В.Б. Атабеков, В.И. Крюков

Городские электрические сети

Справочник

Москва
Стройиздат

ББК 31.279
А 92
УДК 621.31(—21)(035.5)

Печатается по решению секции литературы по жилищно-коммунальному хозяйству редакционного совета Стройиздата.

Рецензенты: ПТП Оргкоммунэнерго (директор Л. Л. Ахтырский), АКХ им. К. Д. Памфилова (зам. директора М. В. Тарнижевский).

Атабеков В. Б., Крюков В. И.

А 92 Городские электрические сети: Справочник. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Стройиздат, 1987. — 384 с.: ил.

Приведены сведения об электроизоляционных, проводниковых материалах и оборудовании распределительных и трансформаторных подстанций городских электрических сетей. Даны рекомендации по расчету различных элементов электроустановок, монтажу и эксплуатации воздушных и кабельных линий электропередачи, подстанций, релейной защиты, автоматики и городского освещения. Изд. 2-е вышло в 1976 г. под назв. «Справочник по устройству и эксплуатации городских электрических сетей».

Для инженерно-технических работников, занятых проектированием, строительством и эксплуатацией городских электрических сетей и подстанций.

А $\frac{2302040000-414}{047(01)-87}$ 48—87 ББК 31.279

Справочник специалиста

Вильям Борисович Атабеков, Владимир Иванович Крюков

ГОРОДСКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

Редакция литературы по жилищно-коммунальному хозяйству
Зав. редакцией *В. И. Киселев*
Редактор *А. А. Широкова*
Мл. редактор *Г. А. Морозова*
Технический редактор *О. С. Александрова*
Корректор *Е. Б. Татина*

ИБ № 4264

Сдано в набор 12.05.86. Подписано в печать 26.11.86. Т-21098
Формат 84×108/32. Бумага тип. № 2. Гарнитура литературная.
Печать высокая. Усл. печ. л. 20,16 Усл. кр.-отт. 20,16 Уч.-изд. л. 24,0
Тираж 47.500 экз. Изд. № АХ—1751. Заказ 278 Цена 1 р. 50 к.

Стройиздат. 101442. Москва, Калькинская, 23а

Подольский филиал ПО «Периодика» Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.
142110, г. Подольск, ул. Кирова, д. 25

© Стройиздат, 1976
© Стройиздат, 1987, с изменениями

ПРЕДИСЛОВИЕ

Непрерывный рост городов и численности их населения неизбежно вызывает увеличение потребления электрической энергии. Достаточно сказать, что по городским сетям передается около 30% всей электроэнергии, вырабатываемой в нашей стране. Огромные масштабы жилищного и промышленного строительства, осуществляемого в городах Советского Союза в соответствии с решениями XXVI и XXVII съездов КПСС, обусловливают необходимость непрерывного развития и совершенствования городских электрических сетей, являющихся связующим звеном между источниками и городскими потребителями электроэнергии.

В Основных направлениях экономического и социального развития СССР на 1986—1990 годы и на период до 2000 года предусмотрено довести в 1990 г. выработку электроэнергии до 1840—1880 млрд. кВт·ч. Это позволит улучшить электроснабжение городских бытовых, коммунальных и промышленных потребителей электрической энергии, повысить уровень освещенности городских улиц и площадей, полнее удовлетворять потребность населения городов в электроэнергии, всемерно развивать городское коммунальное хозяйство.

Развитие городских электрических сетей и рост электропотребления требуют непрерывного совершенствования организации и способов управления электрохозяйством, применения устройств автоматики, более совершенных аппаратов, сложных систем релейных защит. В связи с этим значительно повышаются требования к работникам городских электрических сетей, в обязанности которых входит обеспечение бесперебойного, надежного и экономического электроснабжения потребителей. Персонал городских электрических сетей обязан обеспечивать исправное состояние сетевых сооружений и оборудования и способствовать созданию наивыгоднейших режимов их работы. Кроме того, он должен уметь правильно и оперативно решать задачи, возникающие в повседневной практической деятельности, пользуясь для этого соответствующей технической литературой.

В основу справочника положены ГОСТы, действующие «Правила (ПУЭ, ПТЭ, ПТБ и др.), ведомственные технические условия, заводские инструкции и другие официальные материалы. Использованы также отдельные сведения, содержащиеся в информационных бюллетенях и справочных изданиях.

Главы I—XI написаны В. Б. Атабековым, главы XII—XVIII — В. И. Крюковым. Авторы надеются, что настоящий справочник поможет широкому кругу работников городских электрических сетей в их практической работе.

ГЛАВА I. ОБЩЕТЕХНИЧЕСКИЕ СВЕДЕНИЯ

Международная система единиц физических величин СИ является универсальной практической системой и утверждена в СССР как государственный стандарт СТ СЭВ 1052—78 для применения во всех областях науки и техники. Система единиц СИ, принятая XI Генеральной конференцией по мерам и весам, связывает воедино единицы измерений механических, тепловых, электрических, магнитных и других величин. В состав Международной системы СИ входят шесть основных единиц (метр, килограмм, секунда, ампер, кельвин и кандела), а также дополнительные и производные единицы. Сокращенный перечень важнейших единиц Международной системы СИ приведен в табл. 1.1.

Напряжения электрических установок, условные обозначения, принятые в электросхемах, и буквенные обозначения функций электрических устройств приведены в табл. 1.2—1.4.

Таблица 1.1. Сокращенный перечень важнейших единиц Международной системы СИ

Величина	Единица СИ		
	наименование	обозначение	
		русское	международное
I. Основные единицы			
Длина	метр	м	*m*
Масса	килограмм	кг	*kg*
Время	секунда	с	*s*
Сила электрического тока	ампер	А	*A*
Термодинамическая температура Кельвина	кельвин	К	*K*
Сила света	кандела	кд	*cd*
II. Дополнительные единицы			
Плоский угол	радиан	рад	*rad*
Телесный угол	стерадиан	ср	*sr*
III. Производные единицы пространства и времени			
Площадь	квадратный метр	м²	m^2
Объем, вместимость	кубический метр	м³	m^3
Скорость	метр в секунду	м/с	*m/s*
Ускорение	метр на секунду в квадрате	м/с²	m/s^2
Частота	герц	Гц	*Hz*

Продолжение табл. 1.1

Величина	Единица СИ		
	наименование	обозначение	
		русское	международное
Частота вращения	секунда в минус первой степени	с⁻¹	s^{-1}
Угловая скорость	радиан в секунду	рад/с	*rad/s*
Угловое ускорение	радиан на секунду в квадрате	рад/с²	rad/s^2
IV. Производные единицы механических величин			
Плотность	килограмм на кубический метр	кг/м³	kg/m^3
Удельный объем	кубический метр на килограмм	м³/кг	m^3/kg
Динамический момент инерции	килограмм-метр в квадрате	кг·м²	$kg \cdot m^2$
Сила, сила тяжести (вес)	ньютон	Н	*N*
Момент силы	ньютон-метр	Н·м	*N·m*
Импульс силы	ньютон-секунда	Н·с	*N·s*
Давление, механическое напряжение, модули упругости, сдвига, объемного сжатия	паскаль	Па	*Pa*
Работа, энергия	джоуль	Дж	*J*
Мощность	ватт	Вт	*W*
Динамическая вязкость	паскаль-секунда	Па·с	*Pa·s*
Кинематическая вязкость	квадратный метр на секунду	м²/с	m^2/s
Массовый расход	килограмм в секунду	кг/с	*kg/s*
Объемный расход	кубический метр в секунду	м³/с	m^3/s
V. Производные единицы электрических и магнитных величин			
Количество электричества, электрический заряд	кулон	Кл	*C*
Электрическое напряжение, электрический потенциал, электродвижущая сила	вольт	В	*V*
Электрическая емкость	фарада	Ф	*F*
Электрическое сопротивление	ом	Ом	Ω

Величина	Единица СИ		
	наименование	обозначение	
		русское	международное
Электрическая проводимость	сименс	См	*S*
Магнитный поток	вебер	Вб	*Wb*
Магнитная индукция	тесла	Т	*T*
Магнитодвижущая сила, разность магнитных потенциалов	ампер	А	*A*
Индуктивность, взаимная индуктивность	генри	Г	*H*
Абсолютная магнитная проницаемость	генри на метр	Г/м	*H/m*
Магнитное сопротивление	ампер на вебер	А/Вб	*A/Wb*
Магнитная проводимость	вебер на ампер	Вб/А	*Wb/A*
Мощность электрической цепи:			
активная	ватт	Вт	*W*
реактивная	вар	вар	*Var*
полная	вольт-ампер	В·А	*V·A*
VI. Производные единицы тепловых величин			
Количество теплоты	джоуль	Дж	*J*
Удельное количество теплоты	джоуль на килограмм	Дж/кг	*J/kg*
Удельная теплоемкость, удельная газовая постоянная, удельная энтропия	джоуль на килограмм-кельвин	Дж/(кг·К)	*J/(kg·K)*
Тепловой поток	ватт	Вт	*W*
Коэффициент теплообмена (теплоотдачи), коэффициент теплопередачи	ватт на квадратный метр-кельвин	Вт/(м²·К)	*W/(m²·K)*
Теплопроводность	ватт на метр-кельвин	Вт/(м·К)	*W/(m·K)*
Температурный коэффициент	кельвин в минус первой степени	$К^{-1}$	K^{-1}
VII. Производные единицы световых величин			
Световой поток	люмен	лм	*lm*
Световая энергия	люмен-секунда	лм·с	*lm·s*
Освещенность	люкс	лк	*lx*

