВЛ.....	88
3.3. КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ.....	92

1. НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Номинальные напряжения электрической сети России (табл. 1.1) установлены действующим стандартом «Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В. ГОСТ 721-77».

Напряжения 6 – 10 кВ предназначены для распределительных сетей в городах, сельской местности и на промышленных предприятиях.

Напряжение 20 кВ используется в распределительных сетях России ограничено. Использование этого напряжения целесообразно рассматривать при реконструкции или расширении действующих сетей 6-10 кВ.

Напряжение 35 кВ используется для создания центров питания сетей 6 и 10 кВ главным образом в сельской местности. С ростом плотности электрических нагрузок наметилась тенденция ограничения развития сетей 35 кВ и замены их сетями 110 кВ.

Напряжение 110 кВ имеет широкое распространение в распределительных сетях энергосистем, на этом напряжении осуществляется внешнее электроснабжение промышленных предприятий, потребителей больших городов, выдача мощности электростанций, электрификация железнодорожного и трубопроводного транспорта, распределение электроэнергии в сельской местности. Напряжение 150 кВ получило развитие только в Кольской энергосистеме. Применение этого напряжения для вновь проектируемых сетей в других энергосистемах не рекомендуется.

Напряжения 220 и 330 кВ используются для создания центров питания сети 110 кВ, выдачи мощности крупных электростанций и питания энергоемких потребителей. В отдельных энергосистемах сети этих напряжений выполняют функции основной сети.

Напряжения 500 и 750 кВ используются для системообразующих сетей, выдачи мощности крупнейших электростанций, питания крупных узлов сети 330, 220 и 110 кВ, создания межсистемных связей и осуществления экспорта электроэнергии в страны ближнего и дальнего зарубежья.

Напряжение 1150 кВ является высшей ступенью в системе напряжений переменного тока.

Таблица 1.1. Номинальные межфазные напряжения, кВ ГОСТ 721-77

Сети и приемники	Генераторы и синхронные компенсаторы	Трансформаторы и автотрансформаторы без РПН:			Трансформаторы и автотрансформаторы с РПН:			Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования	
		первичные обмотки		вторичные обмотки (6,3) или (6,6) 10,5 или 11,0 — 22,0	первичные обмотки		вторичные обмотки (6,3) или (6,6) 10,5 или 11,0 — 22,0		
		(6) или (6,3)* 10 или 10,5*	(6) или (6,3)* 20 или 21,0*		35 или 36,75 110 или 115 220 или 230 330 500 750 —	(6,3) или (6,6) 115 или 121 230 или 242 330 500 750 —			
(6)	(6,3)	—	—	38,5	—	35	36,75	38,5	40,5
10	10,5	—	—	121	—	110	115	115	126
20	21,0	—	—	242	—	220	230	230	252
35	—	35	—	347	—	330	—	330	363
110	—	—	—	525	—	500	—	500	525
220	—	—	—	787	—	750	—	750	787
330	—	330	—	—	—	1150	—	—	1200
500	—	500	—	—	—	—	—	—	—
750	—	750	—	—	—	—	—	—	—
1150	—	—	—	—	—	—	—	—	—

* Для трансформаторов и автотрансформаторов, присоединяемых непосредственно к шинам генераторного напряжения электрических станций или к выводам генераторов.

2. ОСНОВНОЕ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

2.1. ГЕНЕРАТОРЫ

В зависимости от рода первичного двигателя синхронные генераторы делятся на турбогенераторы (с приводом от паровых или газовых турбин) и гидрогенераторы (с приводом от водяных турбин). На рис. 2.1 даны обозначения типов синхронных генераторов.

Турбогенераторы выполняются с горизонтальной осью вращения. Диаметр ротора турбогенератора значительно меньше, чем его активная длина, ротор обычно имеет неявнополюсное исполнение. Предельный диаметр ротора при частоте вращения 3000 об/мин по условиям механической прочности составляет 1,2÷1,25 м. Активная длина ротора по условиям механической жесткости не превышает 6,5 м.

Стремление к увеличению мощности в единице применительно к турбогенераторам реализуется за счет внедрения более интенсивных способов охлаждения без заметного увеличения габаритных размеров. Турбогенераторы мощностью более 50 МВт изготавливаются с водородным или жидкостным охлаждением обмоток. Основные технические данные турбогенераторов 60 МВт и более приведены в табл. 2.1.

Гидрогенераторы выполняются преимущественно с вертикальной осью вращения. Турбина располагается под гидрогенератором, и ее вал, несущий рабочее колесо, сопрягается с валом генератора с помощью фланцевого соединения. Так как частота вращения мала, а число полюсов велико, ротор генератора выполняется с большим диаметром и сравнительно малой активной длиной. Относительно небольшая частота вращения (60÷600 об/мин в зависимости от напора воды) определяет большие размеры (до 20 м в диаметре) и массы (до 1500 т) активных и конструктивных частей гидрогенераторов. Как правило, гидрогенераторы выполняются с вертикальным расположением вала. Исключение составляют гидрогенераторы с большой частотой вращения и капсульные гидрогенераторы, которые выполняются горизонтальными. Основные технические данные гидрогенераторов 52,4 МВт и более приведены в табл. 2.2. Параметры асинхронизированного генератора приведены в табл. 2.3.

Ветрогенераторы выполняются преимущественно с горизонтальной осью вращения. Диаметр рабочего колеса для наиболее крупных установок составляет до 25-30 м. Основные технические данные ветроустановок приведены в табл. 2.8-2.9.

Данные о мощности генераторов соответствуют их номинальному режиму работы. В часы максимума реактивной нагрузки требуется работа генератора с пониженным $\cos \varphi$. Длительная работа турбогенератора в режиме синхронного

компенсатора с перевозбуждением допускается только при токе возбуждения не выше номинального. У генераторов с непосредственным охлаждением, как правило, $\cos \phi \leq 0,95 \div 0,96$. При повышении $\cos \phi$ до 1,0 длительно могут работать только генераторы с косвенным охлаждением. Максимальная реактивная нагрузка генератора при работе его в режиме синхронного генератора с недовозбуждением определяется на основании тепловых испытаний и может быть оценена (для агрегатов 200 и 300 МВт) по рис. 2.2.

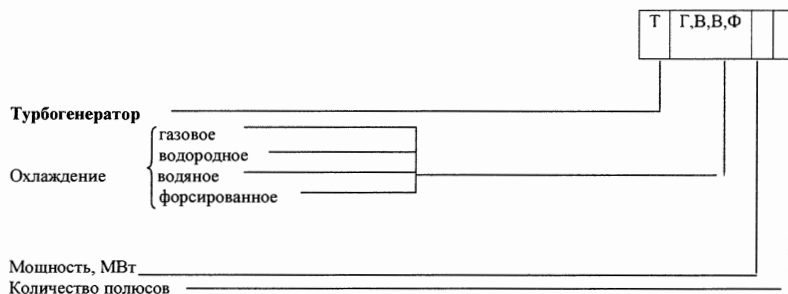
Полная мощность гидрогенератора, как правило, не зависит от $\cos \phi$ и равна номинальной, если гидрогенератор приспособлен работать в режиме синхронного компенсатора (режим работы определяется при выполнении проекта ГЭС).

В аварийных режимах допускается перегрузка генератора по токам статора и ротора согласно техническим условиям (ТУ). Если в ТУ соответствующие указания отсутствуют, кратковременные перегрузки по току статора принимаются по табл. 2.4. Данные по допустимой перегрузке по току ротора генераторов с непосредственным охлаждением приведены в табл. 2.5, допустимая перегрузка генераторов с косвенным охлаждением обмоток определяется допустимой перегрузкой статора.

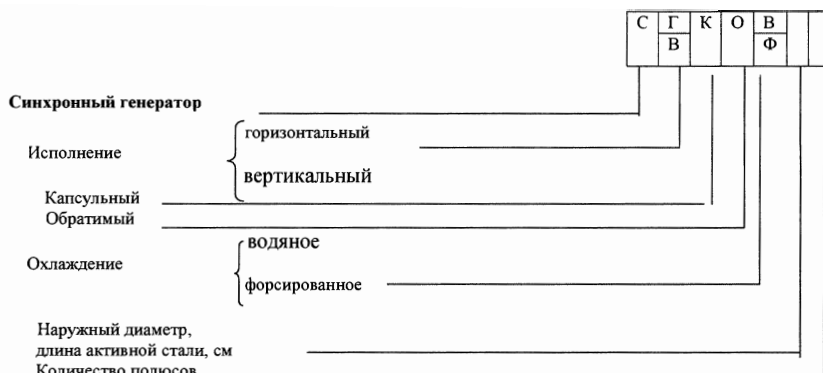
Моменты инерции некоторых паровых турбин имеют следующие значения:

Тип турбины	К-100-90	К-150-130	К-200-130
Момент инерции, тхм ²	18,7	28,5	35
Тип турбины	К-300-240	К-500-240	К-800-240
Момент инерции, тхм ²	49	73	120

Моменты инерции гидротурбин составляют примерно 10% момента инерции присоединенных к ним гидрогенераторов.



а)



б)

Рис. 2.1. Обозначение типов генераторов: а) - турбогенераторы;
б) - гидрогенераторы

Таблица 2.1. Турбогенераторы 60 МВт и более

Тип	P, МВт	cosφ	Q, Мвар	Uном, кВ	КПД, %	X'' _d , %
ТВФ-60-2	60	0,8	45	10,5; 6,3	98,5	19,5
ТВФ-63-2	63	0,8	47	10,5 (6,3)	98,3	13,9 (18)
ТВФ-100-2	100	0,8	75	10,5	98,4	19,1
ТВВ-160-2	160	0,85	102	18	98,5	22,1
ПТВ-200М	200	0,85	124	15,75	98,0	20,4
ТВВ-200-2а	200	0,85	124	15,75	98,6	18
ТВВ-220-2	220	0,85	137	15,75	98,6	20
ПТВ-300	300	0,85	186	20	98,7	19,5
ТВВ-320-2	320	0,85	198	20	98,7	17,3
ПТВ-500	500	0,85	310	20	98,7	24,3
ПТВ-500-4	500	0,85	310	20	98,6	26,8
ТВМ-500	500	0,85	310	36,75	98,8	27,3

Продолжение табл. 2.1

ТВВ-500-2Е	500	0,85	310	20	98,75	22,2
ТВВ-800-2	800	0,9	384	24	98,75	21,9
ТВВ-1000-2	1000	0,9	475	24	98,75	26,9
ТВВ-1000-4	1000	0,9	475	24	98,7	31,8
ТВВ-1200-2	1200	0,9	570	24	98,8	24,8

Продолжение табл. 2.1

Тип	P, МВт	X _d , %	X _b , %	X _o , %	X ₂ , %	X _o , %	ОКЗ	GD ¹ , тхм ²	T _{до} , с
ТВФ-60-2	60	28	161	12,1	23,8	9,2	0,64	8,85	4,9
ТВФ-63-2	63	22,4 (27,5)	220 (192)	12,1	22 (17)	9,2	0,537 (0,544)	9,7	8,7 (6,1)
ТВФ-100-2	100	27,8	192	16,7	23,4	9,73	0,563	13	6,5
ТВВ-160-2	160	32,9	230	16,7	26,9	11,5	0,475	13	5
ТВВ-200М	200	31,0	186,2	16,7	24,9	11,5	0,572	25	6,8
ТВВ-200-2а	200	27,2	210,6	15,6	22	10	0,512	21,1	7
ТВВ-220-2	220	29	197	20	24	9	0,46	21,1	6,4
ТВВ-300	300	30	219,5	17	23,8	9,6	0,505	31	7
ТВВ-320-2	320	25,8	169,8	17	21,1	9	0,624	29,8	5,9
ТВВ-500	500	37,3	241,3	21,75	29,6	14,6	0,428	36	6,3
ТВВ-500-4	500	39,8	215,8	26,8	32,7	13	0,494	220	6,9
ТВМ-500	500	38	243	26,8	33	13	0,443	36,5	6,6
ТВВ-500-2Е	500	31,8	231	26,8	27,4	12,5	0,5	38,6	8,1
ТВВ-800-2	800	30,7	233	21,9	26,7	11,7	0,47	56	9,3

Продолжение табл. 2.1

ТБВ-1000-2	1000	38,2	282	26,9	32,8	14,2	0,4	56	9,6
ТБВ-1000-4	1000	45,2	235	31,8	38,8	15,8	0,46	245	8,8
ТБВ-1200-2	1200	35,8	242	-	30,2	15,2	0,448	-	8,5

Примечание. X''_d - продольное сверхпереходное реактивное сопротивление; X'_d - продольное переходное реактивное сопротивление; X_d - продольное синхронное реактивное сопротивление; X_σ - реактивное сопротивление рассеивания; X_2 - реактивное сопротивление обратной последовательности; X_0 - реактивное сопротивление нулевой последовательности.

Таблица 2.2. Гидрогенераторы мощностью 50 МВт и более

Тип	P, МВт	cosφ	Q, Мвар	Uном, кВ	КПД, %	X''_d , %
Серия ВГС						
ВГС-1525/135-120	57,2	0,85	35,8	10,5	97,2	29,0
ВГС-1260/147-68	82,5	0,85	52,3	13,8	97,5	21,0
ВГС-1260/200-60	150	0,85	93,0	15,75	97,6	25,0
ВГС-930/233-30	294	0,85	182,0	15,75	98,25	19,0
ВГСВФ-940/235-30	353	0,85	219,0	15,75	98,2	24

Серия ВГС (продолжение)

Продолжение табл. 2.2

Тип	P, МВт	X''_d , %	X'_d , %	X_σ , %	X_2 , %	X_0 , %	ОКЗ	GD^2 , тхм ²	Частота вращения, 1/мин	T_{d0} , с
ВГС-1525/135-120	57,2	34,0	66	17,5	-	11,5	1,78	73000	50	3,81
ВГС-1260/147-68	82,5	28,0	76	14,0	-	-	1,47	37000	88,2	5,0
ВГС-1260/200-60	150	35,0	102	16,0	-	-	1,10	58000	100	8,2
ВГС-930/233-30	294	33,0	147	12,4	20	-	0,75	-	200	-
ВГСВФ-940/235-30	353	38	131	-	25	-	0,8	-	200	-

Серия СВ

Продолжение табл. 2.2

Тип	P, МВт	cosφ	Q Мвар	Uном, кВ	КПД, %	X ^н , %
CB-375/195-12	52,4	0,8	39,2	10,5	97,4	16,0
CB-430/210-14	55	0,8	41,3	10,5	97,55	18,0
CB-1250/1 70-96	55	0,8	41,3	13,8	97,3	33,0
CB-660/165-32	57	0,8	42,7	10,5	97,5	19,0
CB-1340/140-96	57,2	0,8	43,0	13,8	96,7	21,0
CBH(CBK,CBKC)- 1340/150-96	57,2	0,8	43,0	13,8	96,88	21,0
CB-780/137-32	63	0,85	39,4	10,5	97,95	17,0
CB-640/170-24	67	0,85	41,5	13,8	97,62	20,0
CB- 1130/140-48	117,7	0,85	88,5	13,8	98	21,0
CB-850/190-48	75	0,85	46,9	13,8	97,55	23,0
CB-850/190-48	72,5	0,85	45,0	16,5	97,5	23,0
CBБ-750/211-40	75	0,85	46,9	13,8	97,85	23,0
CBБ-780/ 190-32	77	0,85	48,2	13,8	97,66	15,0
CB-850/190-40	90	0,9	43,2	16,5	98,0	19,0
CB-850/190-40	100	0,9	48,0	13,8	98,2	26,0
CB- 1500/170-96	100	0,85	62,5	13,8	97,5	21,0
CB- 1225/130-56	108,5	0,85	68,0	13,8	98,29	24,0
CB-1500/200-88	127,8	0,9	56	13,8	97,6	15,0
CB-855/235-32	150	0,9	72,0	13,8	98,07	17,0
CB-1500/175-84	171	0,9	82,0	15,75	98,3	26,0
CB-I 190/250-48	225	0,85	140	15,75	97,44	24,0
CB-712/227-24	260	0,85	162	15,75	98,15	28,8
CB-I 100/250-36	300	0,85	187	15,75	98,4	20

Серия СВ (продолжение)

Продолжение табл. 2.2

Тип	P, Мвт	X _d , %	X _s , %	X _o , %	X ₂ , %	X _o , %	ОКЗ	GD ₂ ² , тхм ²	Частота вращения, 1/мин	T _{до} , с
СВ-375/195-12	52,4	28,0	130	-	-	-	0,86	4000	-	-
СВ-430/210-14	55	28,0	114	-	19,0	-	1,01	825	428	5,45
СВ-1250/170-96	55	33,0	77,0	-	-	-	-	-	-	-
СВ-660/165-32	57	29,0	104	-	20,1	-	1,12	4500	188	5,80
СВ-1340/140-96	57,2	29,0	63,0	12,1	21,2	8,0	1,78	51700	62	4,33
СВН (СВК,СВКС) – 1340/150-96	57,2	29,0	63,0	12,1	-	-	1,63	73000	50	3,81
СВ-780/137-32	63	26,0	88,0	10,4	-	-	-	-	-	-
СВ-640/170-24	67	27,0	107	-	-	-	1,03	4000	250	-
СВ- 1130/140-48	117,7	26,0	91,0	-	22	10	-	7250	125	-
СВ-850/ 190-48	75	28,0	91,0	-	-	-	-	-	-	-
СВ-850/190-48	72,5	32,0	87,0	-	23,1	11,0	1,30	14080	125	6,75
СВБ-750/211-40	75	28,0	91,0	15,6	-	-	-	-	-	-
СВБ-780/ 190-32	77	24,0	85,0	9,6	-	-	-	9500	188	-
СВ-850/190-40	90	27,0	87,0	-	19,8	9,1	1,52	16000	150	6,48
СВ-850/190-40	100	37,0	97,0	17,2	26,2	12,0	1,10	16000	180	7,6
СВ-1500/170-96	100	29,0	65,0	-	21,7	8,9	1,75	88000	-	5,02
СВ- 1225/130-56	108,5	34,0	93,0	16,0	-	-	-	-	-	-
СВ-1500/200-88	127,8	20,0	52,0	-	15	-	-	25000	68,2	-
СВ-855/235-32	150	28,0	100	-	16,5	5,1	1,12	18000	187,5	-
СВ-1500/175-84	171	37,0	110	-	28,0	10,0	0,97	82000	71,5	6,5
СВ-1 190/250-48	225	35,0	107	16,4	24,4	13,6	1,04	57200	125	9,5
СВ-712/227-24	260	42,0	165	17,8	27,0	10,0	0,64	8000	250	8,8
СВ-1 100/250-36	300	33,0	130	—	20,0	40,0	—	43000	165,7	5,1

Серия СВФ

Продолжение табл. 2.2

Тип	P, МВт	cosφ	Q, Мвар	Уном, кВ	КПД, %	X _d ^{''} , %
СВФ-1500/130-88	128	0,8	96,0	13,8	96,3	40,0
СВФ-990/230-36	300	0,85	183	15,75	98,2	24,0
СВФ-1690/175-64	500	0,85	310	15,75	98,25	30,0
СВФ- 1285/275-42	640	0,9	315	15,75	98,3	29,5

Серия СВФ (продолжение)

Продолжение табл. 2.2

Тип	P, Мвт	X _d , %	X _s , %	X _o , %	X ₂ , %	X _o , %	ОКЗ	GD ₂ ² , тхм ²	Частота вращения, 1/мин	T _{до} , с
СВФ-1500/130-88	128	57,0	175	—	40,9	12,5	0,62	110 000	68,2	3,44
СВФ-990/230-36	300	37,0	134	13,6	—	—	—	—	—	—
СВФ-1690/175-64	500	42,0	158	—	30,7	8,4	0,67	187000	93,8	5,10
СВФ- 1285/275-42	640	43,0	158	—	30,5	15,0	0,66	102 000	142,8	5,10

Капсульные гидрогенераторы

Продолжение табл. 2.2

Тип	P, МВт	Cosφ	Q, Мвар	Uном, кВ	КПД, %	X'' _d , %
СГКВ-480/115-64	20	1,0	0	3,15	96,3	45,0
СГВК-720/1 40-80	45	0,98	5,0	6,3	97,0	39,0

Продолжение табл. 2.2 Капсульные гидрогенераторы (продолжение)

Тип	P, МВт	X' _d , %	X _б , %	X _{ос} , %	X ₂ , %	X ₀ , %	ОКЗ	GD ² _{тхм} ²	Частота вращения, 1/мин	T _{d0} , с
СГКВ-480/115-64	20	57,0	194	-	-	-	0,58	-	93,8	-
СГВК-720/1 40-80	45	76,0	106	-	-	-	0,68	3000	75	-

Обратимые гидрогенераторы

Продолжение табл. 2.2

Тип	P, МВт	Cosφ	Q, Мвар	Uном, кВ	КПД, %	X'' _d , %
СВО-733/130-36	33,4 40	0,73/0,91 0,9	35/19,0 19,2	10,5 10,0	96,9 97,4	22,0 24,0
ВГДС- 1005/245-40	200	0,85	124	15,75	98,4	32,0

Обратимые гидрогенераторы (продолжение)

Продолжение табл. 2.2

Тип	X' _d , %	X _б , %	X _{ос} , %	X ₂ , %	X ₀ , %	ОКЗ	GD ² _{тхм} ²	Частота вращения, 1/мин	T _{d0} , с
СВО-733/130-36	33,0 37,0	103 114	- -	- -	22,0 24,0	- -	- -	- -	5,75 5,75
ВГДС- 1005/245-40	45,0	142	-	33	12,0	0,8	32000	150	12,8

Примечание. Условные обозначения — см. табл. 2.1

Таблица 2.3. Асинхронизированные генераторы

Наименование параметра	Единица измерения	Тип АСТГ	
		ТЗВА – 110	ТЗВА – 320
Мощность АСТГ	МВт	110	320
Номинальное напряжение	кВ	10,5	20
$\cos\phi$ при выдаче Q	-	0,85	0,85
при потреблении Q	-	- 0,85	- 0,85
Максимально потребляемая реактивная мощность:	Мвар		
при $P = P_{\text{ном}}$		68	186
$P = 0$		129	353

Примечание. Асинхронизированные генераторы указанных типов обеспечивают возможность длительной устойчивой работы с глубоким потреблением реактивной мощности без перегрева и повреждения торцевых зон статора до 50% полной мощности – при номинальной активной нагрузке, до 75% - в режиме асинхронного генератора, до полной мощности – на холостом ходу.

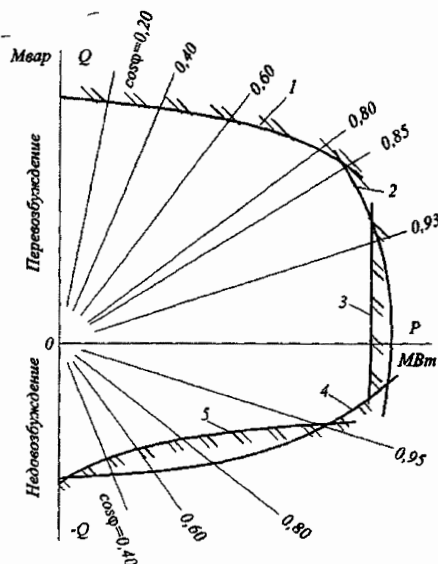


Рис.2.2. Диаграмма мощностей: 1 - зона, определяемая нагревом обмотки ротора, 2 - зона, определяемая нагревом обмотки статора; 3 - зона, определяемая наибольшей мощностью турбины; 4 - зона, определяемая нагревом элементов в концевых частях статора; 5 - зона, определяемая устойчивостью.

Таблица 2.4. Допустимая кратность перегрузки генераторов и синхронных компенсаторов по току статора

Продолжительность перегрузки, мин., не более	Косвенное охлаждение обмотки статора	Непосредственное охлаждение обмотки статора	
		водой	водородом
60	1,1	1,1	—
15	1,15	1,15	—
10	—	—	1,1
6	1,2	1,2	1,15
5	1,25	1,25	—
4	1,3	1,3	1,2
3	1,4	1,35	1,25
2	1,5	1,4	1,3
1	2,0	1,5	1,5

Таблица 2.5. Допустимая кратность перегрузки турбогенераторов по току ротора

Продолжительность перегрузки, мин., не более	Турбогенераторы	
	ТВФ, кроме ТВФ-120-2	ТГВ, ТВВ (до 500 МВт включительно), ТВФ-120-2
60	1,06	1,06
4	1,2	1,2
1	1,7	1,5
0,5	2,0	—
0,33	—	2,0

2.1.1. ГАЗОТУРБИННЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ. ПАРОГАЗОВЫЕ УСТАНОВКИ

В последние годы получают все возрастающее использование газотурбинные электростанции (ГТЭС) малой мощности 2,5÷25,0 МВт. ГТЭС характеризуются высокой заводской готовностью. В табл. 2.6 приведены основные технические характеристики ГТЭС, выпускаемые ЗАО «Искра-Энергетика» (г. Пермь).

Таблица 2.6. Основные характеристики газотурбинных электростанций

Показатели	Тип электростанции						
	ГТЭС-2,5	ГТЭС-4	ГТЭС-5	ГТЭС-6	ГТЭС-12	ГТЭС-16	ГТЭС-25
Электрическая мощность, кВт	2500	4000	5000	6000	12000	16000	25000
Напряжение, кВ/частота, Гц	6,3 или 10,5 /50						
КПД ГТУ, %, не менее	21,4	24,0	26,0	27,0	34,5	37,0	40,0

Продолжение табл. 2.6

КПД генератора, %, не менее	97						
КПД с паровым котлом, %	72...87						
Вид топлива	природный газ, попутный нефтяной газ, жидкое топливо						
Расход топливного газа, кг/час	825	1160	1360	1560	2496	3104	4425
Тепловая мощность, Гкал/час	6,0	8,2	9,5	10,7	16,7	20,7	30,1
Уровень звуковой мощности, ДБА	Не более: при обслуживании – 80, на расстоянии 700 м – 45						
Ресурс, час: до капремонта, до списания	25000, по техническому состоянию – до 35000						
	100000, по техническому состоянию – до 120000						

Внедрение новых, высокоэффективных технологий в производство электроэнергии и тепла предполагает широкое внедрение парогазовых установок (ПГУ). Ввод в эксплуатацию Северо-Западной ТЭЦ с ПГУ-450Т (г. Санкт-Петербург) является новым этапом в развитии ПГУ в России. Основные компоненты парогазовых энергоблоков Северо-Западной ТЭЦ – газовые турбины мощностью 150 МВт типа V94,2 фирмы Siemens (изготавливаются на заводе фирмы и ЛМЗ). Паровые турбины типа Т-160-7.7 поставляются фирмой ЛМЗ. Каждая из газовых и паровых турбин приводит в действие генератор типа ТФГ(П)-160-2УЗ производства «Электросила».