Величина	Единица СИ		
	наименование	обозначение	
		русское	международное
Светимость	люмен на квадратный метр	лм/м²	*lm/m²*
Яркость	кандела на квадратный метр	кд/м²	*cd/m²*
Количество освещения	люкс-секунда	лк·с	*lx·s*

Таблица 1.2. Напряжения номинальные электрических установок, В

Номинальное напряжение приемников электрической энергии				Номинальное напряжение на зажимах			
				генераторов		трансформаторов	
постоянного тока	трехфазного тока частотой 50 Гц между фазными проводами	трехфазного тока частотой 50 Гц между фазными и нулевым проводами	однофазного тока частотой 50 Гц	постоянного тока, В	трехфазного тока частотой 50 Гц между фазными проводами, В	трехфазного тока частотой 50 Гц между фазными проводами: у первичных обмоток, кВ	трехфазного тока частотой 50 Гц между фазными проводами: у вторичных обмоток, кВ
6	—	—	—	—	—	—	—
12	—	—	12	—	—	—	—
24	—	—	24	—	—	—	—
36	36	—	36	—	—	—	—
48	—	—	—	—	—	—	—
60	—	—	—	—	—	—	—
110	—	—	—	115	—	—	—
—	—	—	127	—	—	—	—
220	220	127	220	230	230	0,22	0,23
440	380	220	380	460	400	0,38	0,40
—	660	380	660	—	690	0,66	0,69
—	3000	—	—	—	3150	3 и 3,15	3,15 и 3,3
—	6000	—	—	—	6300	6 и 6,3	6,3 и 6,6
—	10000	—	—	—	10500	10 и 10,5	10,5 и 11
—	20000	—	—	—	21000	20 и 21	21 и 22
—	35000	—	—	—	—	35	38,5
—	110000	—	—	—	—	110	121
—	150000	—	—	—	—	150	165
—	220000	—	—	—	—	220	242
—	330000	—	—	—	—	330	347
—	500000	—	—	—	—	500	525
—	750000	—	—	—	—	750	787
—	1150000	—	—	—	—	1150	1200

Таблица 1.3. Условные обозначения, принятые в электрических схемах

Наименование	Обозначение
Провод, кабель, шина, линия электрической связи	
Ответвление одного провода, кабеля шины	
Трехфазный генератор	
Трехфазная обмотка, соединенная:	
в звезду	
в треугольник	
в звезду с выведенной нейтральной (средней) точкой	
Заземление	
Соединение провода с землей	
Повреждение изоляции:	
между проводами	
на корпус	
на землю	

Наименование	Обозначение
Реактор	
Разрядники:	
трубчатый	
вентильный и магнитовентильный	
Реле тока	
Счетчик ватт-часов	
Измерительный прибор:	
показывающий	
регистрирующий	
интегрирующий	
Предохранитель	

Наименование	Обозначение	
Постоянный резистор		
Катушка индуктивности, дроссель без сердечника		
Конденсатор постоянный емкости		
Втычной электрический контакт:		
штырь		
гнездо		
	Одно-линейное	Много-линейное
Цепь из двух проводов, кабелей, шин		
Цепь из трех проводов, кабелей, шин		
Четырехпроводная цепь		

Наименование	Обозначение	
	Форма I	Форма II
Трансформатор тока:		
с одной вторичной обмоткой		
с одним сердечником и двумя вторичными обмотками		
Измерительный трансформатор напряжения		
Трехфазный трансформатор с ферромагнитным сердечником с соединением обмоток звезда — звезда с выведенной нейтральной (средней) точкой		
	Одно-линейное	Много-линейное
Трехполюсный разъединитель		

Наименование	Обозначение
Трехполюсный выключатель-разъединитель	
Выключатель высоковольтный	
Выключатель нагрузки	
Отделитель	
Короткозамыкатель	
Выключатель неавтоматический (рубильник) трехполюсный	
Выключатель автоматический трехполюсный	

Наименование	Обозначение
Осветительная и сигнальная лампы накаливания	
Полупроводниковый выпрямитель	
Корпус аппарата, прибора	
Элемент гальванический или аккумуляторный	

Таблица 1.4. Краткий указатель букв, применяемых в электрических схемах для обозначения элементов электротехнических устройств и их функций

Наименование	Обозначение
Автоматический выключатель (автомат)	*QF*
Аккумуляторная батарея	*GB*
Амперметр	*PA*
Автомат гашения поля	*ASV*
Батарея конденсаторная силовая	*CB*
Блок питательный	*SG*
Блок конденсаторный зарядный	*CG*

Наименование	Обозначение
Блок питания	*VG*
Блок-контакт двигателя привода	*SOM*
Блок-реле, комплектная защита	*AK*
Ваттметр	*PW*
Варметр	*PVA*
Вольтметр	*PV*
Выключатель нагрузки	*QW*
Выключатель	*Q*
Выключатель путевой	*SQ*
Выпрямительный мост	*VS*
Возбудитель	*GE*
Генератор	*G*
Диод	*VD*
Дроссель люминесцентной лампы	*LL*
Двигатель	*M*
Замок электромагнитной блокировки	*YAB*
Зарядный конденсаторный блок	*CG*
Звуковой сигнальный прибор	*HA*
Измерительный прибор	*P*
Индикатор	*HG*
Катушка дугогасящая	*L*
Компенсатор синхронный	*GC*
Ключ переключателя цепей управления	*SA*
Ключ электромагнитной блокировки	*YAB*
Кнопка управления	*SB*
Кнопка управления команды «Включить»	*SBC*
Кнопка управления команды «Отключить»	*SBT*
Короткозамыкатель	*QK*
Конденсатор	*C*
Контактор, пускатель	*KM*
Лампа сигнальная с зеленой линзой	*HLG*
Лампа сигнальная с красной линзой	*HLR*
Лампа сигнальная	*HL*
Лампа осветительная	*EL*
Лампа сигнальная с белой линзой	*HLW*
Мост выпрямительный	*VS*
Накладка (оперативная контактная перемычка)	*SX*
Нагревательный элемент	*EK*
Накладка, перемычка	*XB*
Отделитель	*QR*
Омметр	*PR*
Обмотка возбуждения двигателя	*LM*
Обмотка возбуждения генератора	*LG*
Предохранитель плавкий	*F*
Прибор звуковой сигнализации	*HA*
Переключатель блокировки	*SAB*
Переключатель синхронизации	*SS*
Преобразователь тока	*NA*
Преобразователь напряжения	*NV*

Наименование	Обозначение
Преобразователь мощности	*NW*
Переключатель цепей управления	*SA*
Прибор электровакуумный	*VL*
Реактор	*LR*
Разрядник	*FV*
Разъединитель, рубильник	*QS*
Разъединитель заземляющий	*QSO*
Регулятор тока	*AA*
Регулятор напряжения	*AV*
Резистор	*R*
Разъемное контактное соединение	*X*
Разборное контактное соединение	*XT*
Реостат	*RR*
Реле	*K*
Реле времени	*KT*
Реле мощности	*KW*
Реле тока	*KA*
Реле указательное	*KH*
Реле частоты	*KF*
Реле газовое	*KSG*
Реле давления	*KSP*
Реле температуры (термореле)	*KST*
Реле промежуточное	*KL*
Реле положения разъединителя	*KQS*
Реле положения выключателя «Включено»	*KQC*
Реле положения выключателя «Отключено»	*KQT*
Реле блокировки	*KB*
Реле блокировки от многократных включений	*KBS*
Реле частоты (разности частот)	*KF*
Реле команды «Включить»	*KCC*
Реле команды «Отключить»	*KCT*
Регистрирующий прибор	*PS*
Сигнальное табло	*HLA*
Синхроноскоп	*PS*
Счетчик активной энергии	*PI*
Счетчик реактивной энергии	*PK*
Трансформатор, автотрансформатор	*T*
Трансформатор тока	*TA*
Трансформатор напряжения	*TV*
Токосъемник, контакт скользящий	*XA*
Тиристор	*VS*
Устройство автоматического повторного включения (АПВ)	*AKS*
Частотомер	*PF*
Часы, измеритель времени действия	*PT*
Шунт измерительный	*RS*
Штырь разъемного соединения	*XP*
Электромагнит	*YA*
Электромагнит включения	*YAS*

Продолжение табл. 1.4

Наименование	Обозначение
Электромагнит отключения	*УАТ*
Элемент нагревательный	*ЕК*
Электроконтактный манометр	*KSP*
Электромагнитный стабилизатор	*TS*

ГЛАВА II. МЕТАЛЛЫ И СПЛАВЫ

2.1. Сталь сортовая, ленточная, полосовая

Основные сведения о сталях, наиболее широко применяемых в городских электрических сетях, приведены в табл. 2.1—2.9.

Таблица 2.1. Уголок стальной равнополочный

№ профиля	Размеры полки, мм		Масса 1 м, кг	№ профиля	Размеры полки, мм		Масса 1 м, кг
	ширина	толщина			ширина	толщина	
2	20	3	0,89	5	50	3	2,32
2	20	4	1,15	5	50	4	3,05
2,5	25	3	1,12	5	50	5	3,77
2,5	25	4	1,46	6,3	63	4	3,9
3,2	32	3	1,46	6,3	63	6	5,72
3,2	32	4	1,91	7	70	5	5,38
3,6	36	3	1,65	7	70	8	8,37
3,6	36	4	2,16	7,5	75	5	5,8
4	40	3	1,85	7,5	75	6	6,89
4	40	4	2,42	7,5	75	8	9,02
4,5	45	3	2,08	7,5	75	9	10,01
4,5	45	4	2,73	8	80	6	7,36
4,5	45	5	3,37	8	80	8	9,65

Примечание. Длина профилей № 2—4 4—9 м; № 4, 5—8 4—12 м.

Таблица 2.2. Уголок стальной неравнополочный

№ профиля	Ширина большей полки, мм	Ширина меньшей полки, мм	Толщина, мм	Масса 1 м, кг	№ профиля	Ширина большей полки, мм	Ширина меньшей полки, мм	Толщина, мм	Масса 1 м, кг
3,2/2	32	20	3	1,17	5,3/4	53	40	8	6,03
3,2/2	32	20	4	1,52	7/4,5	70	45	5	4,39
4,5/2,8	45	28	3	1,68	7/4,5	70	45	6	4,79
4,5/2,8	45	28	4	2,20	7,5/5	75	50	6	5,69
5,3/4	53	40	4	3,17	7,5/5	75	50	8	7,43
5,3/4	53	40	6	3,91	8/5	80	50	5	4,99
5,3/4	53	40	6	4,63					

Примечание. Длина профилей № 3,2/2—4,5/2,8 4—9 м; № 5,3/4—8/5 4—12 м.

Производственное объединение
«Севергазпром»
Сосногорское ЛПУМГ

Таблица 2.3. Балки швеллерные обыкновенные

№ профиля	Высота, мм	Ширина полки, мм	Толщина стенки, мм	Масса 1 м, кг	№ профиля	Высота, мм	Ширина полки, мм	Толщина стенки, мм	Масса 1 м, кг
5	50	32	4,4	4,84	12	120	52	4,8	10,4
6,5	65	36	4,4	5,9	16а	160	68	5	15,3
8	80	40	4,5	7,05	18а	180	74	5,1	17,4
10	100	46	4,5	8,59	24а	240	95	5,6	25,8

Примечание. Длина профилей № 5—8 5—12 м; № 10—18 5—19 м; № 24а 6—19 м.

Таблица 2.4. Балки двутавровые

№ профиля	Высота, мм	Ширина полки, мм	Средняя толщина полки, мм	Масса 1 м, кг	№ профиля	Высота, мм	Ширина полки, мм	Средняя толщина полки, мм	Масса 1 м, кг
10	100	55	7,2	9,5	20	200	100	8,4	21
12	120	64	7,3	11,5	20а	200	110	8,6	22,7
14	140	73	7,5	13,7	22	220	110	8,7	24
16	160	81	7,8	15,9	22а	220	120	8,9	25,8
18	180	90	8,1	18,4	24	240	115	9,5	27,3
18а	180	100	8,3	19,9	24а	240	125	9,8	29,4

Примечание. Длина профилей № 10—18 5—19 м; № 20—24 6—19 м.

Таблица 2.5. Лента стальная горячекатаная

Размеры, мм	20×2	30×3	40×2	50×3
Масса 1 м, кг	0,314	0,707	0,628	1,178

Таблица 2.6. Сталь прокатная полосовая

Размеры полосы, мм	16×4	20×4	25×4	30×4	40×4	50×5	60×6	80×8
Масса 1 м, кг	0,5	0,63	0,79	0,94	1,26	1,96	2,83	5,02

Таблица 2.7. Сталь горячекатаная круглая

Параметр	Диаметр, мм									
	6	8	10	12	16	18	20	24	25	30
Площадь сечения, мм²	0,28	0,5	0,78	1,13	2,01	2,55	3,14	4,52	4,91	7,07
Масса 1 м, кг	0,22	0,4	0,62	0,89	1,58	2,10	2,47	3,55	3,85	5,55

Таблица 2.8. Сталь кровельная тонколистовая

Толщина листа, мм	0,35	0,4	0,45	0,5	0,55	0,63	0,7	0,8	0,9
Масса листа, кг (при размере 710×1420 мм)	2,8	3,2	3,5	4	4,4	5	5,5	6,3	7,1

Таблица 2.9. Сталь прокатная тонколистовая

Толщина листа, мм	Ширина листа, мм	Длина листа, мм	Масса 1 м², кг
4	600—1600	2000—7500	31,4
5	1250—1700	2500—8000	39,3
6	1250—1800	2800—8000	47,1
8	1250—2200	2800—8000	62,8
10	1250—2200	2800—8000	78,5
12	1400—2300	2400—8000	94,2

2.2. Сталь электротехническая

Электротехническая сталь относится к магнитомягким материалам и отличается малыми потерями на гистерезис (узкий цикл гистерезиса). Магнитомягкая сталь применяется для изготовления магнитопроводов трансформаторов, электрических машин и различных коммутационных аппаратов. В электротехнических устройствах применяют следующие виды низкоуглеродистых электротехнических сталей: тонколистовую нелегированную, сортовую нелегированную и тонколистовую, легированную кремнием.

Тонколистовую нелегированную сталь выпускают в виде листов и лент, получаемых горячей и холодной прокаткой (горячекатаная и холоднокатаная стали). Сортовую нелегированную сталь выпускают горячекатаной кованой и калиброванной. Основные характеристики некоторых из широко применяемых электротехнических сталей приведены в табл. 2.10—2.12.

Таблица 2.10. Сталь горячекатаная изотропная тонколистовая

Марка стали	Толщина, мм	Удельные потери, Вт/кг, не более		Магнитная индукция, Т, при напряженности магнитного поля, А/м				
		$P_{1/50}$	$P_{1,5/50}$	1000	2500	5000	10000	30000
1211	1	5,8	13,4	—	1,53	1,63	1,76	2
(Э11)	0,5	3,3	7,7	—	1,53	1,64	1,76	2
1212	1	5,4	12,5	—	1,53	1,62	1,76	2
(Э12)	0,65	3,4	8	—	1,5	1,62	1,75	1,98
	0,5	3,1	7,2	—	1,5	1,62	1,75	1,98
1213	1	4,7	10,7	—	1,5	1,62	1,75	1,98
(Э13)	0,65	3,2	7,5	—	1,5	1,62	1,75	1,98
	0,5	2,8	6,5	—	1,5	1,62	1,75	1,98
1311	0,5	2,5	6,1	—	1,48	1,59	1,73	1,95
(Э21)								
1312	0,5	2,2	5,3	—	1,48	1,59	1,73	1,95
(Э22)								
1313	0,5	2,1	4,6	—	1,48	1,59	1,73	1,95
1411	0,5	2	4,4	—	1,46	1,57	1,72	1,94
(Э31)	0,35	1,6	3,6	—	1,46	1,57	1,71	1,92
1412	0,5	1,8	3,9	—	1,46	1,57	1,71	1,92
(Э32)	0,35	1,4	3,2	—	1,46	1,57	1,71	1,92
1413	0,5	1,55	3,5	—	1,48	1,59	1,73	1,94
(Э33)	0,35	1,35	3	—	1,48	1,59	1,73	1,94
1511	0,5	1,55	3,5	1,3	1,46	1,57	1,7	1,9
(Э41)	0,35	1,35	3	1,3	1,46	1,57	1,7	1,9
1512	0,5	1,4	3,1	1,29	1,45	1,56	1,69	1,89
(Э42)	0,35	1,2	2,8	1,29	1,45	1,56	1,69	1,89
1513	0,5	1,25	2,9	1,29	1,44	1,55	1,69	1,89
(Э43)	0,35	1,05	2,5	1,29	1,44	1,55	1,69	1,89
1514	0,5	1,15	2,7	1,29	1,44	1,55	1,69	1,89
(Э43А)	0,35	0,9	2,2	1,29	1,44	1,55	1,69	1,89

Примечания: 1. Для электротехнических сталей всех марок основными нормируемыми характеристиками являются удельные потери при B=1,5 Т и B при H=2500 А/м. 2. В табл. 2.10—2.12 в обозначении марки стали цифры означают: первая — вид прокатки, структурное состояние (1 — горячекатаная изотропная, 2 — холоднокатаная изотропная, 3 — холоднокатаная, анизотропная); вторая — содержание кремния (*0* — до 0,4 %, *1* — 0,8 %, *2* — от 0,8 до 1,8 %, *3* — от 1,8 до 2,8 %, *4* — от 2,8 до 3,8 %, *5* — от 3,8 до 4,8 %); третья — группа по основной нормируемой характеристике; четвертая цифра — порядковый номер типа стали. 3. В скобках указаны ранее применявшиеся обозначения марок стали.