Таблица 2.7. Основные характеристики газотурбинных энергоблоков Северо-Западной ТЭЦ

Показатели (первый энергоблок)	ПГУ-450Т	Газотурбинная установка V94,2 фирмы Siemens
Расчетная мощность, МВт	480	153,7
При электрической нагрузке блока 480 МВт: КПД, %, уд. расход условного топлива в конденсационном режиме, г/кВт.ч	50,1 245,2	
При электрической нагрузке блока 240 МВт: КПД, %, уд. расход условного топлива в конденсационном режиме, г/кВт.ч	50,4 243,8	

2.1.2. ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ (ВЭС)

На начало 2004 года общая установленная мощность ВЭС в мире составила 35 ГВт.

Общий объем ветроэнергетических ресурсов в России составляет 10,6 тыс. МВт.ч в год. В последнее десятилетие усилиями МКБ «Радуга» (Тушинский машиностроительный завод), ВНИИЭ, НПО «НЕТРАЭЛ», НПЦ «Южное» (Украина) были разработаны ВЭУ мощностью 1÷30 и 100÷1000 кВт. Перечень некоторых ВЭС России приведен в табл. 2.8.

Таблица 2.8. Ветроэлектростанции России

ВЭС	Установленная мощность, МВт	Примечание
Калмыцкая	1, в перспективе 22	Построена
Заполярная	2,5	Построена
Ростов-на-Дону	0,3	Эксплуатируется
Калининградская	0,6 (датская ВЭУ)	Эксплуатируется
Камчатка, о.Беринга	0,5	Построена

В Европе основная доля ВЭУ приходится на установки мощностью на десятки и сотни киловатт, расширяется и производство ВЭУ мегаваттного класса (табл. 2. 9).

Таблица 2.9. Ветроэнергоустановки 1 МВт и выше
(по данным энергокомпаний Европы)

ВЭУ	Страна	Установленная мощность, МВт
Nordex N-54/1000	Дания	1
NEG 2300-1000	Дания	1
Bonos 1MW	Дания	1
Ned Wind 55/1000	Нидерланды	1
Nordex N-60/1300	Дания	1,3
NEG NTK 1500/64	Дания	1,5
Enercon E-66/1500	Германия	1,5
Vestas V66-1650	Дания	1,65

2.1.3. ГЕОТЕРМАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ (ГеоТЭС)

Зона возможного строительства ГеоТЭС в России в основном ограничивается Камчаткой и Курилами. Потенциальная мощность ГеоТЭС составляет 1 млн. кВт. Основными месторождениями являются Паужетское, Мутновское, Киреунское и Нижне-Кошелевское. Общую картину с использованием действующих ГеоТЭС можно характеризовать данными табл. 2.10.

Таблица 2.10. Геотермальные электростанции

ГеоТЭС	Установленная мощность, МВт	Примечание
Паужетская	11	В перспективе намечается развитие до 20 МВт
Мутновская	60	В перспективе намечается ввод второй очереди
Верхне-Мутновская	12 + 25	
Остров Кунашир	0,5	
Итого по Камчатке	108,5	

2.1.4. ЭНЕРГИЯ МОРСКИХ ПРИЛИВОВ

В России с 1968 г. эксплуатируется одна приливная электростанция – Кислогубская ПЭС (400 кВт).

Запасы энергии приливов в России оцениваются в 270 млрд. кВт.ч в год. В европейской части страны энергия приливов может быть получена в Мезенском заливе Белого моря, на Дальнем Востоке – в Тугурском заливе Охотского моря.

2.1.5. СОЛНЕЧНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Солнечная энергия используется путем преобразования ее в электрическую и тепловую энергию. Суммарная установленная мощность СЭС в мире на уровне 2000 г. составила 0,4 ГВт, а тепловых установок – 1,5 ГВт. В России солнечные установки используются в системах бытовых и промышленных объектов (опреснители воды, сушильные камеры, горячее водоснабжение).

2.2. ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПОДСТАНЦИЯМ

Общие технические требования при проектировании и строительстве вновь сооружаемых подстанций, а также при проведении комплексной реконструкции и технического перевооружения действующих подстанций 330-750 кВ нового поколения сводятся к:

- применению современного основного электротехнического оборудования, имеющего повышенную эксплуатационную надежность;

- высокой степени автоматизации технологических процессов с контролем и управлением от удаленных центров управления (диспетчерских пунктов);
- высокому коэффициенту использования территории подстанций;
- минимальной протяженности кабельных трасс.

Подстанции нового поколения характеризуются значительным уменьшением объема эксплуатационного и ремонтного обслуживания с переходом в перспективе к работе без постоянного обслуживающего персонала, планированию и проведению ремонтов по фактическому состоянию оборудования.

Экономическая эффективность подстанций нового поколения обеспечивается:

- повышением надежности электроснабжения узлов нагрузки и отдельных потребителей;
- экономией эксплуатационных издержек;
- уменьшением потребности в земельных ресурсах.

Ниже приводятся основные технические требования, учет которых необходим при проектировании подстанций нового поколения.

1. Основное электрооборудование подстанций

Современные автотрансформаторы и трансформаторы должны иметь обоснованно сниженные величины потерь XX, КЗ, затрат электроэнергии на охлаждение, необходимую динамическую стойкость к токам КЗ, должны быть оснащены современными высоконадежными вводами (в том числе с твердой изоляцией), устройствами РПН, встроенными интеллектуальными датчиками и контроллерами, системами пожаротушения или предотвращения пожара. При обоснованности применять двухобмоточные автотрансформаторы.

В распределительных устройствах рекомендуется применять:

- Выключатели 110 – 750 кВ - элегазовые.
- Разъединители – с улучшенной кинематикой и контактной системой, с электродвигательным приводом.

При технико-экономической обоснованности применять элегазовые трехфазные комплектные распределительные устройства (КРУЭ) 110-750 кВ, размещаемые в закрытых помещениях, а также КРУЭ наружной установки (типа PASS) или КРУЭ контейнерного типа.

При технико-экономической обоснованности применять управляемые средства компенсации реактивной мощности, в том числе на базе современной силовой электроники.

При выборе оборудования преимущество отдавать типам с взрывобезопасным исполнением.

2. Главная схема электрических соединений

Электрические схемы всех напряжений подстанций должны быть обоснованно упрощены с учетом применения современного высоконадежного оборудования.

Для РУ 220 кВ и ниже в основном рекомендуется применять одинарные секционированные системы шин. Двойные и обходные системы шин, а также выключатели в количестве более одного на цепь применять только при специальном обосновании, в частности в недостаточно надежных и не резервированных электрических сетях.

Подключение резервных фаз автотрансформаторов и шунтирующих реакторов необходимо осуществлять с помощью джемперных схем (при помощи перемычек при снятом напряжении).

3. Нормативно-методическое сопровождение

При проектировании подстанций переменного тока с высшим напряжением 330-750 кВ следует руководствоваться «Общими техническими требованиями к подстанциям 330-750 кВ нового поколения» № ВВ-14 от 09.01.04 «ФСК ЕЭС», а также нормативными документами согласно приказу РАО «ЕЭС России» от 14.08.03 №422 «О пересмотре нормативно-технических документов и порядке их действия» в соответствии с Федеральным Законом «О техническом регулировании», в том числе новыми главами ПУЭ 7-го издания, «Рекомендациями по технологическому проектированию подстанций 35-1150 кВ» СО 153-34.47.2003 и другими действующими НТД и СНиП, а также новыми нормативно-техническими документами по мере их утверждения.

2.3. ТРАНСФОРМАТОРЫ И АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ

По состоянию на начало 2004 года общая установленная мощность трансформаторов (автотрансформаторов) напряжением 110 кВ и выше «ФСК ЕЭС» и АО-энерго составила 574 ГВ.А. Динамика роста установленной мощности за 1986-2003 годы и структура трансформаторной мощности по отдельным группам номинальных напряжений приведена на рис. 2.3.

Трансформаторы, установленные на подстанциях с высшим напряжением 330 кВ и выше, принадлежат «ФСК ЕЭС».

Подавляющая часть подстанций 110 (150)-220 кВ принадлежит АО-энерго, а также отраслям (Газпром, РЖД и др.) и отдельным владельцам.

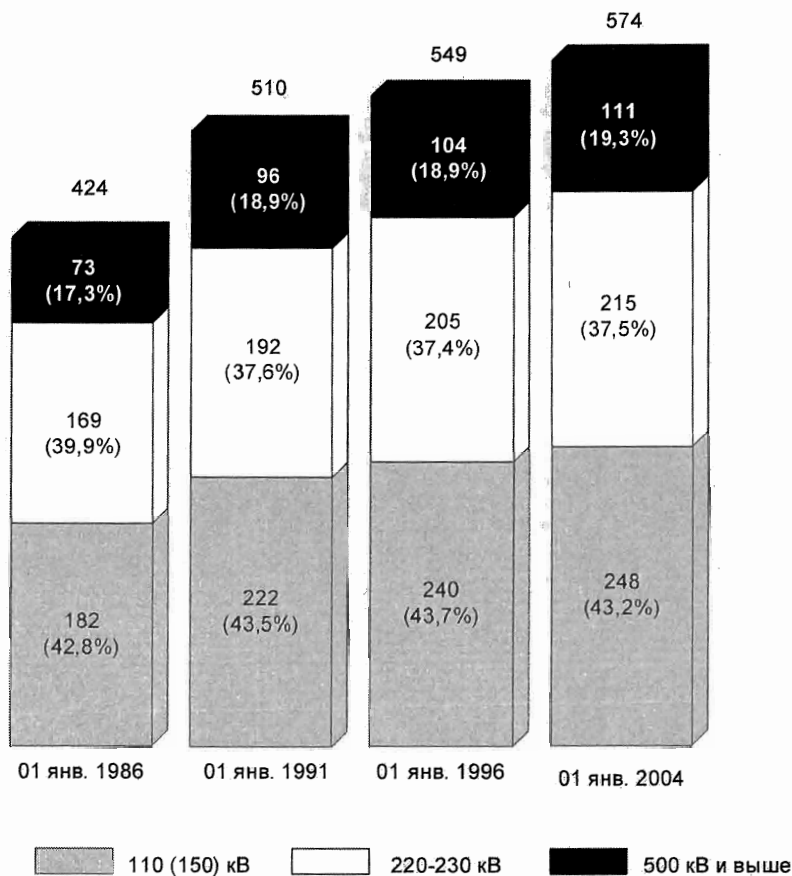


Рис. 2.3. Установленная мощность трансформаторов 110 кВ и выше в энергосистемах России за 1986 – 2003 гг., ГВ.А

2.3.1. ОСНОВНЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

Трансформаторы предназначены для преобразования посредством электромагнитной индукции одной или нескольких систем переменного тока в одну или несколько других систем переменного тока. Различают двух-, трех- и

многообмоточные трансформаторы, имеющие соответственно две, три и более гальванически не связанные обмотки. Передача энергии из первичной цепи трансформатора во вторичную происходит посредством магнитного поля.

Автотрансформатором называется трансформатор, две или более обмотки которого гальванически связаны так, что они имеют общую часть. Обмотки автотрансформатора связаны электрически и магнитно, и передача энергии из первичной цепи во вторичную происходит как посредством магнитного поля, так и электрическим путем.

Различают силовые трансформаторы общего назначения, предназначенные для включения в сети, не отличающиеся особыми условиями работы, или для непосредственного питания приемников электрической энергии, не отличающиеся особыми условиями работы, характером нагрузки или режимом работы, и силовые трансформаторы специального назначения, предназначенные для непосредственного питания сетей или приемников электроэнергии, если эти сети или приемники отличаются особыми условиями работы, характером нагрузки или режимом работы. К числу таких сетей и приемников электроэнергии относятся, например подземные рудничные и шахтные сети и установки, выпрямительные установки, электрические печи и т.п. В справочнике приводятся номинальные данные по силовым трансформаторам общего назначения: мощность, напряжение обмоток и т.д., обеспечивающие его работу в условиях, установленных нормативными документами.

Номинальной мощностью двухобмоточного трансформатора является номинальная мощность каждой из его обмоток, в трехобмоточном трансформаторе – наибольшая из номинальных мощностей трех его обмоток.

За номинальное напряжение обмотки принимается напряжение между соответствующими зажимами, связанными с данной обмоткой при холостом ходе трансформатора.

По исполнению трансформаторы могут быть трехфазными и однофазными. В трехфазном трансформаторе под обмоткой обычно понимают совокупность соединенных между собой обмоток одного напряжения разных фаз. В двухобмоточном трансформаторе различают обмотку высшего напряжения (ВН), присоединяемую к сети более высокого напряжения, и обмотку низшего напряжения (НН), присоединяемую к сети более низкого напряжения. Обмотку трансформатора, к которой подводится электрическая энергия, называют первичной, а обмотку, от которой энергия отводится, – вторичной. В трехобмоточном трансформаторе различают обмотки высшего (ВН), среднего (СН) и низшего (НН) напряжений.

По виду охлаждающей среды различают сухие трансформаторы и масляные. Трансформаторы с естественным воздушным охлаждением (сухие трансформаторы) обычно не имеют специальной системы охлаждения. В масляных трансформаторах в систему охлаждения входят бак трансформатора, заливаемый маслом, а для мощных трансформаторов еще и охладители, вентиляторы, масляные насосы, теплообменники и т.д.

Ряды номинальных мощностей, на которые разрабатываются трансформаторы по ГОСТ 9680-77, приведены ниже, кВ.А:

10	-	16	-	25
100	-	160	-	250
1000	-	1600	-	2 500
10 000	-	16 000	-	25 000
100 000	125 000	160 000	200 000	250 000
1000 000	1 250 000	1 600 000	2 000 000	2 500 000
-	40	-	63	-
-	400	-	630	-
3200	4000	-	6 300	-
32 000	40 000	-	63 000	80 000
-	400 000	500 000	630 000	800 000
3 150 000	4 000 000	5 000 000	6 300 000	8 000 000

2.3.2.СХЕМЫ И ГРУППЫ СОЕДИНЕНИЯ ОБМОТОК ТРАНСФОРМАТОРОВ

Схемы соединения обмоток трехфазного трансформатора обозначают в виде дроби, в числителе которой ставят обозначение схемы соединения обмотки ВН, а в знаменателе - обмотки НН. При наличии третьей обмотки СН, обозначение схемы соединения обмотки СН располагают между обозначениями схем соединения обмоток ВН и НН.

Наиболее часто встречающиеся схемы и группы соединений обмоток – в табл. 2.11 и 2.12.

Обозначение типов силовых и регулировочных трансформаторов приведены на рис. 2.4 и 2.5.

В названии новых трансформаторов буква Г опускается, так как все они исполняются грозоупорными. Некоторые трансформаторы 35 кВ в обозначении имеют букву А, означающую изготовление обмотки из алюминия.

Таблица 2.11. Схемы и группы соединений обмоток двухобмоточных трансформаторов

Напряжение обмоток ВН и НН, кВ	Трансформаторы					с расщепленной обмоткой НН независимо от мощности
	без расщепленной обмотки НН при мощности, МВ.А			независимо от мощности		
	0,1-0,63	1-6,3	10-16 (для СН)	10-80		
35/0,4	$\lambda \setminus \lambda_{Н-0}$	$\lambda \setminus \lambda_{Н-0}$	-	-	-	
35/0,69	$\Delta \setminus \lambda_{Н-11}$	$\lambda \setminus \lambda_{Н-0}$	-	-	-	
35/6,3-11	$\lambda \Delta-11$	$\lambda \Delta-11$	$\lambda_{Н\Delta}-11$ ($\lambda_{Н\Delta} \setminus \lambda-11$)	$\lambda \Delta-11$	$\lambda_{Н\Delta} \Delta \Delta-11-11$ $\Delta \Delta \Delta \Delta-0-0$ $\lambda_{Н\Delta} \Delta \Delta-11-11$	
110-500\NН	-	-	-	-	$\lambda_{Н\Delta}-11$	

Таблица 2.12. Схемы и группы соединений трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов (независимо от мощности)

Напряжение обмоток, кВ	Схема и группа соединений
115-230 (ВН); 38,5 (СН); 6,3; 11; 27,5 (НН)	$\lambda_{Н\Delta} \lambda_{Н\Delta} \Delta-0-11$
115-230 (ВН); 27,5 (СН); 6,3; 11 (НН)	$\lambda_{Н\Delta} \Delta \Delta-11-11$
230 и выше (ВН); 110 и выше (СН); 6-35 (НН)	$\lambda_{авт\Delta} \Delta-0-11$

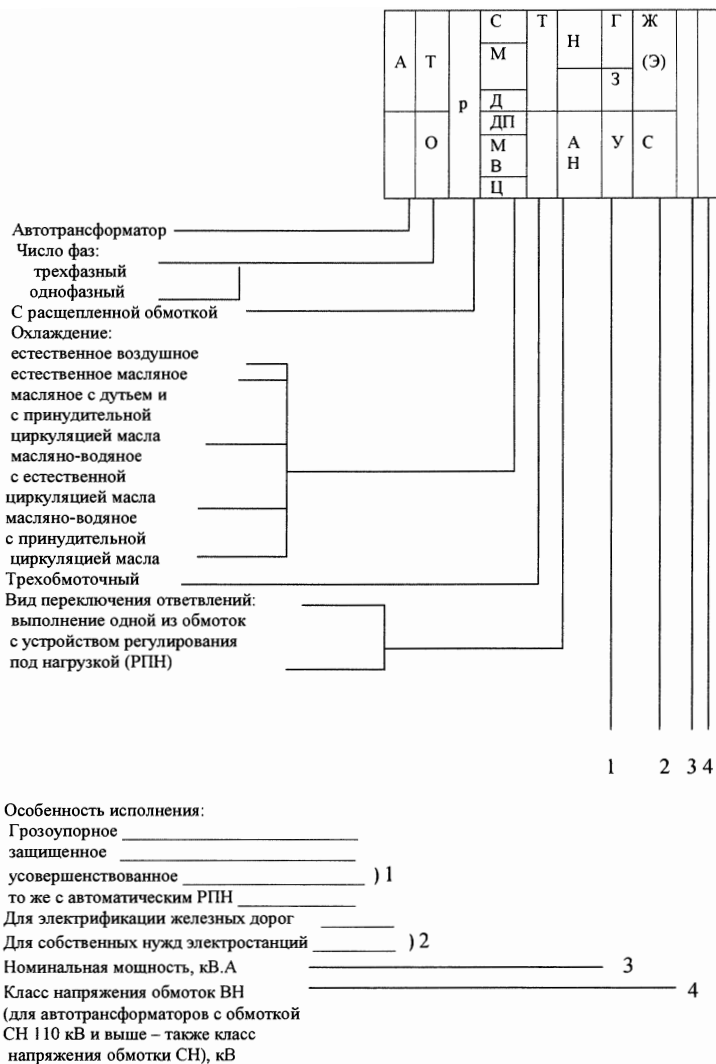


Рис. 2.4. Обозначение типов трансформаторов

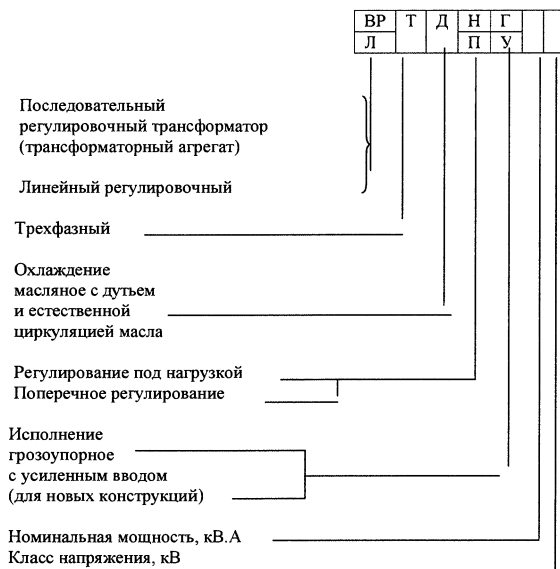


Рис. 2.5. Обозначение типов регулировочных трансформаторов

2.3.3. ПАРАЛЛЕЛЬНАЯ РАБОТА ТРАНСФОРМАТОРОВ

Параллельной работой двух или нескольких трансформаторов называется работа при параллельном соединении не менее чем двух основных обмоток одного из них с таким же числом основных обмоток другого трансформатора (других трансформаторов).

В целях правильного распределения нагрузки между параллельно работающими трансформаторами пропорционально их номинальным мощностям параллельная работа двухобмоточных трансформаторов рекомендуется для случаев:

1. равенство номинальных первичных и вторичных напряжений (допускается разность коэффициентов трансформации не более $\pm 0,5\%$);
2. тождественность групп соединения обмоток;
3. равенство напряжений короткого замыкания (допускается отклонение не более чем на $\pm 10\%$ средней величины).

При несоблюдении первого и второго условий в обмотках трансформаторов возникают уравнильные токи, которые в отдельных случаях, особенно при

несовпадении групп, могут достигнуть и даже превысить значения тока полного короткого замыкания. Несоблюдение третьего условия приводит к тому, что общая нагрузка распределяется между трансформаторами непропорционально их номинальным мощностям. Рекомендуется, чтобы отношение номинальных мощностей параллельно работающих трансформаторов не превышало 3:1.

2.3.4. ТРАНСФОРМАТОРЫ С РАСЩЕПЛЕННЫМИ ОБМОТКАМИ

Трансформаторы с расщепленными обмотками – трансформаторы у которых одна из обмоток разделяется на две или большее число гальванически не связанных частей, суммарная номинальная мощность которых равна номинальной мощности трансформатора, а напряжения короткого замыкания которых относительно другой обмотки практически равны, так что эти части допускают независимую нагрузку или питание. Такие обмотки, обычно обмотки НН, называются расщепленными. При коротком замыкании в цепи одной из частей расщепленной обмотки в обмотках трансформатора возникают токи и напряжения существенно меньшие, чем в том же трансформаторе с нерасщепленной обмоткой НН.

Преобразование переменного напряжения и тока, его повышение или понижение более экономично может быть осуществлено путем применения автотрансформатора. В отличие от трансформатора в автотрансформаторе для преобразования напряжения используется не только магнитная связь обмоток, но и их прямое или встречное соединение.

На преобразование напряжения при помощи автотрансформатора затрачивается меньше активных материалов, чем на преобразование, осуществляемое при помощи трансформаторов. Это снижает также потери мощности и электроэнергии.

2.3.5. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

В соответствии с ГОСТ 11677-85 и стандартами на трансформаторы различных классов напряжений и диапазонов мощностей большинство силовых масляных трансформаторов рассчитаны на регулирование, т.е. изменение в соответствии с заданным режимом, или стабилизацию напряжения на одной или двух обмотках. Различают трансформаторы с регулированием напряжения при отключенной нагрузке (переключение ответвлений обмоток без возбуждения – ПБВ) и с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). Регулировочные ответвления размещаются, как правило, у трансформаторов на стороне ВН (в нейтрали ВН), а у азтотрансформаторов -

на стороне СН (в линии СН) или в общей части гальванически связанных обмоток (в «нуле»).

Трансформаторы без регулирования напряжения предназначены для работы в блоке с генератором (напряжение регулируется на генераторе) или в блоке с дополнительным специальным регулировочным трансформатором.

2.3.6. НАГРУЗОЧНАЯ СПОСОБНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Нагрузочной способностью трансформаторов называется совокупность допустимых нагрузок и перегрузок трансформатора. Исходным режимом для определения нагрузочной способности является номинальный режим работы трансформатора на основном ответвлении при номинальных условиях места установки и охлаждающей среды, определяемых соответствующим стандартом или техническими условиями.

Допустимым режимом нагрузки называется режим продолжительной нагрузки трансформатора, при котором расчетный износ изоляции обмоток от нагрева не превышает износа, соответствующего номинальному режиму работы. Перегрузочным считается такой режим, при котором расчетный износ изоляции превосходит износ, соответствующий номинальному режиму работы.

Основанием для ограниченных во времени нагрузок работы трансформатора, в том числе и выше номинальной, является неполная нагрузка трансформатора в период, предшествующий допустимой нагрузке, и пониженная температура охлаждающей среды (воздуха или воды).

ГОСТ 14209-85 «Нагрузочная способность трансформаторов (и автотрансформаторов)», а также «Инструкция по эксплуатации автотрансформаторов» позволяют осуществить рациональную загрузку силовых трансформаторов и обеспечить оптимальный выбор мощности трансформаторов при проектировании подстанций. Вместе с тем, в настоящее время отсутствует «Методика выбора мощности трансформаторов при проектировании подстанций», соответствующая требованиям названных выше стандартов. В соответствии с «Рекомендациями по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» (Институт «Энергосетьпроект», СО 153-34.47.37-2003), утвержденных приказом Минэнерго России от 30.06.2003 №288 выбор мощности трансформаторов в общем случае должен осуществляться следующим образом:

- Мощность трансформаторов выбирается так, чтобы при отключении наиболее мощного из них на время ремонта или замены, оставшиеся в работе, с учетом их

допустимой, по техническим условиям на трансформаторы, перегрузки и резерва по сетям СН и НН, обеспечивали питание полной нагрузки.

- Трансформаторы с повышенной нагрузочной способностью (на основе применения форсированной системы охлаждения) мощностью до 100 МВА включительно класса напряжения 110 и 220 кВ выбираются в соответствии с действующими нормативными документами и заводскими инструкциями.

При росте нагрузок сверх расчетного уровня увеличение мощности подстанции производится, как правило, путем замены трансформаторов на более мощные. Установка дополнительных трансформаторов должна быть обоснована и согласована с заказчиком.

Решение о замене трансформаторов и автотрансформаторов, установке дополнительных или сохранении действующих принимается на основании данных о фактическом состоянии работающих трансформаторов, надежности их работы за истекший период, техническом уровне, фактическом сроке эксплуатации в отношении к нормативному сроку работы, росту нагрузок, развитию примыкающих электрических сетей и изменении главной схемы электрических соединений подстанции.

Автотрансформаторы, имеющие регулирование напряжения с помощью вольтодобавочных трансформаторов, включаемых в их нейтраль, заменяются на соответствующие автотрансформаторы, имеющие встроенное регулирование напряжения на стороне среднего напряжения автотрансформатора.

На подстанциях 220 кВ и выше, на которых в течение расчетного периода и последующих 5 лет не предусматривается нагрузка на напряжении 6 – 10 кВ, рекомендуется применение автотрансформаторов 220 кВ мощностью 63 или 125 МВ.А с третичным напряжением 0,4 кВ для питания собственных нужд подстанции.