Таблица 2.11. Сталь холоднокатаная изотропная

Марка стали	Толщина, мм	Удельные потери, Вт/кг		Магнитная индукция, Т, при напряженности магнитного поля, А/м				
		$P_{1,0/50}$	$P_{1,5/50}$	1000	2500	5000	10000	30000
2011	0,65	3,8	9	1,48	1,6	1,7	1,8	2,02
(Э0100)	0,5	3,5	8	1,49	1,6	1,7	1,8	2,02
2012	0,65	3,6	8	1,5	1,62	1,72	1,82	2,02
(Э0300)	0,5	2,9	6,5	1,5	1,62	1,72	1,82	2,02
2013	0,65	3,1	7	1,53	1,64	1,74	1,85	2,05
	0,5	2,5	5,6	1,54	1,65	1,75	1,85	2,05
2111	0,65	4,3	10	1,45	1,58	1,66	1,75	2
(Э100)	0,5	3,5	8	1,46	1,58	1,67	1,78	2
2112	0,65	3,5	8	1,46	1,59	1,67	1,77	2,02
(Э1000 АА)	0,5	2,6	6	1,46	1,6	1,68	1,77	2,02
2211	0,65	3	7	1,4	1,56	1,65	1,73	1,96
(Э1300)	0,5	2,6	5,8	1,4	1,56	1,65	1,76	2
2212	0,65	2,6	6,3	1,42	1,58	1,67	1,77	2
	0,5	2,2	5	1,42	1,6	1,68	1,77	2
2311	0,65	2,5	5,8	1,36	1,52	1,62	1,72	1,96
(Э2200)	0,5	1,9	4,4	1,38	1,54	1,64	1,74	1,96
2312	0,65	2,4	5,6	1,38	1,54	1,64	1,72	1,96
	0,5	1,75	4	1,4	1,56	1,66	1,74	1,96
2411	0,5	1,6	3,6	1,37	1,49	1,6	1,73	1,96
(Э3100)	0,35	1,3	3	1,37	1,5	1,6	1,7	1,95
2412	0,5	1,3	3,1	1,35	1,5	1,6	1,7	1,95
	0,35	1,15	2,5	1,35	1,5	1,6	1,7	1,95

Таблица 2.12. Сталь холоднокатаная анизотропная тонколистовая

Марка стали	Толщина, мм	Удельные потери, Вт/кг, не более			Магнитная индукция, Т, при напряженности магнитного поля, А/м		
		$P_{1/50}$	$P_{1,5/50}$	$P_{1,7/50}$	100	250	2500
3411	0,5	1,1	2,45	3,2	—	—	1,75
(Э310)	0,35	0,8	1,75	2,5	—	—	1,75
3412	0,5	0,95	2,1	2,8	—	—	1,85
(Э320)	0,35	0,7	1,5	2,2	—	—	1,85
3413	0,5	0,8	1,75	2,5	—	—	1,85
(Э330)	0,35	0,6	1,3	1,9	—	—	1,85
	0,3	—	1,19	1,75	—	—	1,85
3414	0,5	0,7	1,5	2,2	1,6	1,7	1,88
(Э330А)	0,35	0,5	1,1	1,6	1,6	1,7	1,88
	0,3	—	1,03	1,5	1,6	1,7	1,88
	0,28	—	1,05	1,55	—	—	1,85

Продолжение табл. 2.12

Марка стали	Толщина, мм	Удельные потери, Вт/кг, не более			Магнитная индукция, Т, при напряженности магнитного поля, А/м		
		P 1/50	*P* 1,5/50	*P* 1,7/50	100	250	2500
3415	0,35	0,46	1,03	1,5	1,61	1,71	1,9
	0,3	—	0,97	1,4	1,61	1,71	1,9
	0,28	—	0,95	1,38	1,61	1,71	1,9
3416	0,28	—	0,89	1,3	1,61	1,7	1,9

Примечания: 1. Сталь изготовляют толщиной: 0,26; 0,3 и 0,35 мм с электроизоляционным термостойким покрытием; 0,5 мм — без электроизоляционного термостойкого покрытия или с покрытием, не ухудшающим штампуемость. 2. Удельное электрическое сопротивление стали марок 3411, 3412, 3413, 3414, 3415, 3416, 3404, 3405 и 3406 — 0,5 Ом·мм²/м.

2.3. Сплавы, припои и флюсы

Характеристики жаростойких и жароупорных сплавов высокого удельного электрического сопротивления приведены в табл. 2.13. Технические данные металлов, применяемых для проводниковых и контактных материалов и в качестве составных частей сплавов, приведены в табл. 2.14.

Таблица 2.13. Жаростойкие и жароупорные сплавы

Марка сплава	Оптимальная рабочая температура, °С	Лента холоднокатаная, мм		Сортовой прокат горячекатаный, мм		Проволока холоднотянутая	Прутки горячекатаные
		толщина	ширина	диаметр	сторона квадрата	диаметр, мм	
Х13Ю4	900	0,2—3,2	6—80	1,2—3,2	20—200	0,2—7,5	13—30
Х15Ю5	950					0,2—7,5	13—30
Х23Ю5Т	1350					0,3—7,5	13—25
Х23Ю5	1150					0,3—7,5	13—25
Х27Ю5Т	1300					0,5—5,5	13—25
Х25Н20	900	—	—	—	—	0,2—7,5	13—25
Х15Н60	950	0,1—3,2	6—250	0,1—3,2	6—250	0,3—7,5	13—16
Х15Н60-Н	1050					0,1—7,5	
Х20Н80	1050					0,4—7,5	
Х20Н80-Н	1150					0,1—7,5	
ХН70Ю	1175	—	—	—	5	1—7	13—25

Примечания: 1. Холоднокатаную ленту выпускают шириной 6—80 мм. 2. Удельное электрическое сопротивление при 20°С от 1,04 до 1,47 мкОм·м в зависимости от марки сплава. 3. В обозначении марок сплавов: Х — хром, Ю — алюминий, Т — титан, Н — никель; число после букв — примерное содержание данного элемента, % по массе.

Таблица 2.14. Металлы электротехнические (чистые), применяемые для проводниковых и контактных материалов и в качестве составных частей сплавов

Металл	Плотность, кг/м³	Температура плавления, °С	Удельное сопротивление, мкОм·м	Температурный коэффициент удельного сопротивления, 10^{-3}·1/°С	Удельная теплоемкость, Дж/(кг·°С)	Теплопроводность, Вт/(м·°С)	Теплота плавления, кДж/кг	Температурный коэффициент линейного расширения, 10^{-6}·1/°С
Алюминий (Al)	2700	660	0,0265	4,1	923	218	397	21
Бериллий (Be)	1840	1280	0,041	6,6	1800	184	1387	12
Вольфрам (W)	19300	3400	0,055	5	142	167	191	4,4
Железо (Fe)	7870	1540	0,097	3,8	453	73	273	10,7
Золото (Au)	19300	1063	0,0225	3,9	134	312	65	14
Кадмий (Cd)	8650	321	0,074	4,2	231	93	57	29
Магний (Mg)	1740	650	0,045	4	1040	170	368	27
Медь (Cu)	8920	1083	0,0168	4,3	386	406	205	16,6
Молибден (Mo)	10200	2620	0,05	4,3	272	150	288	5,3
Никель (Ni)	8960	1453	0,068	6,7	440	75	303	13,2
Ниобий (Nb)	8570	2500	0,15	3,9	268	50	—	7,2
Олово (Sn)	7290	232	0,113	4,5	226	63	59	23
Платина (Pt)	21450	1770	0,108	3,9	134	71	111	9,5
Свинец (Pb)	11340	327	0,19	4,2	130	35	23	28,3
Серебро (Ag)	10490	961	0,015	4,1	235	453	104	18,6
Титан (Ti)	4520	1670	0,47	5,5	550	22	—	8,1
Хром (Cr)	7190	1900	0,13	2,4	462	89	281	6,2
Цинк (Zn)	7140	420	0,059	4,1	336	113	111	30
Цирконий (Zr)	6500	1855	0,41	4,4	277	30	219	6,3

Припои — это металлы или сплавы, применяемые в качестве связующего вещества при соединении металлов пайкой. Припои делятся на легкоплавкие (мягкие), имеющие температуру плавления до 500°С, и тугоплавкие (твердые), температура плавления которых выше 500°С. Составы, основные свойства и области применения припоев приведены в табл. 2.15 и 2.16.

Таблица 2.15. Состав, основные свойства и области применения мягких припоев

Марка припоя	Состав, % по массе	Температура плавления, °С	Предел прочности при растяжении, МПа	Область применения
ПОС-10	Олово—9—10 Свинец—91—90	299	32	Для пайки и лужения частей неответственного назначения из меди, латуни, бронзы
ПОС-30	Олово—29—30 Свинец—71—70	238	38	Для пайки и лужения токопроводящих частей из меди, латуни, бронзы
ПОССу-30-05	Олово—29—31 Сурьма—0,5 Свинец — остальное	225	36	Для пайки герметичных тонких швов и токопроводящих частей
ПОССу-40-05	Олово—39—41 Сурьма—0,5 Свинец — остальное	235	40	Для пайки проводов обмоток электрических машин
ПОСК-50-18	Олово—49—51 Кадмий—17—19 Свинец — остальное	145	40	Для пайки токопроводящих деталей приборов
П-3000	Цинк — 60 Кадмий — 40	300	35	Для пайки токопроводящих деталей из алюминия, а также пайки алюминия с медью

Продолжение табл. 2.15

Марка припоя	Состав, % по массе	Температура плавления, °С	Предел прочности при растяжении, МПа	Область применения
ПК60Ц40	Цинк — 40 Кадмий — 60	310	69	Для пайки токопроводящих деталей из алюминия, а также пайки алюминия с медью

Примечания: 1. Оловянно-свинцовые припои приведенных в таблице марок, хорошо соединяются с большинством металлов (медью, латунью и др.), обладают низкой температурой плавления и обеспечивают достаточно высокую механическую прочность, а также хорошую электрическую проводимость паяных швов. 2. Припои, содержащие менее 15 % олова, применяют в тех случаях, когда не требуется высокая механическая прочность соединения, выполненного пайкой.

Таблица 2.16. Состав, основные свойства и области применения твердых припоев

Марка припоя	Состав, % по массе	Температура плавления, °С	Предел прочности при растяжении, МПа	Область применения
ПМЦ-54	Медь — 54 Цинк — 46	880	260	Пайка деталей из меди, латуни, бронзы и стали. Образуются хрупкие швы
ПМЦ-48	Медь — 48 Цинк — 52	865	220	То же
ПМЦ-36	Медь — 36 Цинк — 64	825	200	»
Л63	Медь — 65 Цинк — 35	905	320	»
ЛОК-62-06-04	Медь — 63 Олово — 0,4 Кремний — 0,4 Цинк — остальное	905	450	То же, но паяные швы обладают большей механической прочностью

Продолжение табл. 2.16

Марка припоя	Состав, % по массе	Температура плавления, °С	Предел прочности при растяжении, МПа	Область применения
ПСр-45	Серебро — 45 Медь — 30 Цинк — 25	725	300	Пайка деталей из стали, меди, бронзы, никеля и серебра. Швы обладают повышенной механической прочностью и стойкостью к коррозии
34-А	Алюминий — 66 Медь — 28 Кремний — 6	525	180	Пайка изделий из алюминия и его сплавов; места пайки обладают повышенной механической прочностью
35-А	Алюминий — 72 Медь — 21 Кремний — 7	540	140	То же
А1	Медь — 1,5 Олово — 40 Цинк — 58,5	425	80	Пайка и лужение алюминиевых проводов
В-1	Алюминий — 12 Медь — 8 Цинк — 80	410	185	То же

Примечания: 1. При пайке припоями марок А и В флюсы не применяются. Места пайки только предварительно тщательно зачищают стальной щеткой. 2. Применение серебросодержащих припоев допускается в тех случаях, когда другие виды припоев неприменимы.

Флюсы — химически активные вещества (канифоль, хлористый цинк и др.), применяемые при пайке изделий для очистки соединяемых поверхностей от оксидных пленок и загрязнений, а также защиты этих поверхностей от новых образований. Флюсы для пайки мягкими припоями приведены в табл. 2.17, а твердыми — в табл. 2.18.

Таблица 2.17. Флюсы для пайки мягкими припоями

Марка или название флюса	Состав, % по массе	Область применения
Канифоль светлая	Эфиры смоляных кислот	Для пайки токопроводящих частей из меди, латуни и бронзы
КЭ	Канифоль — 25—30 Спирт этиловый — 70	То же
ВТС	Вазелин — 66 Триэтаноламин — 6,5 Кислота салициловая — 6,3 Спирт этиловый — 21,2	Для пайки проводниковых изделий из меди, латуни, алюминия, бронзы, константана, манганина, серебра (обеспечивает чистоту пайки)
КС	Канифоль — 24 Стеарин — 1 Спирт этиловый — 75	То же
АФ-44	Калий хлористый — 50 Натрий хлористый — 28 Литий хлористый — 14 Натрий фтористый — 8	Для электроконтактной пайки проводниковых изделий из алюминия и его сплавов
ФП	Канифоль — 16 Цинк хлористый — 4 Вазелин — 80	Для пайки изделий из черных и цветных металлов. Обеспечивает повышенную прочность шва, но требуется последующая промывка водой
ЛТИ-1	Канифоль — 22 Анилин солянокислый — 6 Триэтаноламин — 2 Спирт этиловый — 70	Для пайки токопроводящих частей и проводниковых изделий из меди, ее сплавов и стали
ЦХ40В60 (раствор)	Цинк хлористый — 40 Вода — 60	Для пайки изделий из стали, меди, латуни и бронзы с последующей промывкой паяного шва водой
ФТКА	Фтороборат кадмия — 10 Фтороборат аммония — 8 Триэтаноламин — 82	Для пайки алюминиевых проводов и шин с медными

Таблица 2.18. Флюсы для пайки твердыми припоями

Состав флюса, % по массе	Область применения
Бура прокаленная	Для пайки изделий из меди, медных сплавов, никеля и углеродистых сталей (медными и медно-цинковыми припоями). Остатки флюса следует удалять во избежание коррозии
Бура плавленая — 21 Борная кислота — 70 Кальций фтористый — 9	Для пайки изделий из меди, латуни, бронзы, нержавеющей и углеродистой стали (медными припоями)
Борный ангидрид — 35 Калий фтористый — 42 Фтороборат калия — 23	То же, но для пайки серебряными припоями
Бура — 50 Борная кислота — 35 Калий фтористый — 15	То же, особенно для ПСр-45. Применяется в виде пасты на воде или спирте
Бура — 58 Борная кислота — 40 Кальций хлористый — 2	Для пайки изделий из меди и латуни (серебряными и медно-цинковыми припоями)
Натрий фтористый — 10 Цинк хлористый — 8 Литий хлористый — 32 Калий хлористый — 50	Для пайки изделий из алюминия и его сплавов (алюминиевыми припоями). Остатки флюса следует удалять во избежание коррозии
Бура плавленая — 50 Борная кислота — 50	Для пайки меди, латуни, бронзы и нержавеющих и жаропрочных сталей (медными и медно-цинковыми припоями)
Бура — 95 Калий марганцево-кислый — 5 (смесь заменивают на концентрированном растворе хлористого цинка)	Для пайки изделий из чугуна (медью и медно-цинковыми припоями)

Примечания: 1. Порошок буры гигроскопичен, поэтому его надо хранить в банке с притертой крышкой. 2. Флюс разводят на растворе хлористого цинка.

2.4. Метизы и трубы

К метизам (металлическим изделиям) относятся металлические рукава, стальные сетки, болты, гайки, шайбы и стальные трубы, сведения о которых приведены в табл. 2.19—2.25.

Таблица 2.19. Металлические гибкие рукава негерметические марки РЗ-Ц-Х

Диаметр, мм			Допустимый минимальный радиус изгиба, мм	Масса 1 м рукава, кг	Диаметр соединительной трубки, мм
условного прохода	внутренний	наружный			
15	14,6	19	120	0,26	14
18	17,5	22,5	150	0,33	17
20	19	25	170	0,38	18
22	21	27	200	0,46	20
25	24	30	200	0,52	23
29	28,5	33,6	250	0,6	27
32	31	37	350	0,62	29
38	37	43	350	0,82	35
50	48,5	57,5	450	1,3	46
60	59	69,5	450	1,7	56
75	73,5	83,6	600	2,4	70
78	76,8	86,6	600	2,8	74
100	98	111	700	3,8	95

Примечания: 1. Гибкие негерметические рукава применяют для защиты проводов и резиновых шлангов с проводами от механических повреждений и выпускают следующих марок: РЗ-С-Х — со стальной лентой и хлопчатобумажным уплотнением; РЗ-Ц-Л — со стальной оцинкованной лентой и с асбестовым уплотнением; РЗ-АЛ-Х-Л — с алюминиевой лентой и хлопчатобумажным уплотнением, оплетенные медноолуженой проволокой. 2. Рукава РЗ-Ц-Х с диаметром условного прохода до 25 мм выпускают длиной 2,5 м, диаметром 29—100 мм — 2 м.

Таблица 2.20. Рукава металлические гибкие герметические

Диаметр, мм			Наименьший допустимый радиус изгиба (по внутренней дуге), мм	Масса 1 м рукава, кг
условного прохода	внутренний	наружный		
13	12	18	210	0,5
20	19	28	350	1,2
25	23,5	33	425	1,5
32	30	38	525	2
38	36	46	650	2,4
50	48	62	800	4
75	72	87	1200	5,5

Примечание. Герметические рукава применяют для защиты проводов и резиновых шлангов от механических повреждений, а также для предохранения изоляции проводов от проникновения влаги.

Таблица 2.21. Сетка стальная плетеная

Номер сетки	Размер ячейки в свету, мм	Диаметр проволоки, мм	Масса 1 м² сетки, кг	Ширина сетки, мм	Длина сетки, мм, не менее
10	10×10	1 1,2 1,6	1,48 2,1 3,58	1000 и 1500	1000
20	20×20	1,6 2	1,96 2,95	1000 и 1500	3000

Таблица 2.22. Болты стальные черные

Диаметр болта, мм	Масса 1000 шт. болтов, кг, при длине, мм						
	16	20	25	30	35	40	45
8	9,1	10,64	12,56	14,48	16,4	18,32	20,24
10	—	16,51	19,53	22,55	25,57	28,59	31,61
12	—	—	29,84	34,18	38,57	42,86	47,2
16	—	—	—	64,8	72,6	80,4	88,2
20	—	—	—	—	—	136,3	147,5

Продолжение табл. 2.22

Диаметр болта, мм	Масса 1000 шт. болтов, кг, при длине, мм						
	50	55	60	65	70	75	80
8	22,16	24,08	26	27,92	29,84	31,76	33,68
10	34,63	37,65	40,67	43,69	46,71	49,73	52,75
12	51,54	55,89	60,23	64,58	67,92	73,27	77,61
16	96	103,8	111,6	119,5	127,1	134,2	142,7
20	160,6	172,8	184,9	192,2	204,3	216,5	228,6

Таблица 2.23. Гайки черные, шайбы черные, шайбы пружинные

Диаметр болта или винта, мм	Масса 1000 шт., кг			Диаметр болта или винта, мм	Масса 1000 шт., кг		
	гаек	шайб	пружинных шайб		гаек	шайб	пружинных шайб
3	0,39	0,16	0,06	12	17,24	1,75	3,38
4	0,82	0,24	0,13	14	25,22	2,44	4,28
5	1,24	0,45	0,22	16	33,54	2,81	5,24
6	2,52	0,64	0,37	18	45,62	3,43	8,79
8	6,07	1,14	1	20	64,47	5,58	12,15
10	11,68	1,33	1,94	22	79,09	6,16	16,94

Таблица 2.24. Трубы стальные водогазопроводные (газовые)

Условный проход, мм	Обыкновенные				Легкие		Принятые короткие муфты		Контрольная длина, мм
	диаметр, мм		толщина стенки, мм	масса 1 м, кг	толщина стенки, мм	масса 1 м, кг	длина, мм	толщина, мм	
	наружный	внутренний							
15	21,3	15,7	2,8	1,28	2,5	1,16	28	4	8
20	26,8	21,2	2,8	1,66	2,5	1,50	31	4	9
25	33,5	27,1	3,2	2,39	2,8	2,12	35	5	10
32	42,3	35,9	3,2	3,09	2,8	2,73	39	5	10
40	48,0	41,0	3,5	3,84	3,0	3,33	43	5	10
50	60,0	53,0	3,5	4,88	3,0	4,22	47	5,5	10
70	75,5	67,5	4,0	7,05	3,2	5,71	53	6	—
80	88,5	80,5	4,0	8,34	3,5	7,34	59	6	—
100	114,0	115,0	4,5	12,15	4,0	10,85	—	—	—

Примечания: 1. Трубы водогазопроводные легкие и обыкновенные изготовляют длиной 4—12 м с резьбой на обоих концах — короткой на одном конце и длинной на другом (с нарезанной резьбой на обыкновенных трубах и накатной на легких). 2. Комплектно с каждой трубой поставляют одну соединительную муфту.