Для замены устаревшей группы автотрансформаторов мощностью 3х167 МВ.А напряжением 500/220 кВ рекомендуется применение трехфазного двухобмоточного автотрансформатора мощностью 500 МВ.А указанного напряжения, при условии решения вопросов питания собственных нужд подстанций и транспортировки автотрансформатора.

На подстанциях 110 кВ с отдаленной перспективой роста нагрузки или с резко переменным графиком нагрузки рекомендуется применять трансформаторы с форсированной системой охлаждения, имеющие повышенную нагрузочную способность (материалы трансформаторных заводов).

На подстанциях 110 кВ с трехобмоточными трансформаторами при сочетании суммарных нагрузок по сетям среднего и низкого напряжения, не превышающих в

течение расчетного периода и последующих 5 лет номинальной мощности выбираемого трансформатора, целесообразно выбирать трансформатор с неполной мощностью обмоток среднего и низкого напряжения.

При замене одного из двух трансформаторов (автотрансформаторов) подстанции проверяются условия, обеспечивающие параллельную работу оставшегося в работе и нового трансформаторов в автоматическом режиме регулирования напряжения на соответствующей стороне. При применении линейных регулировочных трансформаторов проверяется их динамическая и термическая стойкость при КЗ на стороне регулируемого напряжения. В необходимых случаях предусматривается соответствующее реактивное сопротивление.

При неполной замене фаз группы однофазных автотрансформаторов возможность работы в одной группе старых и новых фаз автотрансформаторов, отличающихся значениями напряжений короткого замыкания, обосновывается специальными расчетами.

2.3.7. ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Классификация трансформаторов отечественного производства по габаритам приведена в табл. 2.13. В табл. 2.14 – 2.24 приведены основные каталожные и расчетные данные трансформаторов.

Таблица 2.13. Габариты трансформаторов

Габарит	Группа	Диапазон мощностей, кВ.А	Класс напряжения, кВ
I	1	До 20	До 35 включительно
	2	25 – 100	
II	3	160 – 250	
	4	400 – 630	
	5	1000	
III	6	1600 – 2500	
	7	4000 – 6300	
IV	8	10000 – 32000	
	9	Свыше 32000	
V	10	До 16000	110 и 150
	11	25000 – 32000	
VI	12	40000 – 63000	110 и 150
	13	До 63000	
VII	14	80000 – 200000	110 и 150
	15	80000 – 200000	
VIII	16	Свыше 200000	До 330 включительно
	17	Независимо от мощности	
	18	Для электропередач постоянного тока	
		независимо от мощности	Независимо от напряжения

Примечание. Трансформаторы, имеющие мощность или напряжение, не соответствующие стандартной шкале, относятся к габариту и группе ближайшей стандартной мощности или напряжения.

Таблица 2.14. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 35 кВ

Тип	Sном, МВ.А	Пределы регулиру- ния	Каталожные данные						Расчетные данные		
			Уном обмоток, кВ		u _к , %	ΔРк, кВт	ΔРх, кВт	Iх, %	Rт, Ом	Xт, Ом	ΔQх, квар
			ВН	НН							
ТМ-100/35	0,1	±2х1,5%	35	0,4	6,5	1,9	0,5	2,6	241	796	2,6
ТМ-160/35	0,16	±2х1,5%	35	0,4; 0,69	6,5	2,6; 3,1	0,7	2,4	127; 148	498	3,8
ТМ-250/35	0,25	±2х1,5%	35	0,4; 0,69	6,5	3,7; 4,2	1,0	2,3	72; 82	318	5,7
ТМН(ТМ) - 400/35	0,4	±6х1,5%	35	0,4; 0,69	6,5	7,6; 8,5	1,9	2,0	23,5; 26,2	126	12,6
ТМН(ТМ) - 630/35	0,63	±6х 1,5%	35	0,4; 0,69; 6,3; 11	6,5	11,6; 12,2	2,7	1,5	14,9; 14,2	79,6	15
ТМН(ТМ) - 1000/35	1	±6х 1,5%	35	0,4; 0,69; 6,3; 11	6,5	16,5; 18	3,6	1,4	7,9; 8,6	49,8	22,1
ТМН(ТМ) - 1600/35	1,6	±6х1,5%	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1	11,2; 12,4	49,2	17,6
ТМН(ТМ) -2500/35	2,5	±6х1,5%	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1	4,6; 5,1	31,9	27,5
ТМН(ТМ) -4000/35	4,0	±6х1,5%	35	6,3; 11	7,5	33,5	6,7	1,0	2,6	23	40
ТМН(ТМ) -6300/35	6,3	±6х1,5%	35	6,3; 11	7,5	46,5	9,2	0,9	1,4	14,6	56,7
ТД-10000/35	10	±2х2,5%	38,5	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,96	11,1	80
ТМН-10000/35	10	±9х 1,3%	36,75	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,88	10,1	80
ТДНС-10000/35	10	±8х1,5%	36,75	6,3; 10,5	8,0	60	12,5	0,6	0,81	10,8	60
ТД-16000/35	16	±2х2,5%	38,5	6,3; 10,5	8,0	90	21	0,6	0,52	7,4	96
ТДНС-16000/35	16	±8х1,5%	36,75	6,3—6,3; 10,5—10,5	10	85	18	0,55	0,45	8,4	88
ТРДНС-25000/35	25	±8х1,5%	36,75	6,3—6,3; 10,5—10,5	9,5	115	25	0,5	0,25	5,1	125
ТРДНС-32000/35	32	±8х1,5%	36,75	6,3—6,3; 10,5—10,5	11,5	145	30	0,45	0,19	4,8	144
ТРДНС-40000/35	40	±8х1,5%	36,75	6,3—6,3; 10,5—10,5	11,5	170	36	0,4	0,14	3,9	160
ТРДНС-63000/35	63	±8х1,5%	36,75	6,3—6,3; 10,5—10,5	11,5	250	50	0,3	0,1	2,5	220

Примечания: 1. Регулирование напряжения осуществляется на стороне ВН путем РПН или ПБВ
2. Трансформаторы типа ТМ, указанные в скобках, имеют ПБВ ±2х2,5% на стороне ВН.

Таблица 2.15. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип	Сном, МВ.А	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			Уном, кВ		u _{кз} , %	ΔРк, кВт	ΔРх, кВт	Iх, %	Rт, Ом	Xт, Ом	ΔQх, квар
			ВН	НН							
ТМН-2500/110	2,5	+10х1,5% - 8х1,5%	110	6,6; 11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
ТМН-6300/110	6,3	±9х1,78%	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
ТДН-10000/110	10	±9х1,78%	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
ТДН-16000/110	16	±9х1,78%	115	6,6; 11; 34,5	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
ТРДН-25000/110 (ТРДНФ-25000/110)	25	±9х1,78%	115	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
ТДНЖ-25000/110	25	±9х1,78%	115	27,5	10,5	120	30	0,7	2,5	55,5	175
ТД-40000/110	40	±2х2,5%	121	3,15; 6,3; 10,5	10,5	160	50	0,65	1,46	38,4	260
ТРДН-40000/110	40	±9х1,78%	115	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260
ТРДЦН-63000/110 (ТРДН)	63	±9х1,78%	115	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-10,5	10,5	260	59	0,6	0,87	22	410
ТРДЦНК-63000/110	63	±9х1,78%	115	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-10,5	10,5	245	59	0,6	0,8	22	378
ТДЦ-80000/110	80	±2х2,5%	121	6,3; 10,5; 13,8	10,5	310	70	0,6	0,71	19,2	480
ТРДЦН-80000/110 (ТРДН, ТРДЦНК)	80	±9х1,78%	115	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-10,5	10,5	310	70	0,6	0,6	17,4	480
ТДЦ-125000/110	125	±2х2,5%	121	10,5; 13,8	10,5	400	120	0,55	0,37	12,3	687,5
ТРДЦН-125000/110	125	±9х1,78%	115	10,5-10,5	10,5	400	100	0,55	0,4	11,1	687,5
ТДЦ-200000/110	200	±2х2,5%	121	13,8; 15,75;	10,5	550	170	0,5	0,2	7,7	1000
ТДЦ-250000/110	250	±2х2,5%	121	15,75	10,5	640	200	0,5	0,15	6,1	1250
ТДЦ-400000/110	400	±2х2,5%	121	20	10,5	900	320	0,45	0,08	3,8	1800

Примечания: 1. Регулирование напряжения осуществляется за счет РПН в нейтрали, за исключением трансформаторов типа ТМН-2500/110 с РПН на стороне НН и ТД с ПБВ на стороне ВН.

2. Трансформаторы типа ТРДН могут изготавливаться также с нерасщепленной обмоткой НН 38,5 кВ, трансформатор 25 МВ.А – с 27,5 кВ (для электрификации железных дорог).

Таблица 2.16. Трехфазные трехобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип	S _{ном} , МВ.А	Каталожные данные					
		U _{ном} , обмоток, кВ			u _к , %		
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
ТМТН-6300/110	6,3	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6
ТДТН- 10000/110	10	115	11,5; 22,0; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17	6
ТДТН-16000/110*	16	115	22,0; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17	6
ТДТН-25000/110	25	115	11; 22,0; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17,5	6,5
ТДТНЖ-25000/110	25	115	38,5; 27,5	6,6; 11; 27,5	10,5 (17)	17 (10,5)	6
ТДТН-40000/110*	40	115	11, 22; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5 (17)	17 (10,5)	6
ТДТНЖ-40000/110	40	115	27,5; 35,5	6,6; 11; 27,5	10,5 (17)	17 (10,5)	6
ТДТН-63000/110* (ТДЦТН, ТДТНМ)	63	115	11; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17	6,5
ТДТН-80000/110* (ТДЦТН, ТДЦТНК)	80	115	38,5	6,6; 11	11 (17)	18,5 (10,5)	7 (6,5)

Продолжение табл. 2.16

Тип	Каталожные данные			Расчетные данные						
	ΔР _к , кВт	ΔР _х , кВт	I _х , %	R _г , Ом			X _г , Ом			Q _х , квар
				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТМТН-6300/110	58	14	1,2	9,7	9,7	9,7	225,7	0	131,2	75,6
ТДТН- 10000/ 110	76	17	1,1	5	5	5	142,2	0	82,7	110
ТДТН-16000/110*	100	23	1,0	2,6	2,6	2,6	88,9	0	52	160
ТДТН-25000/110	140	31	0,7	1,5	1,5	1,5	56,9	0	35,7	175
ТДТНЖ-25000/110	140	42	0,9	1,5	1,5	1,5	57	0 (33)	33 (0)	225
ТДТН-40000/110*	200	43	0,6	0,8	0,8	0,8	35,5	0 (22,3)	22,3 (0)	240
ТДТНЖ-40000/110	200	63	0,8	0,9	0,9	0,9	35,5	0 (20,7)	20,7 (0)	320
ТДТН-63000/110* (ТДЦТН)	290	56	0,7	0,5	0,5	0,5	22,0	0	13,6	441
ТДТН-80000/110* (ТДЦТН, ТДЦТНК)	390	82	0,6	0,4	0,4	0,4	18,6 (21,7)	0 (10,7)	11,9 (0)	480

* При X_г обмотки СН, равно нулю, обмотки НН изготавливаются с U_{ном}, равным 6,3 или 10,5 кВ.

Примечание. Все трансформаторы имеют РПН±9х1,78% в нейтрали ВН, за исключением трансформатора ТНДТЖ-40000 с РПН±8х1,5 % на ВН. Трансформаторы ТДТН-10000, 16000, 25000, 40000, 63000/110 имеют также ПБВ на стороне 34,5 и 38,5 кВ ±(2х2,5%).

Таблица 2.17. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 150 кВ

Тип	S _{ном} , МВ.А	Пределы регулируе- ния	Каталожные данные						Расчетные данные		
			U _{ном} обмоток, кВ		u _{кз} , %	ΔP_k , кВт	ΔP_X , кВт	I _x , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ_X , квар
			ВН	НН							
ТДН-16000/150	16	$\pm 8 \times 1,5\%$	158	6,6; 11	11	85	21	0,8	8,3	172	128
ТРДН-32000/150	32	$\pm 8 \times 1,5\%$	158	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-10,5	10,5	145	35	0,7	3,54	82	224
ТРДН-63000/150	63	$\pm 8 \times 1,5\%$	158	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-10,5	10,5	235	59	0,65	1,48	41,6	410
ТЦ-250000/150, ТДЦ-250000/150	250	—	165	10,5; 13,8; 15,75	11	640	190	0,5	0,3	12	1250

Примечание. Регулирование напряжения осуществляется за счет РПН в нейтрали ВН (трансформаторы 16—63 МВ.А) или ПБВ (трансформатор 250 МВ.А).

Таблица 2.18. Трехфазные трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы 150 кВ

Тип	S _{ном} , МВ.А	Пределы ре- гулирования	Каталожные данные					
			U _{ном} , обмоток, кВ			u _{кз} , %		
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н
ТДТН-16000/150	16	$\pm 8 \times 1,5\%$	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6
ТДТН-25000/150	25	$\pm 8 \times 1,5\%$	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6
ТДТНЖ-25000/150	25	$\pm 8 \times 1,5\%$	158	27,5; 38,5	6,6; 11; 27,5	18	10,5	6
ТДТН-40000/150	40	$\pm 8 \times 1,5\%$	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6
ТДТН-63000/150	63	$\pm 8 \times 1,5\%$	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6
АТДТНГ-100000/150	100	$\pm 4 \times 2,5\%$	158	115	6,6	5,3	15	15

Продолжение табл. 2.18

Тип	Каталожные данные					Расчетные данные						ΔQ_x , квар
	ΔP_k , кВт			ΔP_x , кВт	I_x , %	R_t , Ом			X_t , Ом			
	В-С	В-Н	С-Н			ВН	СН	НН	ВН	СН	Н Н	
Т ДТН-16000/150	96	-	-	25	1,0	4,7	4,7	4,7	176	0	103,5	160
ТДТН-25000/150	145	-	-	34	0,9	2,9	2,9	2,9	112,5	0	67,5	225
ТДТНЖ-25000/150	145	-	-	34	0,9	2,9	2,9	2,9	112,5	0	67,4	225
ТДТН-40000/150	185	-	-	53	0,8	1,45	1,45	1,45	70	0	42,2	320
ТДТН-63000/150	285	-	-	67	0,7	0,9	0,9	0,9	44,7	0	26,8	431
АТДТНГ- 100000/150	310	235	230	75	1,5	0,54	0,2	14,2	6,6	6,6	30,9	1500

Примечания: 1. Для автотрансформатора мощность обмотки НН равна 20 % номинальной.

2. Регулирование напряжения осуществляется за счет РПН в нейтрали ВН или (для автотрансформатора 100 МВ.А) на стороне СН.

Т а б л и ц а 2.19. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 220 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВ.А	Пределы регулиру- ния	Каталожные данные					Расчетные данные			
			Уном обмоток, кВ		u_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R_t , Ом	X_t , Ом	ΔQ_x , квар
			ВН	НН							
ТРДН-40000/220	40	$\pm 8 \times 1,5\%$	230	6,6-6,6; 11-11	12	170	50	0,9	5,6	158,7	360
ТРДЦН- 63000/220 (ТРДН)	63	$\pm 8 \times 1,5\%$	230	6,6-6,6; 11-11	12	300	82	0,8	3,9	100,7	504
ТДЦ-80000/220	80	$\pm 2 \times 2,5\%$	242	6,3; 10,5; 13,8	11	320	105	0,6	2,9	80,5	480
ТРДЦН- 100000/220	100	$\pm 8 \times 1,5\%$	230	11-11; 38,5	12	360	115	0,7	1,9	63,5	700
ТДЦ-125000/220	125	$\pm 2 \times 2,5\%$	242	10,5; 13,8	11	380	135	0,5	1,4	51,5	625
ТРДЦН- 160000/220	160	$\pm 8 \times 1,5\%$	230	11-11; 38,5	12	525	167	0,6	1,08	39,7	960
ТДЦ-200000/220	200	$\pm 2 \times 2,5\%$	242	13,8; 15,75; 18	11	580	200	0,45	0,77	32,2	900
ТДЦ-250000/220	250	—	242	13,8; 15,75	11	650	240	0,45	0,6	25,7	1125
ТДЦ-400000/220	400	—	242	13,8; 15,75; 20	11	880	330	0,4	0,29	16,1	1600
ТЦ-630000/220	630	—	242	15,75; 20	12,5	1300	380	0,35	0,2	11,6	2205
ТЦ-1000000/220	1000	—	242	24	11,5	2200	480	0,35	0,2	6,7	3500

Примечания: 1. Регулирование напряжения осуществляется в нейтрали ВН. 2. Трансформаторы с расщепленной обмоткой могут изготавливаться также с нерасщепленной обмоткой НН на 38,5 кВ.

Таблица 2.20. Трехфазные трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы 220 кВ

Тип	Сном, МВ.А	Пределы регулирования	Каталожные данные					
			Уном, обмоток, кВ			u _к , %		
			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
ТДТН-25000/220	25	±12х1%	230	38,5	6,6; 11	12,5	20	6,5
ТДТНЖ-25000/220	25	±8х1,5%	230	27,5; 38,5	6,6; 11; 27,5	12,5	20	6,5
ТДТН-40000/220	40	±12х1%	230	38,5	6,6; 11	12,5	22	9,5
ТДТНЖ-40000/220	40	±8х1,5%	230	27,5; 38,5	6,6; 11; 27,5	12,5	22	9,5
АТДЦТН-63000/220/110	63	±6х2%	230	121	6,6; 11; 27,5; 38,5	11	35,7	21,9
АТДЦТН-63000/220/110/0,4*	62 63	±8х1,5% ПБВ на 0,4 кВ- ±2х2,5%	230	121	0,4	11		
АТДЦТН-125000/220/110 (в знаменателе — выпуск после 1985 г.)	125	±6х2%	230	121	6,3; 6,6; 10,5; 11; 38,5	11/ 11	31/ 45	19/ 28
АТДЦТН-125000/220/110/0,4*	125	±6х2% ПБВ на 0,4 кВ- ±2х2,5%	230	121	0,4	11	14	14
АТДЦТН-200000/220/110	200	±6х2%	230	121	6,3; 6,6; 10,5; 11; 15,75; 38,5	11	32	20
АТДЦТН - 250000/220/110	250	±6х2%	230	121	10,5; 38,5	11,5	33,4	20,8

* Предназначены для связи электрических сетей напряжением 220 и 110 кВ и питания собственных нужд подстанции мощностью 0,63 и 1,25 МВ.А напряжением 0,4 кВ соответственно автотрансформаторов АТДЦТН-63000/220/110/0,4 и АТДЦТН-125000/220/110/0,4

Продолжение табл. 2.20

Тип	Каталожные данные					Расчетные данные						ΔQх, квар
	ΔРк, кВт			ΔРх, кВт	Iх, %	Rг, Ом			Xг, Ом			
	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН-25000/220	135	—	—	50	1,2	5,7	5,7	5,7	275	0	148	300
ТДТНЖ-25000/220	135	—	—	50	1,2	5,7	5,7	5,7	275	0	148	300
ТДТН-40000/220	220	—	—	55	1,1	3,6	3,6	3,6	165	0	125	440
ТДТНЖ-40000/220	240	—	—	66	1,1	3,9	3,9	3,9	165	0	125	440
АТДЦТН-63000/220/110	215	—	—	45	0,5	1,4	1,4	2,8	104	0	195,6	315

Тип	Каталожные данные					Расчетные данные						ΔQ_x , квар
	ΔP_k , кВт			ΔP_x , кВт	I_x , %	R_t , Ом			X_t , Ом			
	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АТДЦТН-63000/220/ 110/0,4	180	-	-	33	0,4	1,2	1,2	120	104	0		
АТДЦТН- 125000/220/110 (в знаменателе — выпуск после 1985 г.)	290/ 305	—	—	85/ 65	0,5	0,5/ 0,52	0,5/ 0,52	1,0/ 3,2	48,6/ 49,0	0	82,5/ 131	625
АТДЦТН- 125000/220/110/0,4	305	-	-	54	0,25	0,52	0,52	52	49	0		
АТДЦТН- 200000/220/110	430	—	—	125	0,5	0,3	0,3	0,6	30,4	0	54,2	1000
АТДЦТН- 250000/220/110	520	—	—	145	0,5	0,2	0,2	0,4	25,5	0	45,1	1250

Примечания: 1. Для автотрансформаторов мощность обмотки НН равна 50 % от номинальной. 2. Регулирование напряжения осуществляется за счет РПН в нейтралей ВН ($\pm 8 \times 1,5\%$; $\pm 12 \times 1\%$) или на стороне СН ($\pm 6 \times 2\%$).

Таблица 2.21. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 330 кВ

Тип	S _{ном} , МВ.А	Пределы регули- рования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			Уном обмоток, кВ		u _к , %	ΔР _к , кВт	ΔР _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , квар
			ВН	НН							
ТРДНС-40000/330	40	±8х1,5%	330	6,3-6,3;6,3-10,5; 10,5-10,5	11	180	80	1,4	12,3	299	560
ТРДЦН-63000/330	63	±8х1,5%	330	6,3-6,3;6,3-10,5; 10,5-10,5	11	265	120	0,7	7,3	190	441
ТДЦ- 125000/330	125	—	347	10,5; 13,8	11	360	145	0,5	2,78	106	625
ТДЦ-200000/330	200	—	347	13,8; 15,75; 18	11	560	220	0,45	1,68	66,2	900
ТДЦ-250000/330	250	—	347	13,8; 15,75	11	605	240	0,45	1,2	52,9	1125
ТЦС-400000/330, ТДЦ-400000/330	400	—	347	15,75; 20	11	810	365	0,4	0,6	33	1600
ТЦ-630000/330	630	—	347	15,75; 20; 24	11	1300	405	0,35	0,4	21	2205
ТЦ-1000000/330	1000	—	347	24	11,5	2200	480	0,4	0,26	13,2	4000
ТЦ- 1250000/330	1250	—	347	24	14	2300	750	0,75	0,2	10,6	5375

Таблица 2.22. Трехфазные и однофазные автотрансформаторы 330 кВ

Тип	S _{ном} , МВ.А	Каталожные данные								
		U _{ном} , обмоток, кВ			u _к , %			ΔР _к , кВт		
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н	В-С	В-Н	С-Н
АТДЦТН-125000/330/110	125	330	115	6,3; 10,5; 15,75; 38,5	10	35	24	370	-	-
АТДЦТН-200000/330/110	200	330	115	6,6; 10,5; 38,5	10	34	22,5	600	-	-
АТДЦТН-250000/330/150	250	330	158	10,5; 38,5	10,5	54	42	660	490	400
АТДЦТН-240000/330/220	240	330	242	11; 38,5	7,3/ 9,6	70/ 74	60	430/ 560	260	250
АО ДЦТН-133000/330/220	133	330/√3	230/√3	10,5; 38,5	9	60,4	48,5	280	125	105

Продолжение табл. 2.22

Тип	Каталожные данные					Расчетные данные			
	ΔР _к , кВт	I _к , %	R _т , Ом			X _т , Ом			ΔQ _к , квар
			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АТДЦТН-125000/330/110	115	0,5	1,3	1,3	2,6	91,5	0	213,4	625
АТДЦТН-200000/330/110	180	0,5	0,8	0,8	2,0	58,5	0	126,6	1000
АТДЦТН-250000/330/150	165	0,5	1,07	0,08	4,3	49	0	186,2	1250
АТДЦТН-240000/330/220	130	0,5	0,4/ 0,53	0,4/ 0,53	7,3/ 7,2	39,2/ 59,2	0	278,4/ 312,1	1200
АОДЦТН- 133000/330/220	55	0,15	0,62	0	3,5	28,7	0	136,5	599

Примечания: 1. Для автотрансформаторов мощность обмотки НН составляет 50 % номинальной, за исключением автотрансформаторов мощностью 200 и 250, 240 и 133 МВ.А, для которых она составляет 40 и 25 % номинальной соответственно.

2. Регулирование напряжения осуществляется на стороне СН за счет РПН ±6х2%, за исключением автотрансформатора мощностью 240 МВ.А, который регулирования не имеет.

Таблица 2.23. Трехфазные и однофазные двухобмоточные трансформаторы 500—750 кВ (без регулирования напряжения)

Тип	Сном, МВ.А	Каталожные данные						Расчетные данные (на три фазы)		
		Уном обмоток, кВ		u _к , %	ΔР _к , кВт	ΔРх, кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , квар
		ВН	НН							
ТДЦ-250000/500, ТЦ- 250000/500	250	525	15,75	13	600	250	0,45	2,65	143	1125
ТДЦ-400000/500, ТЦ- 400000/500	400	525	13,8; 15,75; 20	13	800	350	0,4	1,4	89,5	1600
ТЦ-630000/500	630	525	15,75; 20; 24	14	1300	500	0,35	0,9	61,3	2205
ТЦ- 1000000/500	1000	525	24	14,5	2000	600	0,38	0,55	40	3800
ОЦ-533000/500 *	533	525/√3	15,75; 24	13,5	1400	300	0,3	0,45	23,3	4797
ОРЦ-417000/750 *	417	787/√3	20; 24	14	800	400	0,3	0,96	69,3	3753

* Обмотка НН выполняется расщепленной на две мощностью 50 % каждая.