Таблица 2.25. Трубы стальные тонкостенные электросварные

Условный проход, мм	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Масса 1 м, кг	Условный проход, мм	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Масса 1 м, кг
Для соединения на накатной резьбе или манжетами				Для соединения манжетами			
15	20	1,6	0,73	15	18	1,6	0,65
		2,2	1,05				
20	26	1,8	1,07	20	25	1,6; 1,8	0,93; 1,03
		2,3	1,43				
25	32	2,0	1,48	25	30	1,8	1,25
		2,5	1,82		33	2,0	1,53
32	41	2,5	2,37	32	—	—	—
	42	2,5	2,44				
40	47	2,0	2,21	40	45	2,0	2,12
		2,8	3,08				
	48	2,8	3,11		48	2,0	2,27
50	59	2,0	2,82	50	57,0	2,0	2,71
		2,8	3,80				
	60	2,8	3,94		60	2,0	2,86

ГЛАВА III. ЭЛЕКТРОИЗОЛЯЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ

3.1. Общие сведения

Электроизоляционными материалами (диэлектриками) называют материалы, обладающие большим электрическим сопротивлением и применяемые для изоляции токопроводящих частей друг от друга или находящихся под разными электрическими потенциалами. По химическому составу электроизоляционные материалы делят на органические и неорганические (слюда, керамика и др.). По способу получения различают естественные (природные) и синтетические электроизоляционные материалы.

Электрические свойства электроизоляционных материалов оценивают с помощью величин, называемых электрическими характеристиками (параметрами). К ним относятся: удельное объемное сопротивление, удельное поверхностное электрическое сопротивление, температурный коэффициент удельного электрического сопротивления, диэлектрическая проницаемость, температурный коэффициент диэлектрической проницаемости, тангенс угла диэлектрических потерь и электрическая прочность материала.

3.2. Основные характеристики и классы нагревостойкости электроизоляционных материалов

Область и допустимость применения электроизоляционных материалов в электрооборудовании, электрических аппаратах и электроустановках определяются их характеристиками (табл. 3.1) и нагревостойкостью (табл. 3.2).

Таблица 3.1. Основные характеристики электроизоляционных материалов

Материал	Плотность, г/см³	Диэлектрическая проницаемость при 20°С	Электрическая прочность при 20°С, кВ/мм	Влагопоглощаемость за 24 ч, %	Температура, °С
Асбест	2,1—2,8	—	2,4—4,6	2—4	500—600 (наибольшая допустимая)
Асбестоцемент	1,6—1,8	6—8	2—3	15—20	Нагревостойкость 250
Битумы	1	2—4	15—20	—	30—130 (размягчение)

Продолжение табл. 3.1

Материал	Плотность, г/см³	Диэлектрическая проницаемость при 20°С	Электрическая прочность при 20°С, кВ/мм	Влагопоглощаемость за 24 ч, %	Температура, °С
Бумага	0,7—0,87	2,5—3,5	5—10	7—8	110 (нагревостойкость)
Гетинакс	1,3—1,4	6—8	20—22	2	150—180 (нагревостойкость)
Лакоткани	0,9—1,2	3—4	20—70	3,6—8	105 (нагревостойкость)
Масло трансформаторное	0,84—0,92	2,1—2,4	15—20	—	135—145 (вспышка)
Миканиты	1,5—2,6	5—8	—	—	130—200 (нагревостойкость)
Мрамор	2,4—2,9	8—9	2—4	0,1—0,5	130—150 (нагревостойкость)
Парафин	0,78—0,92	2—2,2	22—32	0,04—0,06 (за 180 сут)	35—56 (плавление)
Поливинилхлорид	1,2—1,6	5—8	6—15	0,1—0,3	100 (потеря механической прочности)
Резина	1,2—1,8	2,5—4,9	20—45	—	100—120 (потеря механической прочности)
Совол	1,5—1,56	4,8—5	14—18	—	150—160 (предельно допустимая температура)
Соутол	1,52—1,54	4,5—4,8	15—20	—	То же
Стекло	2—8,1	3,7—16,5	30—45	—	500—1720 (размягчение)
Стеклолакоткани (на кремнийорганической основе)	1,25—1,35	3—4	18—65	1—3,5	180 (нагревостойкость)

Таблица 3.2. Классы нагревостойкости электроизоляционных материалов

Класс нагревостойкости	Температура, характеризующая нагревостойкость материалов данного класса, °С[1]	Характеристика основных групп электроизоляционных материалов, соответствующих данному классу нагревостойкости[2]
Y	90	Не пропитанные и не погруженные в жидкий электроизоляционный материал волокнистые материалы из целлюлозы, хлопка и шелка, а также соответствующие данному классу другие материалы и другие сочетания материалов[3]
A	105	Пропитанные или погруженные в жидкие электроизоляционные материалы, волокнистые материалы из целлюлозы, хлопка или натурального, искусственного или синтетического шелка, а также соответствующие данному классу другие материалы и другие сочетания материалов[3]
E	120	Синтетические органические материалы (волокна, смолы, компаунды и пленки), а также соответствующие данному классу материалы и другие сочетания материалов[3]
B	130	Материалы на основе слюды (в том числе на органических подложках), асбеста и стекловолокна, применяемые с органическими связующими и пропитывающими составами, а также соответствующие данному классу другие материалы и другие сочетания материалов[3]
F	155	Материалы на основе слюды, асбеста и стекловолокна, применяемые в сочетании с синтетическими связующими и пропитывающими составами, а также соответствующие данному классу другие материалы и другие сочетания материалов[3]
H	180	Материалы на основе слюды, асбеста и стекловолокна, применяемые в сочетании с кремнийорганическими и пропитывающими составами, кремнийорганические эластомеры, а также соответствующие данному классу другие материалы и другие сочетания материалов[3]

Класс нагревостойкости	Температура, характеризующая нагревостойкость материалов данного класса, °С[1]	Характеристика основных групп электроизоляционных материалов, соответствующих данному классу нагревостойкости[2]
C	Более 180	Слюда, керамические материалы, стекло, кварц или их комбинации, применяемые без связующих составов или с неорганическими или элементорганическими связующими составами, а также соответствующие данному классу другие материалы и другие сочетания материалов[3]

Примечания: [1] указанные температуры являются предельно допустимыми для электроизоляционных материалов при их длительном использовании в электрических машинах и аппаратах, работающих в номинальных эксплуатационных условиях. Температуры в наиболее нагретом месте изоляции не должны превышать указанных предельно допустимых величин при работе электрооборудования в номинальном режиме; [2] с электроизоляционными материалами данного класса допускается совместное применение материалов предшествующих классов при условии, что под действием температуры, допускаемой для материалов более высокого класса, электрические и механические свойства комплексной изоляции не должны претерпевать изменений, могущих вызвать непригодность изоляции для длительной работы; [3] другие сочетания материалов, для которых установлена возможность их работы при температуре, соответствующей данному классу.

3.3. Изоляционные масла, смолы и заливочные составы

А. Изоляционные масла. Изоляционные масла являются жидкими диэлектриками и делятся на нефтяные масла (трансформаторное, конденсаторное, кабельное) и синтетические (совол, совтол). Основное назначение жидких диэлектриков — отвод теплоты от нагревающих внутренних частей электрооборудования, гашение электрической дуги в масляных выключателях, усиление электрической прочности твердой изоляции и герметизации электрических аппаратов, маслонаполненных вводов и маслопропитанных кабелей.

Жидким диэлектриком для электрооборудования городских подстанций служит трансформаторное масло, основные характеристики

которого приведены в табл. 3.3. Основные характеристики жидких синтетических масел совола и совтола приведены в табл. 3.4.