Таблица 2.24. Трехфазные и однофазные автотрансформаторы 500-750-1150 кВ

Тип	Сном, МВ.А	Пределы регулирования	Каталожные данные					
			Уном, обмоток, кВ			S обмоток, %		
			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
АТДЦТН-250000/500/110	250	±8х1,4% РПН в нейтрале ВН	500	121	10,5; 11; 38,5	100	100	40
АТДЦТН-500000/500/220	500	+8х1,25% -8х1,25% РПН в линии СН	500	—	230	100	—	100
АО ДЦТН-167000/500/220	167	±6х2,1% РПН в линии СН	500/√3	230/√3	11; 13,8; 15,75; 20; 38,5	100	100	30; 40; 50
АОДЦТН-167000/500/330	167	±8х1,5% РПН в линии СН	500/√3	330/√3	10,5; 38,7	100	100	20

Продолжение табл. 2.24

Тип	Сном, МВ.А	Пределы регулиро- вания	Каталожные данные					
			Уном обмоток, кВ			S обмоток, %		
			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
АОДЦТН- 267000/500/220	267	±8х1,4% РПН в линии СН	500/√3	230/√3	10,5; 15,5; 20,2	100	100	25; 30; 45
АОДЦТН- 333000/750/330	333	±10% РПН в линии СН	750/√3	330/√3	15,75	100	100	36
АО ДЦТН – 417000/750/500	417	±5% РПН в нейтрале ВН	750/√3	500/√3	10,5; 15,75	100	100	12; 8
АО ДЦТ- 667000/1150/500	667	—	1150/√3	500/√3	20	100	100	27

Продолжение табл. 2.24

Тип	Каталожные данные						Расчетные данные (на три фазы)						
	u _к , %			ΔР _к , кВт	ΔР _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом			X _т , Ом			ΔQ _х , квар
	ВН-СН	ВН-НН	СН- НН				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АТДЦТН- 250000/500/110: выпуска до 1985 г. после 1985 г.	10,5 13	24 33	13 18,5	550 640	270 230	0,45 0,45	1,7 2,28	0,47 0,28	3,52 5,22	107,5 137,5	0 0	132,5 192,5	1125 1125
АТДЦТН- 500000/500/220	11,5	—	—	1050	230	0,3	1,05 0,65	1,05 0,32	— 2,8	57,5	—	—	1500
АОДЦТН- 167000/500/220	11	35	21,5	325	125	0,4	0,58 0,66	0,39 0,31	2,9 2,7	61,1	0	113,5	2004
АОДЦТН- 167000/500/330	9,5	67	61	320	70	0,3	0,48	0,48	2,4	38,8	0	296	1503
АОДЦТН- 267000/500/220	11,5	37	23	490	150	0,35	0,28	0,28	1,12; 0,6	39,8	0	75,6	2803
АОДЦТН- 333000/750/330	10	28	17	580	250	0,35	0,49	0,49	1,36	59,1	0	98,5	3497
АОДЦТН- 417000/750/500	11,5	81	68	700	280	0,2	0,12	0,12	2,2; 3,24	55,1	0	309	2502
АОДЦТ- 667000/1150/500	11,5	35	22	1250	350	0,35	0,83	0,42	3,7	80,9	0	150,4	7004

Таблица 2.25. Последовательные регулировочные трансформаторы

Сном, МВ.А	Тип регулирующего трансформатора	Тип силового автотрансформатора	Каталожные данные									Расчетные данные $\Delta Q_{ст}$, квар
			Номинальное напряжение автотрансформатора, кВ			Номинальные напряжения обмоток, кВ		u_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	
			ВН	СН	НН	возбуждающей	регулирующей					
240	ВРТДНУ- 240000/35/35	АТДЦПТ- 240000/220 АТДЦПТ- 240000/330 (АТДЦТ)	230	121	11	11	$\pm 24,2$	10,9- 0- 10,5	154	40	3,8	9120
			230	121	38,5	38, 5	$+24,9 \div -26,2$	11,1- 0- 11,3	178	47	3,8	9120
			330	165	11	11	$\pm 33,8$	11,8- 0- 11,8	183	40	3,8	9120
			330	242	11	11	$+31,4 \div -33,1$	10-0- 10,1	85	30	4,0	9600
			347	242	11	11	$+38,3 \div -40,4$	12,8- 0- 13	132	29	3,8	9120
			347	242	38,5	38,5	$+24,9 \div -26,2$	11,1- 0- 11,3	178	47	3,8	9120
92	ОДЦПН- 92000/150	АОДЦПН- 333000/750/3 30	750/ $\sqrt{3}$	330/ $\sqrt{3}$	15,75	-	-	6,67	185	110	0,7	644

Таблица 2.26. Линейные регулировочные трансформаторы

Тип	Сном, МВ.А	Уном, кВ	Каталожные данные							Расчетные данные		
			Р _к , кВт		Р _х , кВт		I _х , %			Х, Ом	ΔQст, квар	
			Положение переключателя								Положение переключателя	
			1	23	1; 23	11—13	1	11—13	1; 23		11—13	
ЛТМН-16000/10	16	6,6; 11	35	20	9,5	3,5	5	2,35	0,04-0,1	800	376	
ЛТДН-40000/10 (ЛТЦН)	40	6,6; 11	70	38	18,5	7	3,5	2,5	0,02-0,04	1400	1000	
ЛТДН-63000/35	63	38,5	110	60	25	12	3,1	2,1	0,33	1953	1323	
ЛТДН- 100000/35	100	38,5	140	75	40	16	3,5	1,5	0,2	3500	1500	

Примечание. Каталожные и расчетные данные приведены к $U_{ном}$ и проходной мощности. Положения 1 и 23 соответствуют максимальному и минимальному напряжениям $\pm 10 \times 1,5\% U_{ном}$; 11—13 — нулевые положения переключателя.

2.4. КОММУТАЦИОННАЯ АППАРАТУРА

Коммутационные аппараты предназначены для присоединения отдельных элементов электрической части электростанций и подстанций, а также для присоединения к ним линий электропередачи.

В электрических сетях 35 кВ и выше основным коммутационным аппаратом является выключатель.

Выключатели служат для включения и отключения токов, протекающих в нормальных и аварийных режимах работы электрической сети. Наиболее тяжелые условия работы выключателя возникают при отключении токов короткого замыкания.

Основные типы выключателей, используемые для коммутации электрических цепей:

- *Масляные выключатели.* В этих аппаратах дугогасительное устройство заполнено трансформаторным маслом. Гашение электрической дуги осуществляется путем эффективного ее охлаждения потоками газа, возникающего при разложении масла дугой.
Наиболее широкое распространение получили маломасляные выключатели на напряжении 10 - 20 кВ и 110 - 220 кВ.
- *Электромагнитные выключатели.* На электрическую дугу, возникающую в процессе отключения, действует магнитное поле, которое загоняет дугу в керамическую гасительную камеру. Охлаждение дуги в камере создает условия для ее гашения. Электромагнитные выключатели выпускаются на напряжении 6-10 кВ.
- *Воздушные выключатели.* Гашение дуги осуществляется потоком сжатого воздуха. Номинальное напряжение до 1150 кВ.
- *Элегазовые выключатели.* Гашение дуги производится потоком элегаза, либо путем подъема давления в камере за счет дуги, горящей в замкнутом объеме газа. Применяются на все классы напряжения.
- *Вакуумные выключатели.* Контакты расходятся в вакууме. Вакуумные выключатели применяются при напряжении до 110 кВ.

Обозначения типов выключателей приведены на рис. 2.6.

Основные характеристики масляных, воздушных, вакуумных и элегазовых выключателей 35-1150 кВ приведены в табл. 2.27 – 2.32, характеристики отделителей и короткозамыкателей - в табл. 2.33.

Скорости восстанавливающего напряжения (СВН) воздушных выключателей, гарантируемые заводами-изготовителями, указаны в ГОСТ 687-78. Значения скорости восстанавливающего напряжения, имеющиеся в заводских материалах, приведены в табл. 2.29.

Выключатель _____ **В**
 Воздушный _____ **В**
 Выключатель-отключатель _____ **ВО**
 Наружной установки _____ **Н**
 Баковый _____ **Б**
 Тропического исполнения _____ **Т**
 Крупномодульный _____ **К**
 Давление сжатого воздуха повышено _____ **Д**
 Усиленный по СВН _____ **У**
 Модернизированный _____ **М**
Элегазовый _____ **Э**
 Комбинированный _____ **К**
 Класс напряжения, кВ _____
 Категория изоляции _____ **А/Б**

а)

Завод-изготовитель _____ **Уральский** **У**
 _____ **Свердловский** **С**
Выключатель _____ **В**
Масляный или маломасляный _____ **М**
 Колонковый _____ **К**
 Подстанционный _____ **П**
 Трехполосный _____ **Т**
 Дистанционный _____ **Д**
 Электромагнитный привод _____ **Э**
 Класс напряжения, кВ _____
 Категория изоляции _____ **А/Б**

б)

Рис. 2.6. Обозначение типов выключателей: а – воздушные и элегазовые; б – масляные

Таблица 2.27 Выключатели 6—20 кВ

Тип	U _{ном} , кВ	I _{ном} , А	S _{откл} , МВ.А	I _{откл} , кА	i _{уд} , кА	t _{откл} , с	t _{вкл} , с
Масляные							
МГУ-20	20	5000	3000	90	300	0,155	0,8
МГТ-10	10	5000	1000	63	170	0,12	0,4
		5000; 4000; 3200	750	45	120	0,12	0,4
ВМГЭ-10	10	630; 1000; 1600; 3200	550	31,5	80	0,12	0,3
ВКЭ-10	10	1600; 1000; 630	550	31,5	80	0,07	0,3
		1600; 1000; 630	350	20	52	0,07	0,3
ВК-10	10	1600; 1000; 630	550	31,5	80	0,05	0,075
		1600; 1000; 630	350	20	52	0,05	0,075
ВГПМ-10	10	1000; 630	350	20	52	0,1	0,3
		630; 400	280	16	40	0,1	0,3
ВГПМТ-10	10	1000; 630	350	20	52	0,12	0,3
		630, 400	280	16	40	0,12	0,3
ВММ-10	10	400	170	10	25	0,1	0,2
Воздушные							
ВВГ-20	20	20000; 12500	5500	160	410	0,14	0,1
ВЭ-10	10	3600; 2500 1600; 1250	550	31,5	80	0,075	0,075
		3600; 2500 1600; 1250	350	20	52	0,075	0,075
Вакуумные							
ВВТЭ-М-10	10	630-1600	220; 350; 550	12,5; 20; 31,5		0,04	
ВВПС-10					0,055		
ВВЭ-М-10					0,04		
ВВПВ-10					0,035		
ВБЧ-СП-10			350; 550	20; 31,5		0,04	
ВБЧ-СЭ-10						0,04	
ВВСК-10						0,05	
ВВЭ-М-10		2000-3150	550; 700	31,5... 40		0,05	

Продолжение табл. 2.27

Тип	U _{ном} , кВ	I _{ном} , А	S _{откл} , МВ.А	I _{откл} , кА	i _{уд} , кА	t _{откл} , с	t _{вкл} , с
Элегазовые							
LF1	6.3	630; 1250	270; 340	25; 31,5		0,7	
	10		430; 550				
LF2	6.3	630; 1250; 2000	440	40			
	10		550	31,5			

Таблица 2.28. Масляные выключатели 35—220 кВ

Тип	I _{ном} , А	S _{откл} , МВ.А	I _{откл} , кА	i _{уд} , кА	t _{откл} , с	t _{вкл} , с
35 кВ						
С-35	3200, 2000	3000	50	127	0,08	0,7
МКП-35*	1000	1200 1500	20 25	51 64	0,05	0,4
ВМКЭ-35	1000	1000	16	41	0,11	0,35
ВТ-35	630	750	12,5	31	0,15	0,34
ВТД-35	630	750	12,5	31	0,09	0,34
С-35М*	630	600	10	26	0,04	0,3
110 кВ						
У-110А(Б)	2000	9500	50	135	0,05	0,3
	2000	8000	40	102	0,06	0,8
ММО-110Б	1600	6000	31,5	79	0,08	0,08
	1250	3800	20	52	0,08	0,08
ВМГ-110Б*	1600; 2150	3800	25		0,08	0,6
		6000	31,5			
		8000	40			
МКП-110Б	1000, 630	3800	20	52	0,05	0,6
220 кВ						
У-220 А (Б)	2000	16000	40	102	0,08	0,45 0,8
У-220 А (Б) *	2000	9500	25	64	0,08	0,45
	1000	9500	25	64	0,08	0,8
У-220 Б	1000	9500	25	64	0,08	0,8
ВМГ-220	1600; 2150	9500	25		0,08	0,6
		12000	31,5			
		16000	40			

* Выпускаются в исполнении ХЛ.

Таблица 2.29 Воздушные выключатели 35 – 750 кВ

Тип	$I_{ном}$, А	$S_{откл}$, МВ.А	$I_{откл}$, кА	$i_{зд}$, кА	$t_{откл}$, с	$t_{вкл}$, с	Скорость восстановления напряжения, кВ/мкс
35 кВ							
ВВЭ-35*	1600	1200	20	52	0,05	0,28	
ВВУ-35А *	2000; 3150	2400	40	102	0,07	0,15	Не ограничена
110— 150 кВ							
ВВБК-110Б	3150	9500	50	128	0,045	0,3	1,5
ВВУ-110Б	2000	8000	40	102	0,08	0,2	Не ограничена
ВВБМ-110Б*	2000	6000	31,5	102	0,07	0,2	1,0
ВВБТ-110Б	1600	6000	31,5	102	0,06	0,2	1,2
ВВБК-150Б	3150	10000	35,5	102	0,07	0,2	1,4
220 кВ							
ВНВ-220	3150	25000	63	162	0,04	0,1	1,8
	3150	16000	40	162	0,04	0,1	1,4
ВВБК-220Б	3150	21 000	56	143	0,025	0,3	1,6
ВВД-220Б *	2000	15000	40	102	0,08	0,25	2,0
ВВС-220Б*							
ВВБ-220Б	2000	12000	31,5	102	0,08	0,2	1,2
ВВБТ-220Б	1600	12000	31,5	102	0,08	0,25	1,2
330 кВ							
ВНВ-330Б	3150	36000	63	162	0,04	0,1	2,0
ВНВ-330	4000	25000	40	128	0,025	0,1	1,5
	3150	36000	63	162			
ВВБК-330	3150	25000	40	128	0,04	0,08	1,5
ВВД-330 Б	3200	25000	40	102	0,08	0,25	1,2
		18000	31,5	80			
ВВ-330Б	2000	18000	31,5	80	0,05	0,23	1,2

Продолжение табл. 2.29

Тип	$I_{ном}$, А	$S_{откл}$, МВ.А	$I_{откл}$, кА	$i_{зд}$, кА	$t_{откл}$, с	$t_{вкл}$, с	Скорость вос- станавливаю- щегося на- пряжения, кВ/мкс
ВВДМ-330Б	3150	29000	50	128	0,06	0,25	
500 кВ							
ВНВ-500 *	4000	55000	63	162	0,025	0,1	2,4
ВВБК-500(А)	3150	43000	50	128	0,025	0,3	2,1
ВНВ-500 *	3150	36500	40	162	0,04	0,1	1,8
	4000	55000	63	162	0,04	0,1	
ВВЕ-500 (АБ)	2000	31000	35,5	102	0,08	0,25	1,5
ВВ-500 (АБ)	2000	30000	35,5	80	0,055	0,25	1,5
750 кВ							
ВНВ-750	4000, 3150	55000	40	162	0,025	0,1	2,6
ВВЕ-750	3200	55000	40	135	0,06	0,15	2,0
ВО-750	500	55000	40	102	0,025	0,1	2,0
1150 кВ							
ВНВ-1150	4000	80000	40	102	0,03	0,1	2,6
ВО-1150	600	80000	40	102	0,03	0,1	2,6

* Выпускаются в исполнении ХЛ.

Таблица 2.30. Выключатели вакуумные

Тип	$I_{ном}$, А	$S_{откл}$, МВ.А	$I_{откл}$, кА	$i_{зд}$, кА	$t_{откл}$, с	$t_{вкл}$, с
35 кВ						
ВБНТ-35	630	1200 2100	20; 35	52	0,05	0,06
ВБУ-35	1000 1250 1600	300	5	80	0,085	0,4

Продолжение табл. 2.30

ВБН-35П	1600	1200	20	52	0,05	0,06
110 кВ						
ВБЭ-110	1600	3800; 6000	20; 31,5	51; 80	0,07	0,1
ВБУ-110	1000 1250 1600	300	5	80	0,085	0,4

Таблица 2.31. Выключатели элегазовые

Тип	$I_{ном}$, А	$S_{откл}$, МВ.А	$I_{откл}$, кА	$i_{уд}$, кА	$t_{откл}$, с	$t_{вкл}$, с	Примечание
35 кВ							
ВГБЭ-35 ВГБЭП-35	630	750	12,5	32	0,04	0,1	
110 кВ							
ВГТ-110	2500	8000	40	102	0,035	0,062	УЭТМ
ВЭБ-110	2000 2500	8000	40	102	0,035	0,08	УЭТМ и ЭМЗ
ЛТВ -14501	3150	8000	40	100	0,022	0,04	АББ
145 PM	3000	8000	40	100	0,03	0,065	АББ
3APIFG- 145	до 4000	8000	40	102	0,035	0,063	Siemens
3APIDT-145	до 4000	8000	40	108	0,034	0,057	Siemens
HGF 1012	2500; 4000	6300 8000	31,5; 40	80 100	0,028	0,1	Alstom
220 кВ							
ВГТ-220	2500	16000	40	102	0,035	0,062	УЭТМ
ВГБУ-220	2000	16000	40	102	0,035	0,07	УЭТМ и ЭМЗ
HPL 245B1	5000	20000	50	125	0,019	0,065	АББ
242 PMR	4000	16000	40	100	0,033	0,065	АББ
3APIFG- 245	до 4000	20000	50	125	0,037	0,058	Siemens
3APIDT-245	до 4000	20000	50	128	0,037	0,060	Siemens
HGF 1014	3000; 4000	16000 20000	40; 50	100, 125	0,025	0,1	Alstom
330 кВ							
ВГУ-330	3150	27000	47	102	0,030	0,12	УЭТМ
ВГБ-330	3150	25000	40	102	0,035	0,1	УЭТМ и ЭМЗ
HPL 420B2	5000	29000	50	125	0,019	0,065	АББ
362 PM	4000	29000	50	125	0,015	0,065	АББ
3AQ2-362	до 4000	29000	50	125	0,04		Siemens
GL 315	4000	29000	50	125	0,036	0,15	Alstom

Продолжение табл. 2.31

Тип	$I_{ном}$, А	$S_{откл}$, МВ.А	$I_{откл}$, кА	$i_{уд}$, кА	$t_{откл}$, с	$t_{вкл}$, с	Примечание
500 кВ							
ВГБ-500	3150	36500	40	102	0,035	0,1	УЭТМ и ЭМЗ
HPL550B2	5000	43000	50	125	0,019	0,065	АББ
550 PM	4000	43000	50	125	0,018	0,060	АББ
3AQ2-550	до 4000	43000	50	125	0,04		Siemens
GL 317	4000	43000	50	125	0,036		Alstom
750 кВ							
ВГУ-750	3150	51700	47	102	0,027	0,12	УЭТМ
HPL800B4	4000	55000	50	125	0,019	0,065	АББ

Таблица 2.32. Ячейки элегазовых выключателей

Тип	Напряжение, кВ	$I_{ном}$, А	$S_{откл}$, МВ.А	$I_{откл}$, кА	$i_{уд}$, кА	$t_{откл}$, с	$t_{вкл}$, с
ЯЭ-110	110	1600 2000	8 000	40	127,5	0,055	0,08
ЯЭУ-220	220	3150	16 000 20000	40 50	127,5	0,06	0,15
ЯЭУ-330*	330	4000	36000	63	160	0,055	0,1
ЯЭУ-500*	500	4000	43000	50	160	0,055	0,1

*Разработаны отечественной промышленностью

Таблица 2.33. Отделители и короткозамыкатели *

Таблица 2.5.1. Отделители карбографические						
Тип	U _{ном} , кВ	I _{ном} , А	i _{уд} , кА	I _{пл} , кА	Полное время отключения (включения)	
					без гололеда, с	при гололеде, с
Отделители						
ОДЗ-35 ОД-35	35	630	80	12,5	0,4	0,5
ОДЗ-110М	110	630	80	22	0,4	0,5
ОДЗ-110У	110	1000	80	31,5	0,4	0,5
ОДЗ-150У	150	1000	80	31,5	0,45	0,55
ОДЗ-150	150	1000	80	31,5	0,4	0,5
ОДЗ-220	220	1000	80	31,5	0,5	0,6

Продолжение 2.33

Короткозамыкатели						
КРН-35	35	—	80	12,5	0,1	0,15
КЗ-110У	110	—	51	20	0,14	0,2
	110	—	82	12,5	0,18	0,28
КЗ-150У	150	—	82	12,5	0,28	0,85
	150	—	51	20	0,2	0,28
КЗ-220	220	—	51	20	0,25	0,85

* Частично сняты с производства.

Примечание. По термической стойкости регламентируется следующее время протекания предельного тока $I_{пр}$, с: отделители типов ОД и ОДЗ 10
короткозамыкатели типа КЗ 3

2.5. КОМПЕНСИРУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА. РЕАКТОРЫ

Компенсирующими устройствами называются установки, предназначенные для компенсации ёмкостной или индуктивной составляющей переменного тока. Обозначение типов компенсирующих устройств и реакторов приведено на рис. 2.7 и 2.8. Для компенсации реактивной нагрузки потребителей и потерь мощности в сетях применяются синхронные компенсаторы, статические компенсаторы и батареи конденсаторов (табл. 2.34 – 2.36.).

Конденсаторные батареи отечественного исполнения комплектуются из конденсаторов типа КСА-0,66-20 и КС2А-0,66-40. Для комплектования установок продольной компенсации (УПК), предназначенных для уменьшения индуктивного сопротивления дальних линий электропередач, используются конденсаторы типа КСП-0,6-40.

Для компенсации зарядной мощности ВЛ применяются шунтирующие реакторы (табл. 2.37–2.39), для компенсации ёмкостных токов замыкания на землю – заземляющие реакторы (табл. 2.40-2.41), для ограничения токов КЗ до допустимых значений по разрывной мощности выключателей – токоограничивающие реакторы (табл. 2.42-2.44).

Таблица 2.34. Синхронные компенсаторы

Тип	S _{ном} , МВ·А	U _{ном} , кВ	I _{ном} , кА	Реактивное сопротивление, %					ΔP , кВт	GD ² , т х м ²	S _{мах} при отстаю- щем токе, Мвар	Частота вращения ротора, 1/мин
				X'' _d	X' _d	X _d	X'' _g	X _g				
КСВБ-50-11 (КСВБО-50-11)	50	11	2,62	26	43	220	—	118	800	31	20 (33)	750
КСВБ-100-11 (КСВБО-100-11)	100	11	5,25	20	40	210	—	126	1350	55	50 (82,5)	750
КСВБ-160-15 (КСВБО-160-15)	160	15,75	5,86	20	45	200	—	125	1750	75,7	80 (132)	750
КСВБ-320-20 (проект)	320	20	9,23	25	48	200	26	120	3800	150	160—210	750

Примечания: 1. Реактивные сопротивления обозначены соответственно: X''_d, X'_d, X_d — продольные сверхпереходное, переходное и синхронное; X''_g, X_g — поперечное сверхпереходное и синхронное.
2. GD² — момент инерции ротора.

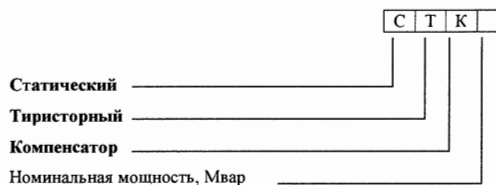
Таблица 2.35. Конденсаторные батареи 6 – 110 кВ

Показатели	Номинальное напряжение батареи, кВ			
	6	10	35	110
Количество параллельных ветвей	4	4	4	4
Количество последовательно включенных конденсаторов одной ветви	4	7	24	72
Общее количество конденсаторов в батарее	48	84	288	861
Установленная мощность, Мвар	2,9/6	5/10,5	17,3/36	52/108
Мощность, выдаваемая батареями, Мвар, при напряжении: 1,1U _{ном}	2,4/4,9	3,8/7,9	13,5/28	44,5/93
U _{ном}	2,0/4,1	3,2/6,5	11,2/23,2	36,8/77

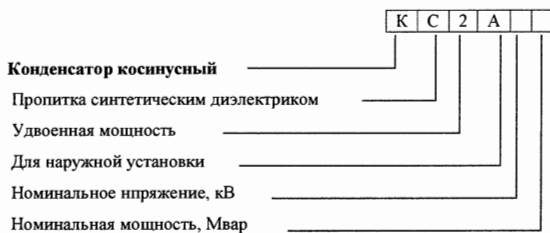
Примечание. В числителе приведены данные для батарей с конденсаторами типа КС2-1.05-60, в знаменателе — КСКГ-1,05-125.



а)



б)



в)

Рис. 2.8. Обозначение типов компенсирующих устройств:

а) – синхронные компенсаторы; б) – статические конденсаторы; в) - конденсаторы

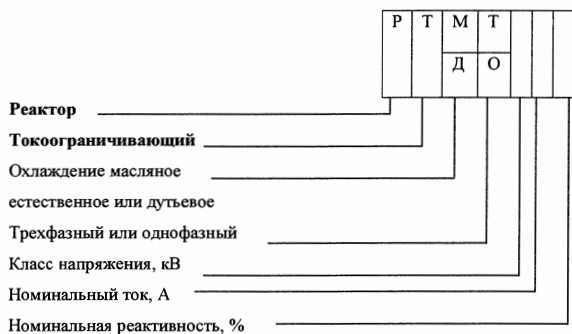
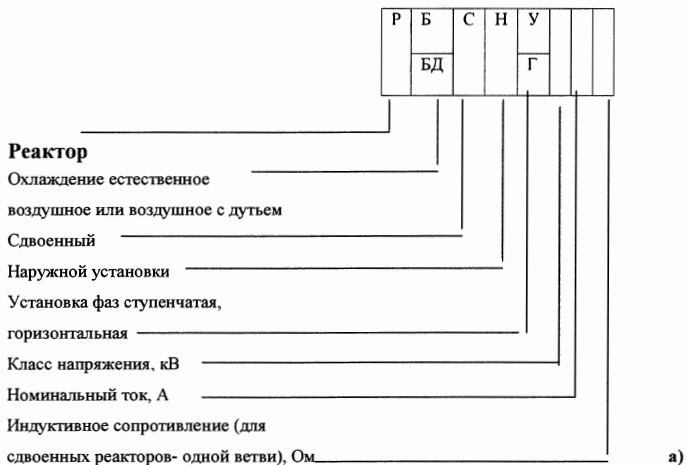


Рис. 2.9. Обозначение типов реакторов:

а) - токоограничивающие реакторы 10 кВ; б)- то же 35 кВ; в) – шунтирующие реакторы.

При проектировании новых линий электропередачи 500 и 220 кВ обеспечение управляемости электрических сетей решается за счет применения статических компенсирующих и регулирующих устройств нового типа с применением преобразовательной техники. К ним относятся:

- **СТК** – статические тиристорные компенсаторы реактивной мощности с непрерывным регулированием. СТК присоединяется к линии электропередачи через отдельный трансформатор или к обмотке НН автотрансформатора. Установленная мощность СТК может наращиваться путем увеличения отдельных модулей. В России имеется опыт разработки и эксплуатации основного оборудования СТК первого поколения. Дальнейшее развитие СТК может осуществляться в направлении разработки вентилях на базе мощных тиристоров, что позволяет создать СТК на напряжении 35 кВ мощностью до 250 Мвар;
- **ВРГ** – «сухие» (без магнитопровода и масла) шунтирующие реакторы, присоединяемые к обмотке трансформаторов (автотрансформаторов) на подстанциях через вакуумные выключатели;
- **УШР** - управляемые шунтирующие реакторы с масляным охлаждением. Изменение проводимости сетевой обмотки осуществляется путем подмагничивания магнитопровода либо другими способами с применением систем непрерывного или дискретного автоматического регулирования параметров реактора.

Типы регулирующих устройств, изготовителями и поставщиками которых могут быть предприятия России в ближайшей перспективе, приведены в табл. 2.36.

Таблица 2.36. Типы регулирующих устройств СТК, ВРГ, УШР

Тип регулирующих устройств	Номинальное напряжение, кВ	Номинальная мощность трехфаз. группы, Мвар	Место установки
ВРГ	11	29,7	
СТК	11	50/-40	
СТК	15,75	80/-40	
СТК	11	100/-50	
СТК	38,5	160	Дальневосточный металлургический завод (г. Комсомольск-на-Амуре)
СТК	11	2х40	ПС 220 кВ Могоча (Читаэнерго)
УШР	525	180	

Примечание. В числителе приведены мощности для режима потребления, в знаменателе — выдачи реактивной мощности.

Таблица 2.37. Управляемый масляный шунтирующий реактор 500 кВ (однофазный)

Тип	Мощность, МВ.А	Номинальное напряжение, кВ
РОУДЦ (в стадии разработки)	60	525/√3

Таблица 2.38. Управляемые шунтирующие реакторы с подмагничиванием
серии РТУ 35- 500 кВ *

Мощность, МВ.А	Напряжение, кВ	Ток, А	Примечание
32	38,5	480	
25	121	114	ПС 110 кВ Кудымкар, Пермэнерго
32	121	153	
63	121	301	
63	242	151	
100	242	239	ПС 220 кВ Читинская
100	347	167	
180	347	300	
180	525	198	

* Степень разработки управляемых шунтирующих реакторов с подмагничиванием позволяет считать реальным освоение их серийного производства для напряжений 110-500 кВ в период до 2005 гг.

Таблица 2.39. Шунтирующие реакторы 6—1150 кВ

Тип	U _{ном} , кВ	I _{ном} , А	S _{ном} , МВ.А	ΔР, кВт
Трехфазные				
РТД	38,5	300	20	120
РТМ	11	170	3,3	40
РТМ	6,6	290	3,3	40
Однофазные				
РОДЦ	1200/√3	430	300	3х900
	787/√3	242	110	3х320 (МЭЗ)
	525/√3	198	60	3х150 (МЭЗ) и 3х106 (ЗТЗ)
РОДБС	121/√3	475	33,3	3х180
	38,5/√3	1350	30	3х180
РОМ	11/√3	173	1,1	3х20
	6,6/√3	288	1,1	3х20

Примечание. Для шунтирующих реакторов 500 кВ, выпускаемых МЭЗ, возможны варианты заземления нейтрали:

- глухое заземление на землю;
- заземление через компенсационный реактор.

Для шунтирующих реакторов 500 кВ, выпускаемых ЗТЗ, один вариант - глухое заземление на землю.

Таблица 2.40. Заземляющие реакторы

Тип	$U_{ном}$, кВ	$S_{ном}$, кВ.А	$I_{ном}$, А
РЗДСОМ	38,5/ $\sqrt{3}$	310	12,5—6,2
		620	25—12,5
		1240	50—25
	22/ $\sqrt{3}$	155	10—5
	15,75/ $\sqrt{3}$	115	10—5
		190	25—12,5
	11/ $\sqrt{3}$	380	50—25
		760	100—50
		1520	200—100
	6,6/ $\sqrt{3}$	115	42,5—25
		230	50—25
		460	100—50
		920	200—100
РЗДПОМ	38,5/ $\sqrt{3}$	700	28,4—5,7
		800	36—7,2
	22/ $\sqrt{3}$	480	31,4—6,3
	11 / $\sqrt{3}$	190	25—5
		480	63—12,6
	6,6/ $\sqrt{3}$	120	26,2—5,2
		300	65,5—13,1

Таблица 2.41. Управляемые дугогасящие реакторы с подмагничиванием серии РУОМ 6, 10 кВ

Мощность, кВ.А	Напряжение, кВ
190	6 - 10
300	
480	
840	
1520	

Таблица 2.42. Одинарные реакторы 10 кВ единой серии по ГОСТ 14794-79
(типов РБ, РБУ, РБГ, РБД, РБДУ, РДБГ, РБНГ)

I _{ном.} , А	S _{ном.} , МВ.А	X _p , Ом	ΔP (на фазу), кВт		Ток электродинамической стойкости, кА	
			РБУ, РБ, РБД, РБГ, РБДУ, РБГД	РБНГ	РБ, РБУ, РБД, РБДУ	РБГ, РБГД, РБНТ
400	6,9	0,35	1,6	—	25	
		0,45	1,9	—	25	
630	10,8	0,25	2,5	—	40	
		0,40	3,2	—	32	33
		0,56	4,0	—	24	
1000	17,3	0,14	3,5	—	63	
		0,22	4,4	—	40	55
		0,28	5,2	—	45	
		0,35	5,9	—	37	
		0,45	6,6	7,2	29	
		0,56	7,8	8,2	24	
1600	27,7	0,14	6,1	—	66	79
		0,20	7,5	—	52	60
		0,25	8,3	9,8	49	
		0,35	11,0	12,8	37	
2500	43,3	0,14	11,0	13,5	66	79
		0,20	14,0	16,8	52	60
		0,25	16,1	19,7	49	
		0,35	20,5	23,9	37	
4000	69,2	0,105	18,5	—	97	
		0,18	27,7	—	65	

Примечание. Термическая стойкость реакторов единой серии равна 8 с.

Таблица 2.43. Сдвоенные реакторы 10 кВ единой серии по ГОСТ 14794-79
(типов РБС, РБСУ, РБСГ, РБСД, РБСДУ, РБСДГ, РБСНГ)

I _{ном} А	S _{ном} МВ.А	X _{0,5} , Ом	X _{0,5р} , Ом		X _c , Ом		ΔР (на фазу), кВт		Ток электродинамической стойкости, кА, при протекании тока:			
			РБС, РБСД	РБСНГ	РБС, РБСУ, РБСД, РБСДУ	РБСНГ	РБС, РБСД	РБСНГ	в одной ветви			в двух ветвях встречно
									РБС, РБСД, РБСУ, РБСДУ	РБСГ, РБСДГ	РБСНГ	
2х630	21,6	0,25	0,14	—	0,7	—	4,8	—	32	40	33	14,5
		0,40	0,20	—	1,2	—	6,3	—				12,5
		0,56	0,26	—	1,7	—	7,8	—		24		11,0
2х1000	34,6	0,14	0,07	—	0,42	—	6,4	—	49	63	55	21,0
		0,22	0,10	—	0,67	—	8,4	—				18,5
		0,28	0,13	—	0,86	—	10,0	—		45		16,0
		0,35	0,16	—	1,08	—	11,5	—		37		15,0
		0,45	0,23	0,25	1,34	1,3	13,1	15,4		29		13,5
		0,56	0,28	0,33	1,68	1,3	15,7	17,5		24		13,0
2х1600	55,4	0,14	0,06	—	0,44	—	11,5	—	66	—	79	26,0
		0,20	0,10	—	0,60	—	14,3	—	52	—	60	22,0
		0,25	0,12	0,12	0,76	0,75	16,7	22,1	—	49	2	20,0
2х2500	86,6	0,35	0,20	—	1,07	—	22,0	—	—	37	—	18,5
		0,14	0,07	0,06	0,43	0,45	22,5	29,3	—	79	—	29,5
		0,20	0,11	—	0,58	—	32,1	—	—	60	—	26,0

Примечание. X_c, X_{0,5}, X_{0,5р} — индуктивные сопротивления реактора соответственно при включении обеих ветвей последовательно, одной ветви при отсутствии тока в другой, одной ветви при равных и встречно направленных токах в обеих ветвях с учетом взаимной индукции.

Таблица 2.44. Токоограничивающие реакторы 110—220 кВ

Тип	U _{ном} кВ	I _{ном} А	S _{ном} МВ.А	X _p , %	X, Ом	Ток стойкости	
						термической, кА/с	электродинамической, кА
ТОРМТ-110-1350-15А	110/√3	1350	86,0	15	7,4	31,6	25,0
ТОРМ-220-324-12	220/√3	324	41,0	12	46,8	—	—

2.6. ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛИ

На режим работы электрических сетей энергосистем оказывает влияние работа крупных синхронных электродвигателей, устанавливаемых на промышленных предприятиях, компрессорных и насосных станциях магистральных газо- и нефтепроводов. На рис. 2.10 даны обозначения синхронных двигателей. В табл. 2.45 приведены номинальные значения параметров двигателей.

Синхронный _____ С
 Трехфазный _____ Т
 Двигатель _____ Д
 Номинальная мощность, кВт _____
 Количество полюсов ротора _____

Рис. 2.10. Обозначение типов электродвигателей

Параметры электродвигателей при отклонениях напряжения сети от номинального значения приведены ниже:

Напряжение, % номинального	110	105	100	96
Полная мощность, % номинальной	90	100	100	100
Ток статора, % номинального	82	95,5	100	105
Cos φ	0,985	0,985	0,90	0,87

Работа при напряжении свыше 110% от номинального значения недопустима. Допустимые режимы при отклонениях температуры охлаждающего воздуха приведены ниже:

Температура охлаждающего
 воздуха, °С 50 45 40 30 и меньше
 Максимальная мощность, %
 от номинального значения
 при cos φ = 0,9 87 95 100 106

Таблица 2.45. Синхронные электродвигатели номинальным напряжением 6-10 кВ и частотой вращения 3000мин⁻¹

Тип	Мощность		КПД, %	Реактивность, %					ОКЗ, от.ед
	Актив- ная $P_{ном},$ МВт	Пол- ная $S_{ном},$ МВ·А		x''_d	x'_d	x_d	x_2	x_0	
СТД-4000-2	4	4,56	$\frac{97,5}{97,4}$	$\frac{14,8}{14,3}$	$\frac{25,6}{25,6}$	$\frac{192,1}{185,1}$	$\frac{14,0}{14,4}$	$\frac{5,1}{4,9}$	$\frac{0,63}{0,69}$
СТД-5000-2	5	5,74	$\frac{97,6}{97,5}$	$\frac{13,7}{13,6}$	$\frac{24,9}{24,8}$	$\frac{196,4}{193,6}$	$\frac{16,7}{16,6}$	$\frac{5,3}{5,3}$	0,62
СТД-6300-2	6,3	7,23	$\frac{97,6}{97,5}$	$\frac{15,2}{15,5}$	$\frac{25,7}{26,8}$	$\frac{213,7}{218,5}$	$\frac{18,6}{19,0}$	$\frac{7,3}{6,7}$	$\frac{0,6}{0,53}$
СТД-8000-2	8	9,13	$\frac{97,9}{97,7}$	$\frac{14,4}{14,5}$	$\frac{25,7}{25,8}$	$\frac{219}{219,2}$	$\frac{17,5}{17,6}$	$\frac{6,7}{6,7}$	0,57
СТД-10000-2	10	11,4	$\frac{97,8}{97,9}$	$\frac{12,6}{12,9}$	$\frac{23,3}{24,4}$	$\frac{206,2}{219,4}$	$\frac{15,3}{15,8}$	$\frac{6,5}{6,8}$	$\frac{0,65}{0,58}$
СТД-12500-2	12,5	14,2	$\frac{97,9}{97,8}$	$\frac{12}{11,9}$	$\frac{23,5}{27,9}$	$\frac{218,4}{245,9}$	$\frac{14,6}{14,5}$	$\frac{6,8}{8,8}$	0,64
СДГ-12500-2*	12,5	12,5	97,8	14,4	20,0	93,3	17,6	8,1	1,12

* Двигатель типа СДГ предназначен для магистральных газопроводов и обеспечивает плавный пуск от полного напряжения сети, а также более высокую динамическую стойкость.

Примечания: 1. x''_d , x'_d , x_d — продольные сверхпереходная, переходная и синхронная реактивности; x_2 , x_0 — реактивности обратной и нулевой последовательностей

2. В числителе — для номинального напряжения 6 кВ, в знаменателе — для 10 кВ.

Таблица 2.46. Предельно допустимые моменты инерции механизмов и время пуска синхронных электродвигателей

Тип	Момент инерции двигателя, кг·м ²	Допустимый момент инерции, кг·м ² при напряжении на двигателе, отн. ед.					Допустимое время пуска t _{доп} , с, при напряжении на двигателе, отн. ед.								
		1*	1	0,8	0,65	0,5	1*	1	0,9	0,85	0,75	0,7	0,6	0,55	0,5
СТД-4000-2	278	<u>800</u> 710	1210	1360	1560	1820	<u>4,3</u> 4,0	6,0	6,5	7,3	9,7	11,5	17,3	21,5	27
СТД-5000-2	320	<u>1000</u> 820	1500	1690	1880	2260	<u>3,9</u> 3,4	5,4	5,5	6,4	8,8	10,5	15,0	19,5	24,6
СТД-6300-2	690	860	1450	1740	2050	2330	4,7	6,5	7,0	7,9	10,8	13,0	19,1	23	29
СТД-8000-2	770	1010	1690	1890	2120	2370	3,9	5,4	5,4	6,1	8,5	10,0	14,5	18,8	24
СТД-10000-2	910	—	—	2340	2750	3050	—	—	4,8	5,5	7,1	8,5	13,0	16	19
СТД-12500-2	1036	—	—	2500	2860	3500	—	—	3,8	4,3	6,0	7,1	10,4	13	16,2

* При двух пусках из холодного состояния (числитель) или одним пуске из горячего состояния (знаменатель).

Работа при пониженном $\cos \varphi$ (опережающем) допускается при условии, что ток ротора не превышает номинального значения и мощность электродвигателя должна быть снижена:

$\cos \varphi$	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4
Полная мощность, %	100	88	81	76	72	70

Электродвигатели СТД мощностью до 8000 кВт включительно допускают прямой пуск от полного напряжения сети, если сеть допускает броски пускового тока при включении и приводимые механизмы имеют моменты инерции ниже предельных. При этом в агрегате с приводимыми механизмами, имеющими малые моменты инерции, допускается два пуска из холодного состояния с перерывом между пусками 15 мин или один пуск из горячего состояния. В агрегатах с более тяжелыми

механизмами допускается только один пуск из холодного состояния, а при работе двигателей с механизмами, имеющими предельные для указанных двигателей моменты инерции, пуск допускается только при пониженном напряжении сети и холодном состоянии.

Электродвигатели СТД мощностью 10000 и 12500 кВт допускают пуск только при пониженном напряжении сети через реактор или автотрансформатор.

Предельные моменты инерции механизма и допустимое время пуска для указанных выше режимов электродвигателей указаны в табл. 2.46. Вспомогательные данные, необходимые для расчета пусковых режимов приведены в табл. 2.47-2.52.

Таблица 2.47. Зависимость реактивного сопротивления $X_{\sigma\sigma}$ и асинхронного момента m_a двигателя от скольжения S

Тип двигателя	Показатель, отн. ед.	Скольжение, S, о.е.						
		1,0	0,8	0,6	0,4	0,2	0,1	0,05
СТД-4000-2	$X_{\sigma\sigma}$ m_a	0,150 1,92	0,155 2,03	0,164 2,14	0,179 2,24	0,217 2,23	0,284 2,02	0,369 1,66
СТД-5000-2	$X_{\sigma\sigma}$ m_a	0,139 2,07	0,144 2,20	0,152 2,35	0,167 2,47	0,204 2,47	0,261 2,20	0,354 1,80
СТД-6300-2	$X_{\sigma\sigma}$ m_a	0,159 1,62	0,179 1,73	0,187 1,86	0,210 1,99	0,249 2,22	0,323 2,0	0,462 1,56
СТД-8000-2	$X_{\sigma\sigma}$ m_a	0,144 1,76	0,149 1,89	0,156 2,05	0,169 2,21	0,202 2,29	0,253 2,24	0,332 1,83
СТД-10000-2	$X_{\sigma\sigma}$ m_a	0,123 2,06	0,127 2,24	0,133 2,44	0,145 2,65	0,175 2,75	0,222 2,53	0,295 2,14
СТД-12500-2	$X_{\sigma\sigma}$ m_a	0,113 2,24	0,116 2,43	0,122 2,67	0,132 2,92	0,160 3,04	0,205 2,79	0,273 2,35
СДГ-12500-2	$X_{\sigma\sigma}$ m_a	0,144 0,78	0,145 0,83	0,147 0,94	0,15 1,07	0,162 1,43	0,189 1,85	0,243 1,88

Таблица 2.48. Допустимое время пуска электродвигателей

Двигатель	Допустимое время пуска $t_{\text{доп}}$, с, при U_d (о.е.)					
	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5
СТД-4000-2	6	6,5	8,2	11,5	17,3	27,0
СТД-5000-2	5,4	5,5	7,5	10,5	15,0	24,6
СТД-6300-2	6,0	7,0	9,2	13,7	15,7	29,0
СТД-8000-2	5,35	5,4	7,3	10,0	14,5	24,0
СТД-12500-2	3,85	3,8	5,0	7,1	10,4	16,2
СДГ-12500-2	6,5	7,5	11,0	16,5	22,7	-

Таблица 2.49. Моменты инерции и моменты сопротивления механизмов

Тип механизма	Диаметр ротора D ₂ , мм	Момент инерции GD ² , кг·м ²	Условия пуска	Момент сопротивления m _c , отн. ед., при скольжении s							Тип электродвигателя
				1,0	0,8	0,6	0,4	0,2	0,1	0,05	
НАСОСЫ											
НМ-5000-210	450	13,3	с нагрузкой без нагрузки	0,171 0,171	0,069 0,062	0,123 0,085	0,269 0,173	0,489 0,308	0,642 0,396	0,731 0,442	СТД-4000-2
НМ-7000-210	475/455	21,1	с нагрузкой без нагрузки	0,180 0,180	0,061 0,061	0,135 0,107	0,292 0,240	0,480 0,425	0,683 0,547	0,781 0,628	СТД-5000-2
НМ-10000-210	520	28,3	с нагрузкой без нагрузки	0,190 0,190	0,084 0,072	0,149 0,101	0,331 0,226	0,567 0,409	0,726 0,510	0,883 0,567	СТД-8000-2
НАГНЕТАТЕЛИ											
280-12-7	—	250	с нагрузкой без нагрузки	0,040 0,040	0,078 0,054	0,194 0,098	0,384 0,170	0,654 0,270	0,818 0,332	0,906 0,365	СТД-4000-2
370-18-2	—	648	с нагрузкой	0,086	0,115	0,200	0,343	0,543	0,665	0,728	СТД-12500-2
285-21-1	—	716	с нагрузкой	0,187	0,128	0,172	0,349	0,640	0,763	0,876	СДГ-12500-2

Таблица 2.50. Минимальная мощность к.з. на шинах 10 кВ, при которой обеспечивается запуск электродвигателей

Двигатель	Механизмы	Реактор в цепи двигателя, Ом	Минимальная мощность к.з., МВ·А
СТД-4000-2	Нагнетатель 280-12-7	-	85
СТД-4000-2	Насос ИМ-5000-210	-	85
СТД-5000-2	Насос ИМ-7000-210	0,46	92
СТД-5000-2	Насос ИМ-7000-210	-	112
СТД-6300-2	Нагнетатель 280-12-7	-	120
СТД-8000-2	Насос ИМ-10000-210	0,56	124
СТД-8000-2	Насос ИМ-10000-210	-	168
СТД-12500-2	Нагнетатель 370-18-2	0,56	200
СТД-12500-2	Нагнетатель 370-18-2	-	335
СДГ-12500-2	Нагнетатель 285-21-1	-	300

Примечания: 1. При приведенной мощности к.з. обеспечивается запуск двигателей с механизмами под нагрузкой; при пуске напряжение на шинах составляет не ниже 75% номинального значения.
2. При мощности к.з. ниже приведенной следует выполнить расчет для проверки возможности запуска двигателя.

Таблица 2. 51. Предельно допустимые маховые моменты приводимого механизма и время пуска агрегата

Мощность двигателя, кВт	Маховой момент ротора двигателя, тм ²	Прямой пуск от полного напряжения				Пуск от пониженного напряжения					
		При двух пусках из холодного или одном пуске из горячего состояния		При одном пуске из холодного состояния		0,8 U _{ном}		0,65 U _{ном}		0,5 U _{ном}	
		Механизм, тм ²	Время пуска, с	Механизм, тм ²	Время пуска, с	Механизм, тм ²	Время пуска, с	Механизм, тм ²	Время пуска, с	Механизм, тм ²	Время пуска, с
4000	0,278	0,8/0,71	4,3/4,0	1,21	6,0	1,36	8,2	1,56	14,0	1,82	27,0
5000	0,32	1,0/0,82	3,9/3,4	1,75	5,4	1,69	7,5	1,88	12,5	2,26	24,6
6300	0,69	0,86	4,7	1,45	6,5	1,74	9,2	2,05	15,7	2,33	29,0
8000	0,77	1,01	3,9	1,69	5,37	1,89	7,3	2,12	12,0	2,37	24,0
10000	0,91	-	-	-	-	2,34	6,1	10,4	10,4	3,05	19,0
12500	1,1	-	-	-	-	2,5	5,0	8,3	8,3	3,5	16,2

Примечание. В числителе указаны параметры при U_{ном} = 6 кВ, в знаменателе – при U_{ном} = 10 кВ

Таблица 2.52. Зависимость кратности пускового тока от скольжения при номинальном напряжении асинхронного двигателя

Номинальная мощность двигателя, P_n , кВт	Кратность пускового тока при скольжении S , о.е.						
	1	0,8	0,6	0,4	0,2	0,1	0,05
4000	5,7	5,6	5,4	5,1	4,7	4,4	3,8
5000	5,7	5,6	5,4	5,1	4,7	4,4	3,8
6300	5,9	5,8	5,6	5,3	4,9	4,6	3,9
8000	6,0	5,9	5,8	5,6	5,4	5,1	4,7

2.7. КОМПЛЕКТНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ

ОАО «Самарский завод «Электрошит» выпускает комплектные трансформаторные подстанции блочные модернизированные КТПБ(М) 35 – 220 кВ и комплектные распределительные устройства 110 и 220 кВ блочного типа (КРУБ) по типовым схемам. Использование КРУБ основано на применение жесткой ошиновки без сооружения порталов.

Номенклатура изделий завода и краткая техническая характеристика приведена в табл. 2.53.

Таблица 2.53. Комплектные трансформаторные подстанции блочные модернизированные КТПБ(М) 35 – 220 кВ

Наименование изделия, тип, серия	Область применения	Краткая техническая характеристика
КТПБ(М) 220/110/10(6) кВ ТИ – 064; ОАЩ.143.020	Климатическое исполнение – У1, ХЛ1 по ГОСТ 15150-69	Схемы главных электрических соединений – 1, 3Н, 4Н, 5Н, 5АН, 6, 7, 12, 13, 14* и др. схемы по требованию заказчика. Номинальное напряжение: ВН – 220 кВ СН – 110 кВ НН – 10 (6) кВ. Мощность трансформатора 63 – 125 МВ.А.
КТПБ(М) 220/35/10(6) кВ ТИ – 064; ОАЩ.143.020	Климатическое исполнение – У1, ХЛ1 по ГОСТ 15150-69	Схемы главных электрических соединений – 1, 3Н, 4Н, 5Н, 5АН, 6, 7, 12, 13, 14 и др. схемы по требованию заказчика. Номинальное напряжение: ВН – 220 кВ СН – 35 кВ НН – 10 (6) кВ. Мощность трансформатора 25 – 40 МВ.А.

Продолжение табл. 2.53

КТПБ(М) 220/10(6) кВ ТИ – 064; ОАЩ.143.020	Климатическое исполнение – У1, ХЛ1 по ГОСТ 15150-69	Схемы главных электрических соединений – 1, 3Н, 4Н, 5Н, 5АН, 6, 7, 12, 13, 14 и др. схемы по требованию заказчика. Номинальное напряжение: ВН – 220 кВ НН – 10 (6) кВ. Мощность трансформатора 32 – 63 МВ.А.
По развитым схемам (КРУБ 220 кВ) ТИ – 064; ОАЩ.143.020	Климатическое исполнение – У1, ХЛ1 по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1 –89. Степень загрязнения изоляции – 1, II по ГОСТ 9920-89. Климатический район по ветру I-IV.	Схемы главных электрических соединений – 12, 13, 14 и др. схемы по требованию заказчика.
КТПБ (М) 110/35/10(6) кВ ТИ – 064; ОАЩ.143.020	Климатическое исполнение – У1, ХЛ1 по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1 –89. Степень загрязнения изоляции – 1, II по ГОСТ 9920-89. Климатический район по ветру I-IV.	Схемы главных электрических соединений на стороне 110 кВ – 1, 3Н, 4Н, 5Н, 5АН, 9 и др. схемы по требованию заказчика. Номинальное напряжение: ВН – 110 кВ СН – 35 кВ НН – 10 (6) кВ Мощность трансформатора 6,3 – 63 МВ.А.
КТПБ(М) 110/10(6) кВ ТИ – 064; ОАЩ.143.020	Климатическое исполнение – У1, ХЛ1 по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1 –89. Степень загрязнения изоляции – 1, II по ГОСТ 9920-89. Климатический район по ветру I-IV.	Схемы главных электрических соединений на стороне 110 кВ – 1, 3Н, 4Н, 5Н, 5АН и др. схемы по требованию заказчика. Номинальное напряжение: ВН – 110 кВ НН – 10 (6) кВ Мощность трансформатора 2,5 – 63 МВ.А.
По развитым схемам (КРУБ 110 кВ) ТИ – 064; ОАЩ.143.020	Климатическое исполнение – У1, ХЛ1 по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1 –89. Степень загрязнения изоляции – 1, II по ГОСТ 9920-89. Климатический район по ветру I-IV.	Схемы главных электрических соединений – 12, 13, 14 и др. схемы по требованию заказчика.

Продолжение табл.2.53

КТПБ(М) 35/10(6) кВ ТИ – 064; ОАЩ 143.020	Климатическое исполнение – У1, ХЛ1 по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1 –89. Степень загрязнения изоляции – 1, II по ГОСТ 9920-89. Климатический район по ветру I-IV.	Схемы главных электрических соединений на стороне кВ – 3Н, 4Н, 5Н, 5АН, 9. Номинальное напряжение: ВН – 35 кВ НН – 10 (6) кВ Мощность трансформатора 1 – 16 МВ.А.
КТПБ(М) 35/10(6) кВ ТИ – 064; ОАЩ 143.020	Климатическое исполнение – УХЛ1 по ГОСТ 15150-69. Степень загрязнения изоляции – 1, II по ГОСТ 9920-89. Климатический район по ветру I-IV. Применяется в нефте- и газодобывающих отраслях и др.	Схемы главных электрических соединений на стороне кВ – 3Н, 4Н, 5Н, 5АН, 9. Номинальное напряжение: ВН – 35 кВ НН – 10 (6) кВ Мощность трансформатора 1 – 10 МВ.А.