Таблица 3.3. Характеристики и основные требования, предъявляемые к трансформаторному маслу

Показатель	Требования к маслу						
	перед заливкой в оборудование			после заливки в оборудование			находящемуся в эксплуатации
	Т-750	Т-1500	селективной очистки	Т-750	Т-1500	селективной очистки	
Наименьшее пробивное напряжение, кВ (для трансформаторов и аппаратов 6—10 кВ)	30	30	30	25	25	25	20
Содержание механических примесей	Отсутствие						
Содержание взвешенного угля (только для масляных выключателей)	Отсутствие						Незначительное количество
Кислотное число, мг КОН на 1 г масла, не более	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,02	0,25
Температура вспышки, °С, не ниже	135	135	150	135	135	150	Снижение не более чем на 5°С первоначальной
Температура застывания, °С	—55	—45	—45	—	—	—	—

Таблица 3.4. Основные характеристики жидких синтетических масел совола и совтола-10

Показатель	Синтетические диэлектрики	
	совол	совтол-10
Плотность при 20°С, г/см³	1,54—1,58	1,52—1,54
Кислотное число, мг КОН на 1 г масла	0,01—0,05	0,01—0,05
Температура застывания, °С, не выше	—(5—8)	—(25—45)

Продолжение табл. 3.4

Показатель	Синтетические диэлектрики	
	совол	совтол-10
Температура вспышки паров, °С, не ниже	+(200—300)	+(200—220)
Вязкость при 20°С, сст	200	Не нормируется
» » 50°С, »	9	3—45
Электрическая прочность при 20°С и 50 Гц, кВ/мм	14—18	15—20
Зольность	Не нормируется	
Цвет	Бесцветный	
Тангенс угла диэлектрических потерь при 20°С и 50 Гц	0,0008—0,002	0,001—0,003

Примечания: 1. Совол более нагревостоек, чем трансформаторное масло, но под действием высокой температуры электрической дуги выделяет большое количество веществ, оседающих на поверхности контактов, поэтому не пригоден для заполнения масляных выключателей. 2. Совтол-10 негорюч и устойчив к окислению. 3. Совол применяется для пропитки бумажных конденсаторов, а совтол-10 — как заменитель трансформаторного масла для заполнения взрывоопасных силовых трансформаторов. 4. Совол и совтол-10 токсичны, и поэтому применение их требует соблюдения специальных мер предосторожности.

Б. Электроизоляционные заливочные составы. Электроизоляционные заливочные составы (табл. 3.5) применяются для заливки кабельных муфт (соединительных, мачтовых), а также концевых воронок кабелей и должны удовлетворять требованиям: морозостойкости (до —45°С), влагонепроницаемости, высокой электрической прочности, определенной широте рабочего интервала (от 60 до —45°С) и малой усадке (в диапазоне температур от —45 до 100°С).

Таблица 3.5. Заливочные и пропиточные составы для кабельных муфт и заделок

Наименование и марка состава	Область применения	Температура при заливке, °С
Маслоканифольный МП	Прошарка разделанных концов кабелей 3—35 кВ в процессе монтажа муфт для удаления влаги и загрязнений и исполнение пропитывающего состава в изоляции кабеля	120—130
Битумный МБ-70/60	Заливка муфт и заделок кабелей напряжением до 10 кВ; соединительных муфт, монтируемых в земле; соединительных муфт и концевых заделок, монтируемых в неотапливаемых помещениях с	150—170

Продолжение табл. 3.5

Наименование и марка состава	Область применения	Температура при заливке, °С
	температурой не ниже —10°С; концевых муфт наружной установки в районах с температурой не ниже —10°С	
Битумный МБ-90/75	Заливка муфт и заделок кабелей напряжением до 10 кВ; соединительных муфт, монтируемых в земле, и концевых муфт наружной установки в районах с жарким климатом; соединительных муфт и концевых заделок, монтируемых внутри отапливаемых помещений	180—190
Маслобитумный морозостойкий МБМ	Заливка муфт и заделок кабелей напряжением до 10 кВ, монтируемых на открытом воздухе и в неотапливаемых помещениях при температуре окружающей среды до —35°С	130—140
Маслоканифольный МК-45	Заливка соединительных, стопорных и концевых муфт внутренней установки кабелей напряжением 20 и 35 кВ	130—140
Канифольно-фурфуроль ный морозостойкий КФМ	Заливка муфт кабелей напряжением до 35 кВ, монтируемых на открытом воздухе и в неотапливаемых помещениях при температуре окружающей среды до —50°С	120

Примечание. У составов МБ-70/60 и МБ-90/75 в числителе указана температура каплепадения, а в знаменателе — средняя температура размягчения.

3.4. Лаки, эмали и клеевые составы

Лаки и эмали (табл. 3.6) применяются для создания пленок, повышающих электрическую прочность покрываемых ими изделий или предохраняющих их от коррозии и проникания влаги. Электроизоляционные лаки по своему назначению подразделяются на пропиточные, покровные и клеящие. По режиму сушки электроизоляционные лаки разделяются на лаки воздушной (холодной) сушки, высыхающие (образующие лаковую пленку) при температуре 20—25°С, и на лаки печной (горячей) сушки, требующие температуры до 100°С (табл. 3.6). Сведения о клеевых составах, широко применяемых в городских электроустановках, приведены в табл. 3.7.

Таблица 3.6. Лаки и эмали, применяемые для защиты от коррозии металлических конструкций линий электропередачи и подстанций

Лакокрасочные материалы	Растворитель	Цвет	Число слоев	Расход наносимого материала, г/м²		Время сушки, ч	Назначение	Ориентировочный срок службы покрытия, год
				кистью	распылителем			
Асфальтобитумный лак	Сольвент или керосин	Черный	1	100	125	24	Защита металлоконструкций открытых ТП, РП и опор в умеренных климатических условиях	5
То же, с добавлением на месте 10 или 15 % алюминиевой пудры	То же	Серебристый алюминиевый	1	90	120	24	То же	4—5
Лак битумный № 177	Уайт-спирт	Черный	1	100	125	24	»	2—3
То же, с добавлением алюминиевой пудры или краски АЛ-177	Уайт-спирт, бензин, скипидар	Серебристый алюминиевый	2	90	120	16	»	2—3
Каменноугольный лак (кузбасс-лак)	Толуол, сольвент	Черный	2	100	125	6	Защита стальных конструкций и труб, прокладываемых в грунте	4—5
Грунт ГФ-032 (бывший № 138) или ВХГМ	Сольвент или Р-4	Красный, коричневый	1	180	200	24	Защита металлоконструкций линий и подстанций в зонах промышленных предприятий или в атмосфере с повышенной влажностью	—
Перхлорвиниловая эмаль ПХВ-26 или ПХВ-24	Р-4	То же	2	250	300	1		4—5

Продолжение табл. 3.6

Лакокрасочные материалы	Растворитель	Цвет	Число слоев	Расход лакокрасочного материала, г/м²		Время сушки 1 слоя, ч	Назначение	Ориентировочная стоимость покрытия, руб/м²
				кистью	распылителем			
Грунт В-329, Д-329, Е-329	Р-5	Красный, коричневый	2	180	120	24	Защита маслонаполненных аппаратов и металлоконструкций в субтропическом климате	5—6
Перхлорвиниловая эмаль ПХВ-714 или ПХВ-715	Р-5	Серебристый алюминиевый, серый	3	250	200	2	То же	—
Грунт ХС-010 или ВХГМ	Р-4	Красный, коричневый	2	180	120	24	Защита металлоконструкций в зонах воздействия агрессивных газов, кислот или слабых щелочей	4—5
Перхлорвиниловая химически стойкая эмаль ХСЭ-26	Р-4	То же	6	250	200	1		

Примечания: 1. Лакокрасочные покрытия следует наносить на тщательно очищенные (пескоструйным аппаратом или стальными щетками) и обезжиренные поверхности. При работе окрашиваемого оборудования в зонах, содержащих значительные промышленные загрязнения, рекомендуется в целях повышения срока службы покрытий увеличить их число и на верхний слой нанести дополнительно слой перхлорвинила.
2. Алюминиевую пудру ПК-3 или ПАК-4 добавляют непосредственно перед употреблением в количестве 10—15 вес. ч. на 100 частей лака.

Таблица 3.7. Клеевые составы

Марка	Время, в течение которого должен быть использован клей, мин	Временное сопротивление клеевого соединения при 20°С, кГ/см²	Область применения	Способ применения
БФ-2, БФ-4	30—50	100	Склеивание металлов, фарфора, стекла, дерева, пластмасс и др. Заделывание трещин в фарфоре и герметизация швов баков электрооборудования (силовых трансформаторов, масляных выключателей и др.)	На защищенные и протертые ацетоном поверхности склеиваемых деталей наносят по два слоя клея, просушивая каждый слой в течение 1 ч при $t=20°C$ или 15 мин при $t=60°C$, затем прижимают их друг к другу с усилием 10—15 кГ/см² и помещают на 50—60 мин в сушильный шкаф с $t=150\div160°C$
88-Н	30—45	100	Склеивание резины и приклеивание ее к металлу, фарфору, стеклу, дереву и различным пластмассам	Предварительно зачищенную (корсной щеткой или напильником), протертую бензином и просушенную поверхность резины покрывают слоем клея и сушат в течение 3—5 мин. Далее на металлическую, фарфоровую и другую поверхность наносят два слоя клея, просушивают 8—10 мин и, прижав склеиваемые детали друг к другу, выдерживают их в течение 24 ч при $t=20\div40°C$
ФАЭД-8	40—60	—	Заделка дефектов сварных швов маслонаполненного оборудования	Герметизирующий состав наносят деревянной лопаточкой на предварительно очищенный от грязи и копоти сварной шов маслонаполненного оборудования
СПО-46	600—720	—	Защита применяемых в электрооборудовании резиновых прокладок от разрушающего воздействия озона и солнечного света	Клей толщиной до 0,5 мм наносят на предварительно очищенную и обезжиренную (бензином или ацетоном) резиновую прокладку

3.5. Волокнистые пластмассовые и резиновые электроизоляционные материалы

Волокнистые электроизоляционные материалы подразделяют на непропитанные и пропитанные. К непропитанным волокнистым материалам относятся бумага, картон, фибра и асбестовый картон (табл. 3.8—3.10), применяемые для изоляции электрооборудования без предварительной обработки их какими-либо составами, например лаками, придающими им новые свойства или качества. *Пропитанными* называются волокнистые материалы, подвергнутые обработке с применением электроизоляционных лаков (масляных, битумно-масляных, кремнийорганических и др.), повышающих их электрическую прочность или придающих им влаго- или термостойкость.