*Схемы электрических соединений приняты по типовым решениям института «Энергосетьпроект» № 407-03-456.87.

В объем заводской поставки входят основное электротехническое оборудование (за исключением силовых трансформаторов), металлоконструкции РУ, ошиновка и вспомогательное оборудование.

Технические параметры КТПБ(М) 35-220 кВ характеризуются данными табл. 2.54.

Таблица 2.54. Технические параметры КТПБ(М) 35-220 кВ

Параметр	Значение параметра при номинальном напряжении ВН, кВ			
	220	110	35	10(6)
Номинальный ток главных цепей, А	630	630	630	1000*-2000
Номинальный ток сборных шин, А	1000	1000-2000	630	630-2600
Ток электродинамической стойкости ошиновки, кА	51	51; 80	26	51; 80
Ток термической стойкости в течение 3 с, кА	20	20	10	20; 31,5

* Для передвижной КТПБ(М) 35 кВ

Технические показатели комплектных трансформаторных подстанций блочных модернизированных КТПБ (М) 110/10(6) и 110/35/10(6) кВ с трансформаторами до 40 МВ.А приведены в табл. 2.55.

Таблица 2.55. Технические показатели КТПБ (М) 110/10(6) и 110/35/10(6) кВ с трансформаторами до 40 МВ.А

Основные показатели	КТПБ (М) 110/10(6) кВ			КТПБ (М) 110/35/10(6) кВ		
	110-3	110-4	110-5	110-3	110-4	110-5
Схема ОРУ 110 кВ	110-3	110-4	110-5	110-3	110-4	110-5
Схема ОРУ 35 кВ	-	-	-	35-9	35-9	35-9
Площадь, м ²	945	1584	1944	1008	2078	2376
Расход металла, т	2	3	3	2	4	5
Расход сборного железобетона, м ³	31	39	46	5	51	58

Таблица 2.56. Технические параметры КТПУ 35/0,4 кВ

Параметр	Значение параметра
Мощность силового трансформатора, кВ.А	100, 160, 250, 400, 630
Номинальное напряжение на стороне ВН, кВ	35
Номинальное напряжение на стороне НН, кВ	0,4
Номинальный ток предохранителя 35 кВ, А	5; 8; 16; 20; 31,5
Номинальный ток отключения предохранителя 35 кВ, кА	8
Уровень звука, дБА	60

2.8. ТЕХНИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОТДЕЛЬНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Ниже приведены характеристики и технические показатели отдельных ПС 110-500 кВ, выполненных в последние годы.

Таблица 2.57. Характеристика подстанции 110/10 кВ

Характеристика подстанции:	
Мощность	50 МВ.А
Главная схема электрических соединений	110- 4Н, 10-2
Тип и количество трансформаторов	ТРДН-25000/110, 2 шт.
Тип и количество выключателей на стороне ВН НН	ВМГ-110Б-25/1250, 2 шт. ВКЭ-10-1600, 1000, 630-20, 40 шт.
Количество отходящих линий на стороне ВН НН	2 30
Источник реактивной мощности	Нет
Вид распределительного устройства	ВН – открытый
Тип ПС	Россыпная
Материал конструкции зданий	Сборный железобетон
Материал конструкции порталов ОРУ 110 кВ	Сборный железобетон
Грунты	Супеси и суглинки

Технические показатели ПС 110/10 кВ

Технические показатели	Един. изм.	Количество	
		Всего	На 1 МВ.А
Расход металла	т	117	2,34
Расход бетона и железобетона,	м ³	690,4	13,80
в т.ч. сборного	м ³	552	11,04

Таблица 2.58. Характеристика ПС 220/110/10 кВ

Характеристика подстанции:	
Мощность	400
Главная схема электрических соединений	220-7, 110-12
Тип и количество трансформаторов	АТДЦТН-200000/220/110, 2 шт.
Тип и количество выключателей на стороне ВН СН	У-220-1000, 2 шт. У-110-2000, 4 шт., МКП-110М-630, 10 шт.
Количество отходящих линий на стороне ВН СН	2 10
Источник реактивной мощности	Нет
Вид распределительного устройства ВН СН	Открытый Открытый
Тип ПС	Россыпная
Материал конструкции зданий	Сборный железобетон
Материал конструкции порталов ОРУ 220 кВ ОРУ 110 кВ	Сборный железобетон Сборный железобетон
Грунты	Глина полутвердая

Технические показатели ПС 220/110/10 кВ

Технические показатели	Един. изм.	Количество	
		Всего	На 1 МВ.А
Расход металла	т	648,0	1,62
Расход бетона и железобетона,	м ³	2455,0	6,14
в т.ч. сборного	м ³	1956,0	4,89

Таблица 2.59. Характеристика ПС 330/110/10 кВ

Характеристика подстанции:	
Мощность	400 МВ.А
Главная схема электрических соединений	330-7, 110-13, 10-1
Тип и количество трансформаторов	АТДЦГН-200000/330/110, 2 шт
Тип и количество выключателей на стороне ВН СН	ВВ-330Б-31,5/2000 4 шт. ВМТ-110Б-25/1250, 3 шт.
Количество отходящих линий на стороне ВН СН	2 4
Источник реактивной мощности	Нет
Вид распределительного устройства ВН СН	Открытый Открытый
Тип ПС	Россыпная
Материал конструкции зданий	Типа БМЗ, кирпич
Материал конструкции порталов ОРУ 330 кВ ОРУ 110 кВ	Сборный железобетон Сборный железобетон
Грунты	Пески пылеватые плотные с прослойками супеси

Технические показатели ПС 330/110/10 кВ

Технические показатели	Един. изм.	Количество	
		Всего	На 1 МВ.А
Расход металла	т	80,0	0,20
Расход бетона и железобетона,	м ³	1929,0	4,82
в т.ч. сборного	м ³	1742	4,36

Таблица 2.60. Характеристика ПС 500/220/10 кВ

Характеристика подстанции:	
Мощность	1002 МВ.А
Главная схема электрических соединений	501 – треугольник, 220-12
Тип и количество трансформаторов	АОДЦГН-167000/500/220, 6 шт.
Тип и количество выключателей на стороне ВН СН	ВВ-500Б-31,5/2000, 4 шт. ВМТ-40/2000, 4 шт., ввт-25/1250, 5 шт.

Продолжение табл. 2.60

Количество отходящих линий на стороне ВН СН	1 5
Источник реактивной мощности	КСВБО-110/11. 2 шт.
Вид распределительного устройства ВН СН	Открытый Открытый
Тип ПС	Россыпью
Материал конструкции зданий	Сборный железобетон типа БМЗ
Материал конструкции порталов ОРУ 500 кВ ОРУ 220 кВ	Металлические Железобетонные
Грунты	Глина, суглинки

Технические показатели ПС 500/220/10 кВ

Технические показатели	Един. изм.	Количество	
		Всего	На 1 МВ.А
Расход металла	т	819	0,82
Расход бетона и железобетона, в т.ч. сборного	м ³	6507	6,5
	м ³	6188	6,18

Норма продолжительности проектирования и строительства ПС (СНиП 1.04.03-85) приведены в табл. 2. 61.

Таблица 2.61. Норма продолжительности проектирования и строительства ПС

Характеристика подстанций	Нормы продолжительности проектирования и строительства, мес., в т.ч.:	
	проектирования	Строительства
ПС 110/10 кВ с одним или двумя трансформаторами мощностью каждый 2500 кВ. А		2
ПС 110/6-10 кВ с одним или двумя трансформаторами мощностью каждый 2500-16000 кВ. А включительно	11,5-13	5-6
ПС 110/35/10 кВ (комплектная) с одним или двумя трансформаторами мощностью каждый 2500 до 25000 кВ. А включительно		2

Продолжение табл. 2.61

ПС 110-150/35/6-10 кВ с одним или двумя трансформаторами мощностью каждый 2500-40000 кВ. А включительно	15	7-9
ПС 220/6-10 или 220-35/6-10 кВ (комплектная) с одним или двумя трансформаторами мощностью каждый до 63000 кВ. А включительно		4
ПС 220/6-10 или 220-35/6-10 кВ с одним или двумя трансформаторами мощностью каждый до 63000 кВ. А включительно	17	11
ПС 220/110/6-10 кВ (комплектная) с одним или двумя трансформаторами мощностью каждый до 125000 кВ. А включительно		7
ПС 220/110/35/6-10 кВ с двумя трансформаторами мощностью каждый до 250000 кВ. А включительно	18	15
ПС 330/110-150/35/6-10 кВ с двумя трансформаторами мощностью каждый до 250000 кВ. А включительно	19,5	18
ПС 500/110 кВ с двумя трансформаторами мощностью каждый до 250000 кВ. А включительно	35,5	18
ПС 500/110-220/35/10 кВ с двумя группами трансформаторов мощностью 3х167000-3х267000 кВ. А включительно	38	22-23
ПС 500/220-330/110 кВ с двумя группами трансформаторов мощностью 3х167000 кВ. А включительно	38-39,5	23
ПС 750/500-330/35 кВ с двумя группами трансформаторов мощностью 3х33300-3х417000 кВ. А включительно	47	31-33
ПС 750/500/330 кВ с двумя группами трансформаторов напряжением 750/330 мощностью 3х33300 и с двумя группами трансформаторов напряжением 750/500 мощностью по 3х417000 кВ. А включительно	56,5	36

Таблица 2.62. Площади отводимых земель под подстанции, тыс. м²

Схема электрических соединений ПС на стороне ВН и отдельные элементы ПС	Площадь постоянного отвода земли под ПС 35 - 750 кВ, тыс.м ²					
	35	110	220	330	500	750
1. ПС в целом						
Блок линия-трансформатор с выключателем	1,5	2,5-4,5	8-20	20	-	-
Мостик с 3-мя выключателями или 2 блока с дополнительной ВЛ	2,5	10-15	14-25,5	-	-	-
Четырехугольник	-	-	16	34,5	115	120
Сборные шины с 8-9 ячейками на ВН	5	12-15	22-32	-	-	-
Полуторная схема с 6 ВЛ на ВН	-	-	-	69	215	176
Трансформатор-шины с 6 ВЛ на ВН	-	-	-	-	-	149
Трансформатор-шины с 10 ячейками 500 кВ и 15 ячейками 220 кВ	-	-	-	-	180	-
2. Закрытые ПС						
ПС по упрощенным схемам	-	1,4	-	-	-	-
ПС со сборными шинами	-	1,6	-	-	-	-
3. Элементы ПС						
ЗРУ 10(6) кВ с 4-мя секциями	0,5					
Ячейка ОРУ	0,3	0,3	2	4,3	11	16
Установка двух СК 50 Мвар	3					

3. ВОЗДУШНЫЕ И КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

3.1. ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИ

Динамика роста протяженности ВЛ напряжением 110 кВ и выше России за 1986 - 2003 годы приведена на рис. 3.1.

Пропускная способность ВЛ устанавливается на основании расчета электрической сети. Усредненные значения пропускной способности и дальности передачи мощности по линиям электропередачи напряжением 110-1150 кВ приведены в табл. 3.1.

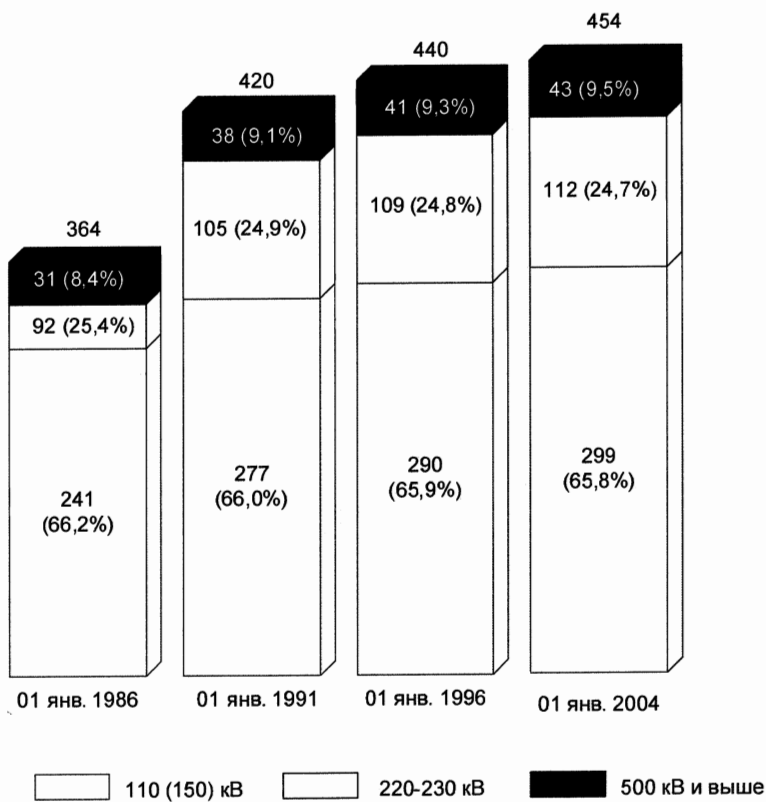


Рис.3.1. Динамика роста протяженности ВЛ напряжением 110 кВ и выше России за 1986-2003 гг. (тыс. км)

Таблица 3.1. Пропускная способность линий электропередачи 110 – 1150 кВ

Напря- жение, кВ	Сечение фазы, мм ²	Передаваемая мощность, МВт		Длина линии электропередачи, км	
		Натуральная	При плотности тока 0,9 А/мм ²	Предельная (КПД= 0,9)	Средняя (между двумя соседними ПС)
110	70-240	30	11-37	80	25
150	150-300	60	31-63	250	20
220	240-400	135	74-123	400	100
330	2х240-2х400	360	221-368	700	130
500	3х330-3х500	900	630-1064	1200	280
750	5х300-5х400	2100	1500-2000	2200	300
1150	8х300 – 8х500	5200	4000-6000	3000	-

Примечание. Для ВЛ 750-1150 кВ плотность тока принята 0,85 А/мм²

Обозначение марок проводов для воздушных линий электропередачи приведены на рис. 3.2.

Провод, скрученный из алюминиевых

проволок _____ А

Провод из алюминиевых проволок и

стального сердечника _____ АС

Провод марки АС, но стальной сердечник

покрыт смазкой повышенной теплостойкости

и изолированной пленкой _____ АСК

Провод, скрученный из проволок нетермо-

обработанного алюминиевого сплава _____ АН

Провод, скрученный из проволок термо-

обработанного алюминиевого сплава _____ АЖ

Рис. 3.2. Обозначение марок проводов

Срок службы алюминиевых и медных проводов составляет 45 лет, проводов марки АЖ и АН – 25 лет.

В последние годы в сети 6-10-35 кВ получили распространение самонесущие изолированные провода (СИП). Последняя конструкция такого провода – СИП-3 – это одножильный самонесущий провод с защитным покровом. Жила выполнена из алюминиевого сплава высокой прочности или из сталеалюминия.

Рекомендуемая область применения проводов различных марок приведена в табл. 3.2.

Таблица 3.2. Рекомендуемая область применения проводов различных марок

Область применения	Марка провода	Номинальное сечение, мм ²	Отношение сечений алюминиевой части провода к сечению стального сердечника
Районы с толщиной стенки гололеда до 20 мм	АС	До 185	6 - 6,25
	АЖ	240 и более	7,71 - 8,04
Районы с толщиной стенки гололеда более 20 мм	АС	120-185	-
		До 95	6
На побережье морей, соленых озер, в районах засоленных песков, в промышленных районах, где сталеалюминиевые провода разрушаются от коррозии	АСК, АСКС, АСКП	120 - 400	4,29 - 4,39
		450 и более	7,71 - 8,04
Сети сельскохозяйственного назначения напряжением до 110 кВ	А, АЖ	120-300	6,11 - 6,25
		50 - 240	-
		50 - 185	-

Расчетные данные сталеалюминиевых, алюминиевых и проводов из алюминиевых сплавов приведены в табл. 3.3 и 3.4.

Таблица 3.3. Расчетные данные сталеалюминиевых проводов марок АС, АСК (ГОСТ 839-80)

Таблица 3.5. Расчетные данные сталеалюминевых проводов марки АС, АСК (ГОСТ 6625-66)								
Номинальное сечение, мм ² (алюминий/ сталь)	Алюминевая часть провода		Расчетные данные провода					
	Число проволок	Диаметр проволок, мм	Сопротивление пост. току при 20° С, Ом/км	Диаметр провода, мм	Сечение, мм ²		Отношение сечения алю. к стальной части	Масса провода, кг/км
					Алюминия	Стали		
35/6,2	6	2,8	0,777	8,4	36,9	6,15	6	148
50/8		3,2	0,595	9,6	48,2	8,04		195
70/11		3,8	0,422	11,4	68	11,3		276
95/16		4,5	0,301	13,5	95,4	15,9		385
120/19*	26	2,4	0,244	15,2	118	18,8	6,25	471
150/24*	26	2,7	0,204	17,1	149	24,2	6,14	599

Продолжение табл. 3.3

185/29*	26	2,98	0,159	18,8	181	29	6,24	728
185/43	30	2,8	0,156	19,6	185	43,1	4,29	846
240/32	24	3,6	0,118	21,6	244	31,7	7,71	921
240/39*	26	3,4	0,122	21,6	236	38,6	6,11	952
240/56	30	3,2	0,120	22,4	241	56,3	4,29	1106
300/39	24	4	0,096	24,0	301	38,6	7,31	1132
300/48*	26	3,8	0,098	24,1	295	47,8	6,16	1186
300/66	30	3,5	0,100	24,5	288,5	65,8	4,39	1313
300/67	30	3,5	0,100	24,5	288,5	67,3	4,29	1323
300/30	48	2,98	0,086	24,8	335	29,1	11,55	1152
330/43	54	2,8	0,087	25,2	332	43,1	7,71	1255
400/18	42	3,4	0,076	26,0	381	18,8	20,27	1199
400/51	54	3,05	0,073	27,5	394	51,1	7,71	1490
400/64	26	4,37	0,074	27,7	390	63,5	6,14	1572
400/93	30	4,15	0,071	29,1	406	93,2	4,35	1851
500/26	42	3,9	0,058	30,0	502	26,6	18,86	1592
500/64	54	3,4	0,059	30,6	490	63,5	7,71	1832
600/72	84	3,7	0,050	33,2	580	72,2	8,04	2170
1000/86	76	4,1	0,029	42,4	1003,2	56,3	17,96	3210

Примечание. * Провод марки АСК изготавливается для указанных сечений.

Таблица 3.4. Расчетные данные алюминиевых проводов марки А и проводов из алюминиевого сплава марок АН, АЖ (ГОСТ 839-80)

Номинальное сечение, мм ²	Число проволок, шт.	Номинальный диаметр проволоки, мм	Расчетные данные провода			
			Сечение, мм ²	Диаметр провода, мм	Сопротивление постоянному току при 20° С, Ом/км	Масса провода, кг/км (без смазки)
А: 50	7	3	49,5	9	0,558	135
	70	3,55	69,3	10,7	0,42	189
	95	4,1	92,4	12,3	0,315	252
	120	19	117,0	14	0,251	321
	150	3,15	148,0	15,8	0,197	406
	185	3,5	182,8	17,5	0,161	502
	240	4	238,7	20	0,123	655
	300	3,15	288,3	22,1	0,102	794
	400	3,66	389,2	25,6	0,075	1072
	500	4,15	500,4	29,1	0,05	1378
	600	3,5	586,8	31,5	0,05	1618
	700	3,8	691,7	34,2	0,043	1902
	800	4,1	805,2	36,9	0,036	2020
АН: 50	7	3	49,5	9	0,624	135
	120	19	117,0	14	0,266	321
	150	3,15	148,0	15,8	0,211	406
	185	3,5	182,3	17,5	0,171	502
АЖ: 50	7	3	49,5	9	0,676	135
	120	19	117,0	14	0,288	321
	150	3,15	148,0	15,8	0,229	406
	185	3,5	182,3	17,5	0,185	502

Минимальные диаметры проводов ВЛ по условиям короны и радиопомех приведены в табл.3.5.

Таблица 3.5. Минимальный диаметр проводов по условиям короны и радиопомех, мм

Напряжение ВЛ, кВ	Фаза с проводом	
	Одиночным	два и более
110	11,4(AC70/11)	-
150	15,2(AC120/19)	-
220	21,6(AC240/32)	-
	24,0(AC300/39)	
330	33,2(AC600/72)	2x21,6(2xAC240/32)
		3x15,2(3xAC120/19)
		3x17,1(3xAC150/24)
500	-	2x36,2(2xAC700/86)
		3x24,0(3xAC300/39)
		4x18,8(4xAC185/29)
750	-	4x29,1(4xAC400/93)
		5x21,6(5xAC240/32)

Примечания:

1. Для ВЛ 220 кВ минимальный диаметр провода 21,6 мм относится к горизонтальному расположению фаз, а в остальных случаях допустим с проверкой по радиопомехам.
2. Для ВЛ 330 кВ минимальный диаметр провода 15,2 мм (три провода в фазе) относится к одноцепным опорам.

Расчетные данные ВЛ 35 кВ и выше со сталеалюминиевыми проводами приведены в табл. 3.6 и 3.7.

Таблица 3.6. Расчетные данные ВЛ 35 – 150 кВ со сталеалюминиевыми проводами

Номинальное сечение, мм ² (алюминий/ сталь)	r ₀ , Ом/км при 20° С	150 кВ		110 кВ		35 кВ
		x ₀ , Ом/км	b ₀ , См/км 10 ⁻⁶	x ₀ , Ом/км	b ₀ , См/км 10 ⁻⁶	x ₀ , Ом/км
70/11	0,422	-	-	0,444	2,547	0,432
95/16	0,301	-	-	0,434	2,611	0,421
120/19	0,244	0,441	2,565	0,427	2,658	0,414
150/24	0,204	0,434	2,611	0,420	2,707	0,406
185/29	0,159	0,429	2,645	0,413	2,747	-
240/32	0,118	0,420	2,702	0,405	2,808	-

Зарядная мощность b_0 подсчитана для ВЛ 110 – 330 кВ по среднеексплуатационному напряжению $1,05U_{ном}$. Усредненные среднегеометрические расстояния между фазами приняты следующие:

Класс напряжения, кВ	35	110	150	220	330	500	750
Среднегеометрическое расстояние, м	3,5	5,0	6,5	8,0	11,0	14,0	22,7

Таблица 3.7. Расчетные данные ВЛ 220 кВ и выше со сталеалюминиевыми проводами

Номинальное сечение, мм ² (алюминий/сталь)	Число прово- дов в фазе, шт.	Γ_0 , Ом/км при 20° С	1150 кВ		750 кВ		500 кВ		330 кВ		220 кВ	
			$D_{ср} = 24,2$ м		x_0 , Ом/км	$b_0 10^{-6}$, См/км	x_0 , Ом/км	$b_0 10^{-6}$, См/км	x_0 , Ом/км	$b_0 10^{-6}$, См/км	x_0 , Ом/км	$b_0 10^{-6}$, См/км
			x_0 , Ом/км	$b_0 10^{-6}$, См/км								
240/32	1	0,1180	-	-	-	-	-	-	-	-	0,435	2,604
	2	0,0590	-	-	-	-	-	-	0,331	3,79	-	-
240/56	5	0,0240	-	-	0,308	3,76	-	-	-	-	-	-
	1	0,0960	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
300/39	2	0,0480	-	-	-	-	-	-	-	-	0,429	2,645
	8	0,0123	0,266	4,433	-	-	-	-	0,328	3,41	-	-
300/66	3	0,0330	-	-	-	-	0,31	3,97	-	-	-	-
	5	0,0200	-	-	0,288	4,11	-	-	-	-	-	-
330/43	3	0,0290	-	-	-	-	0,308	3,604	-	-	-	-
	8	0,0109	0,27	4,38	-	-	-	-	-	-	-	-
400/51	1	0,0730	-	-	-	-	-	-	-	-	0,42	2,701
	2	0,0365	-	-	-	-	-	-	0,323	3,46	-	-
	3	0,0243	-	-	-	-	0,306	3,623	-	-	-	-
	5	0,0146	-	-	0,286	4,13	-	-	-	-	-	-
400/64	4	0,0187	-	-	0,289	4,13	-	-	-	-	-	-
	1	0,0590	-	-	-	-	-	-	-	-	0,413	2,740
	2	0,0295	-	-	-	-	-	-	0,32	3,497	-	-
	3	0,0197	-	-	-	-	0,304	3,645	-	-	-	-
500/64	4	0,0148	-	-	0,303	3,9	-	-	-	-	-	-

3.1.1. ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ ВЛ

Технико-экономические расчеты по выбору сечения проводов каждой конкретной линии выполняются для ВЛ 750 кВ и выше и передач постоянного тока. При проектировании ВЛ напряжением до 500 кВ включительно выбор сечения проводов производится по нормированным обобщенным показателям. В качестве таких показателей используются нормированные значения экономической плотности тока.

Суммарное сечение (F) проводов фазы проектируемой ВЛ составляет:

$$F = \frac{I_p}{j_n},$$

где:

I_p – расчетный ток, А,

j_n - нормированная плотность тока, А/мм²

В соответствии с ПУЭ нормированы следующие значения плотности тока для ВЛ 35-500 кВ (табл. 3.8).

Таблица 3.8. Нормированные значения плотности тока

Проводники	Плотность тока, А/мм ² , при числе часов использования максимума нагрузки, Т _м , ч/год		
	более 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000
Неизолированные провода и шины:			
медные	2,0	1,7	1,4
алюминиевые	1,0	0,9	0,8
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцияй с жилами:			
медными	2,4	2,0	1,6
алюминиевыми	1,3	1,1	1,0
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медными	2,8	2,5	2,2
алюминиевыми	1,5	1,1	1,3

Значение I_p определяется по выражению:

$$I_p = I_5 \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t,$$

где:

I_5 – ток линии на пятый год ее эксплуатации в нормальном режиме, определяемый для системообразующих линий по расчетным длительным потокам мощности. Для линий распределительной сети I_p определяется расчетом потокораспределения при прохождении максимума нагрузок энергосистемы;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии. Для линий 110-220 кВ значение α_i может быть принято равным 1,05, что соответствует математическому ожиданию этого коэффициента в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки. Для ВЛ 330 и 500 кВ α_i определяется по кривым рис. 3.3.

Значения $i_1 = I_1/I_5$ и $i_2 = I_{10}/I_5$ характеризуют отношение расчетного тока 1 и 10 годов эксплуатации к величине тока 5 года эксплуатации. В практических расчетах α_i меняется в пределах от 0,6 до 1,65.

При пользовании кривыми на рис. 3.3 I_{10} принимается не более 2 (кроме ВЛ 330 кВ длиной более 200 км и 500 кВ – более 500 км, для которых I_{10} принимается не более 1).

Коэффициент α_t учитывает число часов использования максимальной нагрузки ВЛ (T_M), а коэффициент k_M – отражает участие нагрузки ВЛ в максимум энергосистемы (табл. 3.9.).

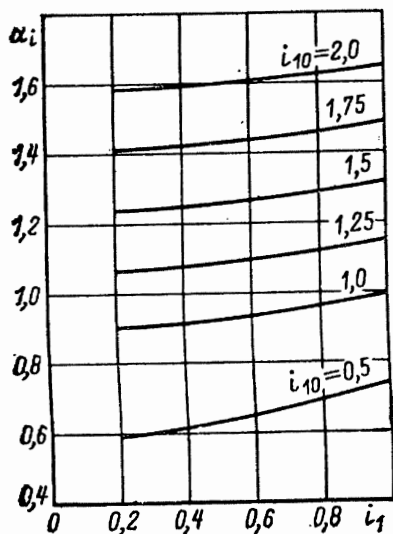


Рис. 3.3. Коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии, α_i для ВЛ 330 и 500 кВ

Таблица 3.9. Усредненные значения коэффициента α_i

Напряжение ВЛ, кВ	Коэффициент участия в максимуме энергосистемы, K_u	Значение коэффициента α_i при числе часов использования максимума нагрузки линии, T_m		
		до 4000	4000 – 6000	более 6000
35 – 330	1,0	0,8	1,0	1,3
	0,8	0,9	1,2	1,6
	0,6	1,1	1,5	2,2
500	1,0	0,7	0,9	1,1
	0,8	0,8	1,0	1,4
	0,6	0,9	1,4	1,9

Для линий с максимумом нагрузки летом или в часы снижения нагрузки энергосистемы (при $K_m \leq 0,5$) I_5 принимается по максимальной нагрузке линии, а α_i – равным 0,4.

Сечения проводов на ответвлениях от основной ВЛ длиной до 2 км, сооружаемых одновременно с основной линией, принимается таким же, как и на основной линии. Для заходов действующих ВЛ на подстанции сечение провода выбирается, как правило, не меньшим, чем на основной линии.

При пользовании нормированными значениями плотности тока необходимо также руководствоваться следующим.

Приведенные выше значения относятся только к проектируемым линиям и не являются критерием экономической нагрузки существующих линий. На таких линиях по сравнению с прокладкой дополнительных цепей или замены проводов проводами больших сечений допускается превышение (вплоть до двукратного) нормативных величин плотности тока.

Увеличение числа цепей сверх необходимого по условиям надежности электроснабжения в целях удовлетворения экономической плотности тока обосновывается технико-экономическим расчетом. При этом во избежание увеличений числа линий или цепей также допускается превышение нормативных величин плотности тока вплоть до двукратных значений.

Для ВЛ 110-220 кВ основной сети, сооружаемых на территории городов, рекомендуется применять сечения проводов не менее 240 и 400 мм² соответственно.

В табл. 3.10 приведены данные передаваемой мощности по ВЛ 35-500 кВ, соответствующей нормированной плотности тока.

Выбранное сечение провода должно быть проверено по допустимой токовой нагрузке по нагреву:

$$I_{p.n.} \leq I_{доп.}$$

где $I_{p.n.}$ - расчетный ток для проверки проводов по нагреву (в качестве такового принимается средняя токовая нагрузка за полчаса), при этом расчетными режимами могут являться нормальные или послеаварийные режимы, а также периоды ремонтов других элементов сети, возможных неравномерностей распределения нагрузки между линиями и т.п.

Допустимые длительные токи и мощности для неизолированных проводов марок АС и АСК приведены в табл. 3.11, а поправочные коэффициенты на температуру воздуха для неизолированных проводов – в табл. 3.12.

Проверке по условиям короны подлежат ВЛ 110 кВ и выше, прокладываемые по трассам с отметками выше 1500 м над уровнем моря. При более низких отметках - проверка не производится, если сечения проводов равны или больше минимально допустимых по условиям короны (табл. 3.5).

Таблица 3.10. Расчетная мощность ВЛ 35-500 кВ со сталеалюминиевыми проводами, МВт, при нормированной плотности тока
(при $1,05 U_{\text{норм}}$, $T_{\text{макс}} = 5000$ ч/год, $\cos \varphi = 0,9$, α_i и $\alpha_t = 1$)

Напря- жение, кВ	Номинальное сечение, мм ² . Количество проводов в фазе, шт.															
	35		50		70		95		120		150		185		240	
	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
35	1,7	2,6	3,5	4,8	6,1	7,6	9,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
110	-	-	11,0	15,0	19,0	23,8	29,2	38,8	-	-	-	-	-	-	-	-
150	-	-	-	-	26,0	32,5	40,0	51,0	-	-	-	-	-	-	-	-
220	-	-	-	-	-	-	-	76	-	95	-	-	-	127	-	156
330	-	-	-	-	-	-	-	-	230	-	285	-	-	379	-	475
500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	650	715	-	870	-

Примечания: α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии.

При $\cos \varphi \neq 0,9$, а также α_i и $\alpha_t \neq 1$ следует ввести поправочный коэффициент.

Проверка по допустимым потерям и отклонениям напряжения ВЛ 35 кВ и выше не подлежат, так как повышение уровня напряжения путем увеличения сечения проводов таких линий по сравнению с применением трансформаторов с РПН или средств компенсации реактивной мощности экономически не оправдывается.

Таблица 3.11. Допустимые длительные токи и мощности для неизолированных проводов марок АС, АСК (допустимая температура нагрева +70°C при температуре воздуха +25°C)

Сечение (алюминий / сталь), мм ²	Ток, А		Мощность, МВт, вне помещений при напряжении, кВ					
	вне поме- щений	внутри поме- щений	500	330	220	150	110	35
35/6,2	175	135	-	-	-	-	-	10
30/8	210	165	-	-	-	-	-	12
70/11	265	210	-	-	-	-	47,6	15,2
95/16	330	260	-	-	-	80,9	59,3	18,9
120/19	390	313	-	-	-	93,6	68,7	21,8
150/24	450	365	-	-	-	110,3	80,9	25,7
185/29	510	425	-	-	-	126,2	92,6	29,5
240/39	610	505	-	328	218	149	109,2	-
300/48	690	585	566	374	249	-	-	-
330/27	730	-	596	-	-	-	-	-
400/18	830	713	685	452	301	-	-	-
400/51	825	705						
400/69	860	-						
500/26	960	830	778	513	342	-	-	-
500/64	945	815	778	513	342	-	-	-

Примечание. Допустимая длительная мощность рассчитана при $U=1,05U_{ном}$

Таблица 3.12. Поправочные коэффициенты на температуру воздуха для неизолированных проводов

Расчетная температура воздуха, °C	Нормированная температура провода, °C	Поправочные коэффициенты при фактической температуре воздуха, °C											
		-5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
25	70	1,29	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1,0	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67

Потери активной мощности в продольном сопротивлении схемы замещения ВЛ можно определять по кривым, приведенным на рис. 3.4 для ВЛ 110 и 35 кВ. При этом $\cos \varphi$ был принят равным 0,9, при иных значениях $\cos \varphi$ значения потерь мощности умножаются на $0,81/\cos^2 \varphi_1$.

Потери мощности на корону могут быть приняты по данным табл. 3.13.

Таблица 3.13. Удельные потери мощности на корону на линиях с типовыми конструкциями фаз

Напряжение ВЛ, кВ	Марка и число проводов в фазе	Потери мощности на корону, кВт/км, при погодных условиях				Средне-годовые потери, кВт/км
		хорошая погода	сухой снег	дождь	изморозь	
1150	8хAC-300/48	12,6	39,0	119,0	294,0	32,0
	8хAC-330/43	9,8	29,5	97,5	262,0	27,0
750	4хAC-600/72	4,6	17,5	65,0	130,0	15,0
	5хAC-240/56	3,9	15,5	55,0	115,0	13,0
500	3хAC-330/43	2,8	11,0	36,0	96,0	9,0
	3хAC-500/64	1,8	6,5	22,0	56,0	5,5
330	2хAC-300/39	1,0	4,5	15,0	44,0	3,8
	2хAC-400/51	0,8	3,3	11,0	33,5	2,9
220	1хAC-300/43	0,25	0,95	2,75	10,5	0,84
110	1хAC-120/19	0,02	0,1	0,3	1,0	0,08

Ориентировочная ширина коридоров ВЛ приведена в табл. 3.14.

Таблица 3.14. Ориентировочная ширина коридоров ВЛ

Напряжение ВЛ, кВ	Ширина коридора, м		
	одной ВЛ (одноцепная или двухцепная)	для каждой дополнительной ВЛ	для каждой дополнительной ВЛ на подходах к ПС и стесненных участках прибавляется
20	26	14	8,5
35	38	21(23)	12
110	50	28 (35)	15
150	60		16
220	64	38 (41)	21
330	78	38 (44)	28
500	84	50	43
750	120	75	60
1150	160	100	80

Примечание. В скобках приводятся данные для двухцепных опор.

Площади постоянного отвода земли для опор ВЛ приведены в табл. 3.15.

Таблица 3.15. Площадь постоянного отвода земли для типовых опор ВЛ

№ пп.	Напряжение ВЛ, кВ	Характеристика промежуточной опоры	Размер постоянного отвода земли на 1 км ВЛ, м ²	
			Стальные опоры	Железобетонные опоры
1	35 – 110	Одноствоечная	65 – 70	35 – 40
2	220 – 330	Свободностоящая	80 – 115	35 – 90
3	500 – 750	Железобетонная-свободностоящая, стальная на оттяжках	520 – 1215	170
4	1150	Стальная на оттяжках	4000	-

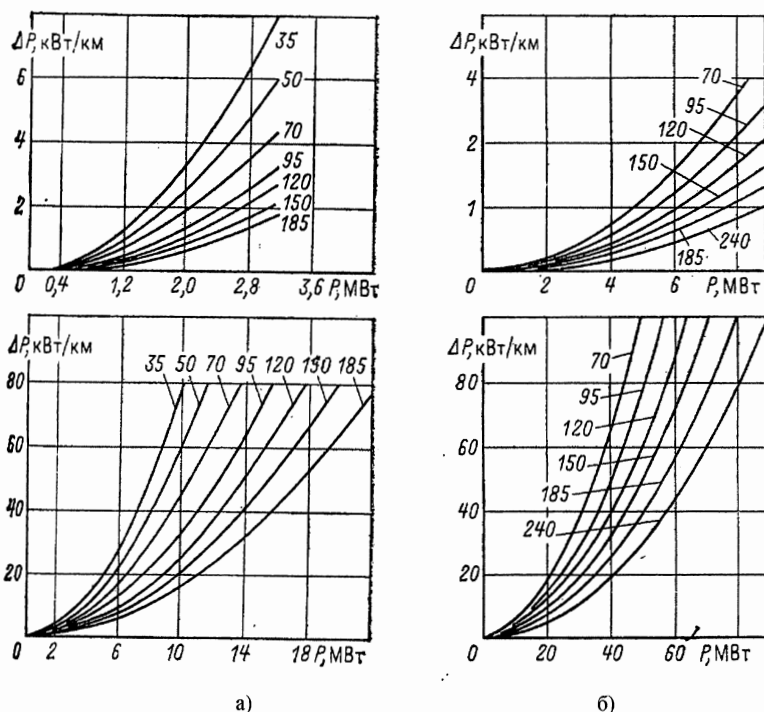


Рис. 3.4. Потери активной мощности в воздушных линиях 35 кВ (а) и 110 кВ (б)

Норма продолжительности проектирования и строительства ВЛ (СНиП 1.04.03-85) приведены в табл. 3.16.

Таблица 3.16. Норма продолжительности проектирования и строительства ВЛ

Напряжение, кВ	Количество цепей	Протяженность, км	Нормы продолжительности проектирования и строительства, мес., в т.ч.:	
			проектирования	строительства
750	1	200	47	12
		300	50,5	16
		500	58,5	24
		700	68	30

Продолжение табл. 3.16

500	1	100	35	7
		200	41	10
		400	49,5	17
		600	54,5	24
330	1	100	13,5	6
		200	16	9
		400	22	15
220	1	50	11,5	5
		100	14,5	7
		150	14	8
		250	16	11
	2	50	10	5
		100	12,5	7
		150	15	9
110-150	1	250	19	13
	2	50	11	5
		100	12,5	6
		150	13,5	8
	2	50	11	5
		100	13	7
		150	14,5	9

3.2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОТДЕЛЬНЫХ ВЛ

Ниже приведены характеристики и технические показатели отдельных ВЛ 110-1150 кВ, выполненных в последние годы.

Таблица 3.17. Характеристика ВЛ 110 кВ

Характеристика ВЛ:	
Длина	42,8 км
Количество цепей	1
Марка и число проводов в фазе	АС 150/24
Район гололедности	III
Марка троса	С-50
Нормативный, скоростной напор ветра	500Па
Рельеф местности	равнинный
Основной тип опор	ПБ110-5; УБ110-7; У110-1
Фундаменты	подножки

Технические показатели ВЛ 110 кВ

Технические показатели	Един. изм.	Количество на 1 км
Количество опор, в т.ч.:	шт	4,91
железобетонных (пром./АУ)	шт	4,72 (4,42/0,30)
стальных (пром./АУ)	шт	0,19(-/0,19)
Металл,	т	6,26

Продолжение. Технические показатели ВЛ 110 кВ

в т.ч.: металлические опоры и траверсы к железобетонным опорам	т	2,60
Железобетон	м ³	12,55
в т.ч. стойки ж/б опор	м ³	9,28
Провод	т	1,76
Трос	т	0,49

Таблица 3.18. Характеристика ВЛ 220 кВ

Характеристика ВЛ:	
Длина	125 км
Количество цепей	1
Марка и число проводов в фазе	АС 240/32
Марка и число тросов	С-70
Район гололедности	II
Нормативный, скоростной напор ветра	400Па
Рельеф местности	равнинный
Основной тип опор	П 220-3; У 220-1; У220-3
Фундаменты	подножки

Технические показатели ВЛ 220 кВ

Технические показатели	Един. изм.	Количество на 1 км
Количество опор, в т.ч.:	шт	2,7
железобетонных (пром./АУ)	шт	-
стальных (пром./АУ)	шт	2,7 (2,41/0,29)
Металл,	т	17,93
В т.ч.: металлические опоры	т	14,79
Железобетон	м ³	12,85
в т.ч. стойки ж/б опор	м ³	-
Провод	т	2,85
Трос (С-70)	т	0,63

Таблица 3.19. Характеристика ВЛ 330 кВ

Характеристика ВЛ:	
Длина	94,4 км
Количество цепей	1
Марка и число проводов в фазе	2хАС 300/39
Марка и число тросов	С-70
Район гололедности	II, III
Нормативный, скоростной напор ветра	560, 640, 810, 900 Па

Продолжение табл. 3.19

Рельеф местности	равнинный
Основной тип опор	П 330-3; У 330-1
Фундаменты	подножки

Технические показатели ВЛ 330 кВ

Технические показатели	Един. изм.	Количество на 1 км
Количество опор, в т.ч.:	шт	2,83
железобетонных (пром./АУ)	шт	-
стальных (пром./АУ)	шт	2,83 (2,37/0,46)
Металл,	т	27,43
в т.ч.: металлические опоры	т	24,20
Железобетон	м ³	23,20
в т.ч. стойки ж/б опор	м ³	-
Провод	т	7,15
Трос	т	0,69

Таблица 3.20. Характеристика ВЛ 500 кВ

Характеристика ВЛ:	
Длина	235,8 км
Количество цепей	1
Марка и число проводов в фазе	3хАС 300/39
Марка и число тросов	2х1хАЖС 70/39
Район гололедности	II
Нормативный, скоростной напор ветра	550 Па
Рельеф местности	равнинный
Основной тип опор	ПБ1; Р1; У 2
Фундаменты	сваи

Технические показатели ВЛ 500 кВ

Технические показатели	Един. Изм.	Количество на 1 км
Количество опор, в т.ч.:	шт	2,36
железобетонных (пром./АУ)	шт	-
стальных (пром./АУ)	шт	2,36 (2,23/0,13)
Металл,	т	26,37
в т.ч.: металлические опоры	т	18,50

Продолжение. Технические показатели ВЛ 500 кВ

Железобетон	м ³	24,10
в т.ч. стойки ж/б опор	м ³	-
Провод	т	10,50
Трос	т	1,016

Таблица 3.21. Характеристика ВЛ 750 кВ

Характеристика ВЛ:	
Длина	216,6 км
Количество цепей	1
Марка и число проводов в фазе	5хАС 300/66
Марка и число тросов	2х1хАС 70/72; 2х1хАС95/141
Район гололедности	III; IV
Нормативный, скоростной напор ветра	560; 810 Па
Рельеф местности	волнистая равнина
Основной тип опор	ПП 750-1; ПП 750-3; ПП 750-5; УС 750-1
Фундаменты	подножки

Технические показатели ВЛ 750 кВ

Технические показатели	Един. Изм.	Количество на 1 км
Количество опор, в т.ч.:	шт	2,64
железобетонных (пром./АУ)	шт	-
стальных (пром./АУ)	шт	2,64 (2,11/0,53)
Металл,	т	57,57
в т.ч.: металлические опоры	т	48,51
Железобетон	м ³	34,89
в т.ч. стойки ж/б опор	м ³	-
Провод	т	20,43
Трос (АС70/72/АС95/141)	т	1,56/2,83

Таблица 3.22. Характеристика ВЛ 1150 кВ

Характеристика ВЛ:	
Длина	689,9 км
Количество цепей	1
Марка и число проводов в фазе	8хАС 330/43
Марка и число тросов	2х2хАС 70/72
Район гололедности	II; III; IV

Продолжение табл. 3.22

Нормативный, скоростной напор ветра	700; 750 Па
Рельеф местности	равнинный, пересеченный
Основной тип опор	ПОГ1150-5; У 1150-1
Фундаменты	подножки

Технические показатели ВЛ 1150 кВ

Технические показатели	Един. изм.	Количество на 1 км
Количество опор, в т.ч.:	шт	2,89
железобетонных (пром./АУ)	шт	-
Стальных (пром./АУ)	шт	2,89 (2,80/0,09)
Металл,	т	60,37
в т.ч.: металлические опоры	т	57,66
Железобетон	м ³	32,60
в т.ч. стойки ж/б опор	м ³	-
Провод	т	31,52
Трос (АС70/72/АС95/141)	т	3,14

3.3. КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ

Кабельные линии находят преимущественное применение в условиях промышленной и городской застройки, т. е. в районах, где прокладка воздушных линий встречает большие затруднения. В городах и промышленных зонах кабельные линии прокладывают, как правило, в земле (траншеях) по непроезжей части улиц (под тротуарами) и по техническим полосам (газоны с кустарниковой посадкой). На территориях, насыщенных подземными коммуникациями, прокладку кабельных линий выполняют в коллекторах и туннелях. При пересечении проезжей части улиц кабельные линии прокладываются в блоках или трубах.

Основные типы силовых кабелей напряжением 6 - 10 кВ и выше приведены в табл. 3.23, а обозначение марок кабелей — на рис. 3.4. Стандартные сечения кабелей приведены в табл. 3.24 — 3.26.

В настоящее время применяются, как правило, кабели с алюминиевыми жилами в алюминиевой оболочке. Применение кабелей с медными жилами требует специального обоснования. Для кабельных линий, прокладываемых в земле и воде, применяются

бронированные кабели. Применение кабелей в свинцовой оболочке предусматривается для прокладки подводных линий, в шахтах, опасных по газу и пыли, для прокладки в особо опасных коррозионных средах. В остальных случаях при невозможности использовать кабели в алюминиевых или пластмассовых оболочках их замена на кабели в свинцовых оболочках требует специального обоснования.

В последние годы получили распространение кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ). Их основные достоинства:

- Кабели изготавливаются на напряжение до 500 кВ;
- Срок службы кабелей с СПЭ изоляцией составляет не менее 30 лет;
- Пропускная способность, примерно, на 18% выше, чем у кабелей с бумажной или маслонаполненной изоляцией, так как они рассчитаны на длительную работу даже при температуре жилы 90°C , а их бумажно-масляные аналоги допускают нагрев до 70°C ;
- Кабели с СПЭ изоляцией отвечают экологическим требованиям;
- Прокладка и монтаж кабелей с СПЭ изоляцией меньше зависит от погоды и может вестись даже при температуре -20°C ;
- Для кабелей с изоляцией из СПЭ значительно дешевле и проще становятся обслуживание и ремонт при механических повреждениях, а также существенно легче выполняются прокладка и монтаж соединительных муфт и концевых заделок в полевых условиях.

Изготовитель кабеля с СПЭ изоляцией – АВВ Москабель.

Марки кабелей, рекомендуемые для прокладки в земле (траншее), в воздухе и воде, приведены в табл. 3.27 – 3.30. Для кабелей с нормально пропитанной бумажной изоляцией наибольшая допустимая разность уровней между точками прокладки приведена в табл. 3.31. Разность уровней для кабелей с нестекающей пропиткой, пластмассовой и резиновой изоляцией не ограничивается.

Максимальная возможная разность уровней в маслонаполненных кабельных линиях низкого давления составляет 20—25 м. Для кабелей высокого давления (в стальных трубах) возможная разность уровней между стопорными муфтами определяется минимально допустимым снижением давления масла в трубопроводе до 1,2 МПа. Нормальное давление масла принимается равным $(1,5 \pm 2\%)$ МПа, максимальное - согласовывается с заводом-изготовителем.

Максимальные строительные длины силовых кабелей приведены в табл. 3.32. Для маслонаполненных кабелей 110 кВ и выше стандартная строительная длина

составляет до 800 м. Завод-изготовитель уточняет строительные длины таких кабелей в соответствии с проектом прокладки линии.

Таблица 3.23. Основные типы кабелей

Изоляция	Исполнение
Резиновая и пластмассовая	Трехжильные с пластмассовой изоляцией, облегченные для электрификации сельского хозяйства 10 кВ Трехжильные и одножильные 6—35 кВ Одножильные 110—220 кВ
Бумажная	С вязкой пропиткой <ul style="list-style-type: none"> с поясной изоляцией трехжильные 6—10 кВ трехжильные с отдельно свинцованными жилами 20—35 кВ Маслонаполненные: <ul style="list-style-type: none"> одножильные с центральным маслопроводящим каналом низкого и высокого давления 110 —220 кВ трехжильные высокого давления в стальной трубе с маслом под давлением 110—220 кВ

Таблица 3.24. Стандартные сечения одножильных маслонаполненных кабелей 110-500 кВ

Марка кабеля	Напряжение, кВ	Сечение, мм ²
Низкого давления: МНС, МНАШв, МНАГШв, МНСА, МНСШв, МНАГШву, МНАШву, МНСК МНАШву, МНСК	110	120, 150, 185, 240, (270) 300, (350), 400, 500, (550), 625, 800
МНСА, МНСШв, МНАГШву, МНАШву, МНСК	220	300, (350), 400, 500, (550), 625, 800
Высокого давления МВДТ	110	120, 150, 185, 240, (270), 300, 400, 500, (550), 625, 700
	220	300, 400, 500, (550), 625, 700, 1200
	330	400, 500, (550), 625, 700
	500	(550), 625, 700, 1200

Примечание. Кабели с сечением, указанными в скобках, изготавливаются по согласованию с заводом-изготовителем.

Рекомендации по прокладке кабелей приведены в табл. 3.27 — 3.30, а расчетные данные кабелей – в табл. 3.33-3.35.

Прокладываемые в трубопроводе _____ Т
 Шланг из поливинилхлоридного пластиката _____ Ш_в
 То же с усиленным защитным слоем _____ Ш_в
 Покров асфальтированный _____ А
 То же бронированный круглыми проволоками _____ К
 Оболочка свинцовая _____ С
 То же алюминиевая, алюминиевая гофрированная _____ А, А_г
 Давление масла низкое _____ Н
 То же высокое _____ ВД
 Маслонаполненный (с медной жилой) _____ М

а)

Усовершенствованный _____ У
 Без наружного покрова _____ Г
 Тип покрова _____ Б, Б_л, Б_{2л}, Б_в, П_н, К, Ш_в, Ш_{пс}
 Оболочка свинцовая _____ С
 То же алюминиевая _____ А
 Изолированные жилы совместно _____ --
 То же отдельно _____ О
 Жила медная _____ --
 То же алюминиевая _____ А
 Изоляция обыкновенная _____ --
 То же пропитанная нестекающим составом _____ Ц

б)

Шланг из
 поливинилхлоридного пластиката _____ Ш_в
 Без наружного покрова _____ Г
 Бронированный _____ Б_б
 Оболочка из полиэтилена, самозатухающего
 и вулканизированного полиэтилена,
 поливинилхлоридного пластиката, алюминия _____ П, П_с, П_в, В, А
 Жила медная _____ --
 То же алюминиевая _____ А

в)

Рис. 3.5. Обозначение типов кабелей: а) – маслонаполненные; б) – с бумажной изоляцией и вязкой пропиткой; в) – с пластмассовой изоляцией

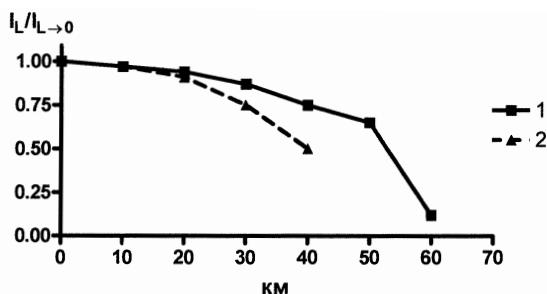


Рис. 3.6. Зависимость допустимого тока нагрузки одноцепных кабельных линий 110-220 кВ в земле от их длины:

1- линия 110 кВ с кабелем 350 мм²; 2- линия 220 кВ с кабелем 500 мм²; I_L – допустимый ток нагрузки линии длиной L ; $I_{L \rightarrow 0}$ – то же при $L \geq 10$ км

Выбор сечения кабельных линий производят по нормированным значениям плотности тока (табл. 3.36). Экономическая мощность кабельных линий, подсчитанная по нормированной плотности тока, приведена в табл. 3.37 – 3.39. Сечение жил кабеля, выбранное по нормированным значениям плотности тока, должно удовлетворять условиям допустимого нагрева в нормальных и послеаварийных режимах работы.

В ряде случаев (например, при прокладке в воздухе) сечение кабеля определяется допустимой длительной нагрузкой, которая (особенно для маслонаполненных кабелей) ниже экономической. Значение допустимого длительного тока для кабелей зависит от конструкции кабеля, условий прокладки, количества параллельно проложенных кабелей и расстояния между ними.

Для каждой кабельной линии должны быть установлены наибольшие допустимые токовые нагрузки, определяемые по участку трассы с наилучшими тепловыми условиями при длине участка не менее 10 м.

Длительно допустимые токовые нагрузки для разных марок кабелей напряжением до 35 кВ при различных условиях прокладки принимаются в соответствии с ПУЭ. В табл. 3.40 – 3.43 приведены допустимые длительные мощности кабельных линий, подсчитанные при среднем эксплуатационном напряжении ($1,05U_{ном}$).

Допустимые нагрузки для маслонаполненных кабелей в большой степени зависят от условий прокладки. Данные табл. 3.38 приведены для среднерасчетных

условий и конструкций отечественных кабелей переменного тока. Приведенные значения соответствуют длинам, не превышающим 8—10 км. Для кабельных линий, длина которых превышает 10 км, определение передаваемой мощности производится специальным расчетом или ориентировочно по данным рис. 3.6.

Допустимые длительные мощности соответствуют условию прокладки в земле одного кабеля. При прокладке нескольких кабелей вводятся поправочные коэффициенты: 0,9 — для двух кабелей, 0,8 — для четырех, 0,75 - для шести кабелей. При прокладке в воздухе и воде допустимые длительные мощности соответствуют любому количеству кабелей.

Данные табл. 3.40 – 3.43 определены, исходя из температуры окружающей среды - при прокладке кабеля в земле +15°C и при прокладке в воздухе (туннеле) +25°C. При другой температуре окружающей среды данные умножают на коэффициенты, приведенные в табл. 3.48.

Таблица 3.31. Допустимая наибольшая разность уровней прокладки кабелей с нормально пропитанной изоляцией, м

Допустимая наибольшая разность уровней прокладки кабелей, м		
Алюминиевая оболочка при напряжении, кВ		Свинцовая оболочка при напряжении, кВ
6	10 – 35	6 - 35
20	15	15

Таблица 3.32. Строительная длина силовых кабелей, м

Кабели	Напряжение, кВ		
	6—10	20-35	110—220
С пропитанной бумажной изоляцией сечением жилы, мм ² :			
до 70	450	—	—
95—120	400	250	—
150 и более	350	250	—
Маслонаполненные всех сечений	—	—	200 - 800
С пластмассовой изоляцией сечением жилы, мм ² :			
до 70	450	—	—
95—120	400	—	—
150 и более	350	—	500

Примечание. Строительная длина кабелей 110—220 кВ уточняется по согласованию с заводом-изготовителем.

Таблица 3.25. Стандартные сечения кабелей с бумажной изоляцией, мм²

Кабели с жилами		Напряжение, кВ		
медными	алюминиевыми	6, 10	20	35
с нормально пропитанной изоляцией				
СПУ, СПЛУ, СБЛУ, СБ2ЛУ, СБнУ, СБГУ, СТУ, СБУ, СКЛУ	ААЛУ, ААШЛУ, ААШЛУ, ААШЛУ, ААБЛУ, ААБ2ЛУ, АСПУ, АСПЛУ, АСБУ, АСБЛУ, АСТУ, АСКЛУ, АСБЛУ, АСБ2ЛУ	10 – 240 10 – 240	-	120 – 400**
СТ	АСГ, ААГ, ААШВ, ААШП	-	25 – 400*	-
ОСК, ОСБ, ОСБн, ОСБГ	АОСК, АОСБ, АОСБн, АОСБГ	-	25 – 185	25 – 185
ОСБУ, ОСБЛУ, ОСКУ	АОСБУ, АОСБЛУ, АОСКУ	-	-	120 – 150*
пропитанные нестекающим составом				
ЦСПЛУ	ЦАСПЛУ	—	—	120 – 400*
ЦАСБЛУ, ЦСПЛУ, ЦСБЛУ, ЦСБЛУ, ЦСБЛУ, ЦСПЛУ	ЦААШЛУ, ЦААШЛУ, ЦААШЛУ, ЦААШЛУ, ЦААБЛУ, ЦААБ2ЛУ, ЦАСБЛУ, ЦАСБЛУ	25 – 185 25 – 185	—	120 – 400*
ЦОСБУ, ЦОСБЛУ	ЦАОСБУ, ЦАОСБЛУ	—	—	120 – 150*

* Кабели изготавливаются из трех изолированных жил в отдельной свинцовой оболочке

** Кабели изготавливаются с одной жилой

Таблица 3.26. Стандартные сечения кабелей с пластмассовой изоляцией, мм²

Кабели с жилами		Напряжение, кВ			
медными	алюминиевыми	6	110	220	
-	АПвП*, АПвПс*, АПвВ*	-	270, 350, 500, 625, 800	350, 500, 625, 800, 1000	
ВВГ, ПВГ, ПсВГ, ПвВГ, ПВБШв, ПсБШв, ПВБШв ВАШв, ПВАШв	АВВГ, АПВГ, АПсВГ, АПвВГ АВБШв, АПБШв, АПсБШв, АПвБШв АВАШв, АПвАШв	10 – 240	-	-	

* Изготавливаются с одной жилой

Таблица 3.27. Прокладка маслонаполненных кабелей и кабелей с пластмассовой изоляцией 110-220 кВ

Условия прокладки	На участках с разностью уровней не более 20-25 м без применения ступенчатых муфт	На участках без ограничения разностей уровней	
		маслонаполненные	с пластмассовой изоляцией
В туннелях и каналах зданий без применения механизированной прокладки	МНС, МНАШв, МНАГШв	-	АПвПс, АПвВ
В земле (траншеях), если кабель не подвергается растягивающим усилиям и внешним механическим воздействиям	МНСА, МНСШв, МНАГШву МНАШву	-	АПвП, АПвПс
В земле, в болотистой местности, где требуется дополнительная механическая защита кабеля, под водой	МНСК	-	-
В стальном трубопроводе с маслом под давлением, прокладываемом в туннеле, земле и под водой	-	МВДТ	-

Таблица 3. 29. Марки кабелей, рекомендуемые для прокладки в воздухе

Область применения	С бумажной пропитанной изоляцией			С пластмассовой и резиновой изоляцией и оболочкой	
	при отсутствии опасности механических повреждений в эксплуатации	при наличии опасности механических повреждений в эксплуатации	при отсутствии опасности механических повреждений в эксплуатации	при отсутствии опасности механических повреждений в эксплуатации	при наличии опасности механических повреждений в эксплуатации
Прокладка в помещениях (туннелях), каналах, кабельных полуэтажах, шахтах, коллекторах, производственных помещениях и др.:					
сухих					
сырых, частично затопляемых, при наличии среды со слабой коррозионной активностью	АОСБГУ, ААГУ, ААШвУ, ААШпсУ	—	АВВГ, АПвВГ, АВВБШв, АВВБШпс	АВВГ, АПвВГ, АВВБШв, АВВБШпс	АВВБШв, АВВБШпс
сырых, частично затопляемых, при наличии среды со средней и высокой коррозионной активностью	ААШвУ, ААШпсУ	—	АВВГ, АПвВГ	АВВГ, АПвВГ	АВВБШв, АВВБШпс
Прокладка в пожароопасных помещениях	ААГУ, ААШвУ, АОСБГУ	—	АПсВг	АПсВг	—
Прокладка во взрывоопасных зонах классов:					
В-I, В-Ia	СБГУ	—	ВВГ	ВВГ	АВВБШв

Продолжение табл. 3.29

В-1г, В—II	АСГУ, ААШвУ, ААШпсУ	-	АВВГ	АВБбШв
В-1б, В- II а	ААГУ, АСГУ, ААШвУ, ААШпсУ	-	АВВГ	АВБбШв
Прокладка на эстакадах:				
технологических	ААШвУ, ААШпсУ	-	АВВГ, АПсВГ, АПВВГ, АПВГ, АВАШв	АВАШв
специальных кабельных	ААШвУ	-		АВАШв
по мостам	ААШвУ, ААШпсУ	-		-
Прокладка в блоках	СГУ, АСГУ	СГУ, АСГУ	АВВГ, АПсВГ, АПВВГ, АПВГ	

Таблица 3.30. Марки кабелей, рекомендуемые для прокладки в воде и в шахтах

Условия прокладки	С бумажной пропитанной изоляцией в металлической оболочке			
	при отсутствии опасности механических повреждений в эксплуатации	в процессе эксплуатации не подвергаются значительным растягивающим усилиям	в процессе эксплуатации подвергаются значительным растягивающим усилиям	
В воде	-	-	СКЛУ, АСКЛУ, ОСКУ, АОСКУ	
В шахтах	ААШвУ, ААШпсУ,	СБиУ, ААШвУ, ААШпсУ	СПт	

Таблица 3.33. Удельные ёмкостные токи однофазного замыкания на землю кабелей 6 – 35 кВ с бумажной изоляцией с вязкой пропиткой, А/км

Сечение жилы, мм ²	Кабели с поясной изоляцией		Кабели с отдельно освинцованными жилами		Сечение жилы, мм ²	Кабели с поясной изоляцией		Кабели с отдельно освинцованными жилами	
	6 кВ	10 кВ	20 кВ	35 кВ		6 кВ	10 кВ	20 кВ	35 кВ
10	0,33	—	—	—	120	0,89	1,1	3,4	4,4
16	0,37	0,52	—	—	150	1,1	1,3	3,7	4,8
25	0,46	0,62	2,0	—	185	1,2	1,4	4,0	—
35	0,52	0,69	2,2	—	240	1,3	1,6	—	—
50	0,59	0,77	2,5	—	300	1,5	1,8	—	—
70	0,71	0,9	2,8	3,7	400	1,7	2,0	—	—
95	0,82	1,0	3,1	4,1	500	2,0	2,3	—	—

Таблица 3.34. Расчетные данные кабелей с бумажной изоляцией (на 1 км)

Сечение жилы, мм ²	R ₀ , Ом		6 кВ		10 кВ		20 кВ		35 кВ	
	Медь	Алюминий	x ₀ ,	b ₀ ,	x ₀ ,	b ₀ ,	x ₀ ,	b ₀ ,	x ₀ ,	b ₀ ,
			Ом	квар	Ом	квар	Ом	квар	Ом	квар
10	1,84	3,10	0,110	2,3	-	-	-	-	-	-
16	1,15	1,94	0,102	2,6	0,113	5,9	-	-	-	-
25	0,74	1,24	0,091	4,1	0,099	8,6	0,135	24,8	-	-
35	0,52	0,89	0,087	4,6	0,095	10,7	0,129	27,6	-	-
50	0,37	0,62	0,083	5,2	0,090	11,7	0,119	31,8	-	-
70	0,26	0,443	0,08	6,6	0,086	13,5	0,116	35,9	0,137	86
95	0,194	0,326	0,078	8,7	0,083	15,6	0,110	40,0	0,126	95
120	0,153	0,258	0,076	9,5	0,081	16,9	0,107	42,8	0,120	99
150	0,122	0,206	0,074	10,4	0,079	18,3	0,104	47,0	0,116	112
185	0,099	0,167	0,073	11,7	0,077	20,0	0,101	51,0	0,113	115
240	0,077	0,129	0,071	13,0	0,075	21,5	0,098	52,8	0,111	119
300	0,061	0,103	—	—	—	—	0,095	57,6	0,097	127
400	0,046	0,077	—	—	—	—	0,092	64,0	-	-

Таблица 3.35. Расчетные данные маслонаполненных кабелей и кабелей с пластмассовой изоляцией 110 – 220 кВ (на 1 км)

Сечение жилы, мм ²	Маслонаполненные					С пластмассовой изоляцией				
	r ₀ , Ом	110 кВ		220 кВ		r ₀ , Ом	110 кВ		220 кВ	
		x ₀ ,	b ₀ ,	x ₀ ,	b ₀ ,		x ₀ ,	b ₀ ,	x ₀ ,	b ₀ ,
		Ом	квар	Ом	квар		Ом	квар	Ом	квар
150	0,122	0,200	1180	0,160	3600	-	-	-	-	-
185	0,099	0,195	1210	0,155	3650	-	-	-	-	-
240	0,077	0,190	1250	0,152	3780	-	-	-	-	-
270	0,068	0,185	1270	0,147	3850	0,092	0,120	450	0,120	1100
300	0,061	0,186	1300	0,145	3930	-	-	-	-	-

Продолжение табл. 3.35

350	0,051	0,175	1330	0,140	4070	0,086	0,116	755	0,116	1900
400	0,046	0,170	1360	0,135	4200	-	-	-	-	-
425	0,042	0,165	1370	0,132	4260	-	-	-	-	-
500	0,037	0,160	1420	0,128	4450	0,060	0,110	830	0,110	2100
550	0,032	0,155	1450	0,124	4600	-	-	-	-	-
625	0,029	0,150	1500	0,120	4770	0,048	0,100	1040	0,100	2600
700	0,026	0,145	1550	0,116	4920	-	-	-	-	-
800	0,022	0,140	1600	0,112	5030	0,040	-	1250	-	3700

Примечания: 1. Маслонаполненные кабели изготавливаются с медными жилами, кабели с пластмассовой изоляцией – с алюминиевыми жилами.

2. Параметры маслаполненных кабелей 330 и 500 кВ с сечением медных жил 500 мм² следующие: $r_0 = 0,032$ Ом/км; $x_0 = 0,075$ и $0,044$ Ом/км; $b_0 = 9000$ и 17000 квар/км для напряжений 330 и 500 кВ соответственно.

Таблица 3. 36. Нормированная плотность тока для кабелей, А/мм²

Тип кабеля	Т _{нвх} , ч/год		
	более 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000
Кабели с бумажной, резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами:			
медными	2,4	2,0	1,6
алюминиевыми	1,3	1,1	1,0
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медными	2,8	2,5	2,2
алюминиевыми	1,5	1,4	1,3

Таблица 3.37. Экономическая мощность линий 6 – 35 кВ, выполненных кабелями с вязкой пропиткой и пластмассовой изоляцией, МВт

Сечение жилы, мм ² :	Медные жилы При напряжении, кВ				Алюминиевые жилы при напряжении, кВ			
	6	10	20	35	6	10	20	35
10	0,24/0,3	-	-	-	0,13/0,16	-	-	-
16	0,4/0,5	0,7	-	-	0,22/0,3	0,4	-	-
25	0,6/0,7	1,0	2,0	-	0,3/0,40	0,6	1,1	-
35	0,9/1,1	1,4	2,9	-	0,5/0,60	0,8	1,6	-
50	1,2/1,5	2,0	4,1	-	0,7/0,80	1,1	2,3	-
70	1,7/2,1	2,9	5,7	10,0	1,0/1,20	1,6	3,2	5,6
95	2,3/2,8	3,9	7,8	13,8	1,3/1,60	2,2	4,4	7,6
120	2,9/3,6	4,9	9,8	17,2	1,6/1,90	2,8	5,5	9,6
150	3,7/4,6	6,1	12,3	21,5	2,1/2,50	3,4	6,9	12,0
185	4,5/5,6	7,5	15,2	26,5	2,5/3,00	4,2	8,5	14,8
240	5,9/7,3	9,8	19,7	34,3	3,3/4,00	5,5	11,0	19,2
300	-	-	24,6	43,0	-	-	13,8	24,0

Примечания:

1. $U = 1,05U_{ном}$; $\cos \varphi = 0,9$; $T_{max} = 3000 \div 5000$ ч/год.
2. При $\cos \varphi \neq 0,9$ вводится поправочный коэффициент, равный $\cos \varphi / 0,9$.

3. При T_{\max} отличным от 3000÷ 5000 ч/год, вводятся поправочные коэффициенты, приведенные в табл. 3. 39.
4. В знаменателе приведены данные кабельных линий 6 кВ, выполненных с пластмассовой изоляцией.

Таблица 3.38. Экономическая мощность линий 110—500 кВ, выполненных маслонаполненными кабелями с медными жилами, МВт

Напря- жение, кВ	Сечение жилы, мм ²													
	150	185	240	270	300	350	400	425	500	550	625	650	700	800
110	54	66	86	98	107	127	143	154	179	198	226	234	250	286
220	-	-	171	197	214	254	286	309	358	397	451	469	501	573
330	-	-	-	-	-	-	-	-	-	744	-	-	-	-
500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1115	-	-	-	-

Примечания: 1. $U = 1,05U_{\text{ном}}$; $\cos \varphi = 0,9$; $T_{\max} = 3000 + 5000$ ч/год.

2. При $\cos \varphi \neq 0,9$ вводится поправочный коэффициент, равный $\cos \varphi / 0,9$.

Таблица 3.39. Поправочные коэффициенты к табл. 3. 37 и 3.38

Кабели с бумажной изоляцией	$T_{\max} = 1000 + 3000$ ч	$T_{\max} > 5000$ ч
с медными жилами	1,20	0,80
с алюминиевыми жилами	1,14	0,86

Таблица 3.40. Допустимая длительная мощность трехжильного кабеля (по нагреву) напряжением 6-10 кВ

Сечение, мм ²	6 кВ		10 кВ	
	Воздух	Земля	Воздух	Земля
10	0,7/0,5	0,8/0,6	-	-
16	1,0/0,7	1,0/0,8	1,5/1,1	1,5/1,2
25	1,3/0,9	1,3/1,0	1,9/1,4	2,0/1,5
35	1,6/1,2	1,6/1,2	2,3/1,7	2,4/1,8
50	2,0/1,5	1,9/1,5	2,8/2,2	2,9/2,2
70	2,4/1,8	2,3/1,8	3,6/2,7	3,5/2,7
95	2,9/2,2	2,7/2,1	4,3/3,3	4,1/3,1
120	3,4/2,5	3,1/2,4	5,0/3,8	4,7/3,6
150	3,8/2,9	3,5/2,7	5,7/4,3	5,2/4,0
185	4,3/3,3	3,9/3,0	6,4/4,9	5,8/4,5
240	5,0/3,8	4,4/3,4	6,5/5,1	6,5/5,1

Примечания: 1. В числителе данные для кабелей с медными, знаменателе – алюминиевыми жилами.

2. Мощности для кабелей, проложенных в воде, определяются умножением показателей табл. 3.39. на коэффициент 1,3.

3. Для кабелей, изготовленных до 1984 г. включительно, значения мощностей следует умножить на коэффициенты:

- 6 кВ – прокладка в земле – 0,855; прокладка в воздухе - 0,82;
- 10 кВ - прокладка в земле – 0,92; прокладка в воздухе - 0,91.

4. Допустимая длительная мощности приведены для $U = 1,05U_{\text{ном}}$; $\cos \varphi = 0,9$.

Таблица 3.41. Допустимый длительный ток для трехжильных кабелей на напряжение 6 кВ с медными и алюминиевыми жилами с пластмассовой изоляцией, прокладываемые в земле и на воздухе

Сечение жилы, мм ²	Токовые нагрузки, А			
	В земле		В воздухе	
	Поливинилхлорид и полиэтилен	Вулканизированный полиэтилен	Поливинилхлорид и полиэтилен	Вулканизированный полиэтилен
10	70/55	79/62	65/50	73/57
16	92/70	104/79	85/65	96/73
25	122/90	138/102	110/85	124/96
35	147/110	166/124	135/105	153/119
50	175/130	198/147	165/125	186/141
70	215/160	243/181	210/155	237/175
95	260/195	294/220	255/190	288/215
120	295/220	333/249	300/220	339/249
150	335/250	379/283	335/250	379/283
185	380/285	429/322	385/290	435/328
240	445/335	503/379	460/345	

Примечания: 1. Нагрузки для кабелей с алюминиевыми жилами указаны в знаменателе.

2. Нагрузки для кабелей, проложенных в воде, определяются умножением нагрузок для кабелей, проложенных в земле, на коэффициент 1,3.

Таблица 3.42. Допустимый длительный ток для одножильных кабелей на напряжение 6 и 10 кВ с медными и алюминиевыми жилами с изоляцией из сшитого полиэтилена, прокладываемые в земле и на воздухе, А

Сечение жилы, мм ²	Сечение экрана, мм ²	Медь				Алюминий			
		Воздух		Земля		Воздух		Земля	
		○ ○○	○○○	○ ○○	○○○	○ ○○	○○○	○ ○○	○○○
50	16	245	290	220	230	185	225	170	175
70		300	360	270	280	235	280	210	215
95		370	435	320	335	285	340	250	260
120		425	500	360	380	330	390	280	295
150	25	475	560	410	430	370	440	320	330
185		545	635	460	485	425	505	360	375
240		645	745	530	560	505	595	415	440
300		740	845	600	640	580	680	475	495
100	35	845	940	680	730	675	770	540	570
500		955	1050	750	830	780	865	610	650
630		1115	1160	830	940	910	1045	680	750
800		1270	1340	920	1030	1050	1195	735	820

Таблица 3.43. Допустимая длительная мощность трехжильного кабеля (по нагреву) напряжением 20 и 35 кВ с медными и алюминиевыми жилами и бумажной пропитанной изоляцией

Сечение жилы, мм ²	20 кВ		35 кВ	
	Земля	Воздух	Земля	Воздух
С медными жилами				
25	3,5/4,1	3,2/3,9	-	-
35	4,6/4,9	3,9/4,7	-	-
50	5,1/6,3	4,0/5,7	-	-
70	6,2/7,2	5,8/7,2	-	-
95	7,4/8,7	7,0/8,7	-	-
120	8,4/9,8	8,2/10,1	-	-
150	9,5/11,1	9,3/11,4	14,0/16,3	13,9/17,2
185	10,7/12,4	10,6/13,1	15,9/18,6	15,8/19,5
С алюминиевыми жилами				
25	2,8/3,3	2,5/3,1	-	-
35	3,2/3,8	2,9/3,6	-	-
50	3,9/4,6	3,6/4,4	-	-
70	4,8/5,6	4,5/5,6	-	-
95	5,8/6,7	5,4/6,7	-	-
120	6,6/7,7	6,4/7,8	-	-
150	7,5/8,7	7,7/8,8	11,0/12,9	10,9/13,4
185	8,4/9,8	8,4/10,3	12,2/14,3	12,2/15,1

Примечания: 1. В числителе указаны допустимые мощности для кабелей с изоляцией, пропитанной вязкими составами, содержащими полиэтиленовый воск в качестве загустителя, в знаменателе – с изоляцией, пропитанной не стекающим составом (или канифольным составом, содержащим не менее 25% канифоли).

2. Для кабелей с защитным покровом типа К, проложенных в воде, допустимые мощности определяются умножением показателей при прокладке в земле на коэффициент 1,1.

Для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией напряжением до 10 кВ, несущих нагрузку меньше допустимых, кратковременную перегрузку допускается принимать в соответствии с табл. 3.44.

Таблица 3.44. Кратковременная перегрузка кабелей напряжением 10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией по отношению к допустимой нагрузке

Коэффициент предварительной нагрузки	Вид прокладки	Кратковременная перегрузка по отношению к продолжительно допустимой в течение, ч		
		0,5	1,0	3,0
До 0,6	В земле	1,35	1,00	1,15
	На воздухе	1,25	1,30	1,10
	В трубах (в земле)	1,20	1,15	1,00
Свыше 0,6 до 0,8	В земле	1,20	1,10	1,10
	На воздухе	1,15	1,15	1,05
	В трубах (в земле)	1,10	1,10	1,00

На период ликвидации послеаварийного режима для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена допускается перегрузка до 17% номинальной при их прокладке в земле и до 20% при прокладке на воздухе, а для кабелей из поливинилхлоридного пластика и полиэтилена – до 10% при их прокладке в земле и на воздухе на время максимума нагрузки, если их продолжительность не превышает 8 ч в сутки, а нагрузка в остальные периоды времени этих суток не превышает 1000 ч за срок службы кабелей.

Для кабелей, находящихся в эксплуатации более 15 лет, перегрузка по току не должна превышать 10%.

Для маслонаполненных кабельных линий 110-220 кВ разрешается перегрузка до повышения температуры жилы не более, чем на 10^0 С выше нормированной заводом. При этом длительность непрерывной перегрузки не должна превышать 100 ч, а суммарная – 500 ч в год. Этим условиям примерно соответствуют кратности перегрузок, указанные в табл. 3.45.

Таблица 3.45. Ориентировочные допустимые длительности перегрузок кабельных линий 110 – 220 кВ при прокладке в земле, ч.

Маслонаполненный напряжением, кВ	Загрузка в предшествующем режиме	Допустимые длительности перегрузок, ч, при кратности 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

Примечание. Приведенные данные соответствуют маслонаполненному кабелю 110 кВ сечением 270мм² проложенному в земле при температуре земли 15⁰С, а кабель сечением 500 мм² – в асбоцементных трубах при параллельном следовании двух линий, проложенных на расстоянии 0,5 м при коэффициенте заполнения суточного графика нагрузки 0,85.

Кабель 110 кВ с пластмассовой изоляцией при заполнении суточного графика нагрузки 0,8 допускает перегрузку в 1,2 раза.

При прокладке нескольких кабелей в земле, а также в трубах в земле продолжительно допустимые для них мощности (токи) должны быть уменьшены путем введения соответствующих коэффициентов (табл. 3.46).

Таблица 3.46. Поправочные коэффициенты на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле

Расстояние между осями кабелей, мм	Значение коэффициента снижения продолжительно допустимого тока при количестве кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1,0	0,84	0,72	0,68	0,64	0,61
200	1,0	0,88	0,79	0,74	0,70	0,68
300	1,0	0,90	0,82	0,77	0,74	0,72

Для кабелей проложенных в земле продолжительно допустимые мощности (токи) приняты из расчета, что удельное тепловое сопротивление земли составляет 1,2 м*К/Вт (м*градус/Вт). Если сопротивление отличается от указанного, следует применять поправочные коэффициенты из табл. 3.47.

Таблица 3.47. Поправочные коэффициенты на продолжительно допустимые токи для кабелей, проложенных в земле, в зависимости от удельного сопротивления земли

Характеристика земли	Удельное тепловое сопротивление, м*К/Вт	Поправочный коэффициент
Песок влажностью более 9%, Песчано-глинистая почва влажностью более 14%	0,8	1,13
Нормальная почва и песок влажностью 7-9%, Песчано-глинистая почва влажностью 12-14%	1,2	1,00
Песок влажностью более 4% и менее 7%, Песчано-глинистая почва влажностью 8-12%	2,0	0,87
Песок влажностью до 4%, каменистая почва	3,0	0,75

Таблица 3.48. Поправочные коэффициенты на температуру окружающей среды к табл. 3.43

Условная температура среды, °С	Нормированная температура, °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	0,55
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	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25	60	1,35	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	-