При монтаже, эксплуатации и ремонте электрооборудования городских электрических сетей широко применяются: картоны и бумаги электроизоляционные, фибра, асбестовый картон, а также пропитанные волокнистые материалы: лако- и стеклоткани, гетинакс и текстолит (табл. 3.11—3.18). В табл. 3.19 и 3.20 приведены технические характеристики асбестоцементных досок и технической резины, применяемых в электрооборудовании и электроустановках.

Таблица 3.8. Картон электроизоляционный

Марка картона	Толщина, мм	Средняя плотность, г/см³	Электрическая прочность, кВ/мм	Область применения
ЭВ ЭВС ЭВТ	0,1—0,6 0,2—0,4 0,1—0,5	1,15 1,25 1,15	10 11 12	Для изоляции электрических машин в качестве прокладок и каркасов класса Y (в непропитанном виде) или класса А (в пропитанном виде)
ЭМЦ ЭМТ	0,5—3 1—3	0,9 0,9	12 11	В качестве изоляции в маслонаполненных аппаратах для работы при температуре до 95°С

Примечания: 1. Картон толщиной до 0,5 мм выпускают в рулонах и листах, а свыше 0,5 мм — только в листах. 2. Размеры листов картона: 900×900, 900×1000 и 1000×1000 мм.

Таблица 3.9. Бумага электроизоляционная

Марка бумаги	Электрическая прочность, кВ	Область применения
КОН-1	0,3—0,6	Конденсаторная
К-080 К-120 К-170	Не нормируется	Для изоляции жил кабелей напряжением до 35 кВ
КП-015 КП-080 КП-120	0,5—0,8	Для экранирования жил кабелей
ЭКТ	15	Крепированная. Для изоляции отдельных частей маслонаполненных аппаратов

Примечания: 1. Электроизоляционную бумагу выпускают в роликах и рулонах шириной: 12—750 мм (конденсаторная); 12—40 мм (крепированная); 350—800 мм (кабельная). 2. Удельное объемное сопротивление бумаг составляет 10^{10}—10^{11} Ом·м. 3. Приведенные в таблице значения электрической прочности справедливы для высушенных бумаг.

Таблица 3.10. Фибра листовая

Марка	Толщина, мм	Средняя плотность, г/см³	Электрическая прочность, кВ/мм, не менее	Область применения
ФЭ	0,6; 0,7; 0,8; 0,9; 1; 1,1; 1,2; 1,3; 1,4; 1,5; 1,7; 2; 2,2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5; 6; 7; 8; 9; 10; 11; 12	1,1—1,2	3,5	В качестве изоляционных прокладок, пазовых клиньев электрических машин, изолирующих оснований и деталей электрических аппаратов

Примечания: 1. Фибру толщиной 0,6—8 мм выпускают монолитной, 8—12 мм — монолитной или клееной, свыше 12 мм — только клееной. 2. Фибра поставляется: монолитная — в листах длиной 0,85—1,5 и 1,7—2,3 и шириной 0,55—1,4 м; клееная — в листах длиной 1,6—1,9 м и шириной 0,4—0,6 м.

Таблица 3.11. Картон асбестовый

Марка картона	Толщина, мм	Средняя плотность, т/см³	Размеры листов, мм	Область применения
КАЭ	2; 2,5; 3; 3,5; 4; 5; 6; 8; 10	1—1,3	900×900 900×1000 1000×1000	В качестве нагревостойких прокладок в электрооборудовании

Таблица 3.12. Лакоткани электроизоляционные

Марка лакоткани	Толщина, мм	Пробивное напряжение, кВ, не менее	Характеристика лакоткани	Область применения
ЛХС	0,15; 0,17; 0,2; 0,24; 0,3	5,6	Обладает высокими электроизоляционными свойствами, механической прочностью, большой гибкостью и эластичностью	В виде прокладок, обертек и лент для работающей на воздухе изоляции обмоток электрических машин и аппаратов
ЛХСМ	0,17; 0,2; 0,24	6,9	В отличие от других хлопчатобумажных лакотканей обладает стойкостью к действию трансформаторного масла и наиболее высоким пробивным напряжением	В виде прокладок, обертек и лент для работающей в масле изоляции трансформаторов и аппаратов
ЛХСС	0,17; 0,2	5,8	Обладает более высоким пробивным напряжением по сравнению с лакотканью ЛХС	В виде прокладок, обертек и лент для работающей на воздухе изоляции электрических машин и аппаратов, где возможно периодическое попадание на изоляцию масла и смазок или где изоляция может подвергаться действию паров масла или бензина

Продолжение табл. 3.12

Марка лакоткани	Толщина, мм	Пробивное напряжение, кВ, не менее	Характеристика лакоткани	Область применения
ЛХЧ	0,17; 0,2; 0,24	6,5	Отличается повышенной влагостойкостью и повышенными электроизоляционными свойствами, не маслостойка	Для изоляции электрических машин высокого напряжения. Не рекомендуется применение марки ЛХЧ в машинах, аппаратах и других устройствах, подвергающихся воздействию минеральных масел и растворителей
ЛШС	0,08; 0,1; 0,12; 0,15	5	То же	В виде прокладок, обертек и главным образом на воздухе и ограниченной по толщине изоляции электрических машин, трансформаторов и аппаратов, где требуется повышенная электрическая прочность

Примечания: 1. Буквы в обозначении марок лакотканей: Л — лакоткань; Х — хлопчатобумажная; Ш — шелковая; К — капроновая; С — (на третьем месте) — светлая; Ч — черная; С — (на четвертом месте) — специальная; М — маслостойкая. 2. Лакоткань изготовляют шириной 700—1000 мм и поставляют в рулонах, содержащих не менее 40 м ткани.

Таблица 3.13. Лента прорезиненная изоляционная

Толщина, мм	Ширина, мм	Длина ленты в одном круге, м		Область применения
		односторонней	двухсторонней	
0,2; 0,3	10; 15; 20; 25; 50	55—75	65—85	Для изоляции соединений в электрических машинах и аппаратах напряжением до 600 В и при монтаже проводов силовых и осветительных электроустановок

Таблица 3.14. Лента смоляная изоляционная

Толщина, мм	Ширина, мм	Длина в одном ролике, м, не менее	Электрическая прочность, кВ/мм, не менее		Область применения
			при толщине 0,6 мм	при толщине 0,8 и 1 мм	
0,6; 0,8; 1	30; 50; 60; 75	10	1,5	2,5	Для уплотнения мест ввода кабелей и проводов в соединительные муфты и коробки. Подмотка изолированных проводов в местах наложения вязки

Таблица 3.15. Лента изоляционная поливинилхлоридная

Марка	Толщина, мм	Ширина, мм	Область применения
ПХЛ-020 ПХЛ-030 ПХЛ-040 ПХЛ-045	0,2 0,3 0,4 0,45	15 20 30 50	Для восстановления и повышения уровня изоляции проводов и для сращивания пластмассовых и резиновых оболочек кабелей

Примечание. Выпускают в кругах диаметром 80 мм.

Таблица 3.16. Гетинакс электротехнический листовой

Марка гетинакса	Толщина, мм	Электрическая прочность, кВ/мм, при толщине, мм			Размеры листов, мм	Основная область применения
		1	2	3		
I и II	0,2—50	20	16	12		Для работы на воздухе в нормальных климатических условиях (относительная влажность 65±15 % и температура 20±5°С) при токе частотой 50 Гц и напряжением до 1000 В или в трансформаторном масле

Продолжение табл. 3.16

Марка гетинакса	Толщина, мм	Электрическая прочность, кВ/мм, при толщине, мм			Размеры листов, мм	Основная область применения
		1	2	3		
III	5—50	22	18	13	550×700, 650×930, 700×930, 930×1030, 930×1430	Для работы при относительной влажности до 95 % и температуре 20±5°С при токе частотой 50 Гц и напряжением до 1000 В
IV	2—50	25	20	15		Для работы на воздухе в тропических условиях (относительная влажность до 95 % и температура 35°С) при токе частотой 50 Гц и напряжением до 1000 В в трансформаторном масле
V-I и V-II	5—50	28	24	20		Для работы в трансформаторном масле при токе частотой 50 Гц и напряжением свыше 1000 В или на воздухе в нормальных климатических условиях

Примечание. Гетинакс марки I толщиной до 0,5 мм выпускается в листах и рулонах, выше 0,5 мм — только в листах.

Таблица 3.17. Текстолит электротехнический листовой

Марка	Толщина, мм	Электрическая прочность, кВ/мм, при толщине, мм			Область применения
		0,8—1	1,1—2	2,2—3	
А, Г	0,5—50	8	6	5	Для работы в трансформаторном масле и на воздухе при температуре окружающей среды от —60 до 105°С
Б	0,5—50	5	4	3	Для работы на воздухе при температуре окружающей среды от —60 до 105°С

Примечания: 1. Текстолит марок А и Г обладает повышенной электрической прочностью, марки Б — более высокой механической прочностью. 2. Текстолит марки А отличается от марки Г более широким допуском по толщине и короблению.

Таблица 3.18. Стеклотекстолит и асбестотекстолит электротехнический листовой

Марка	Номинальная толщина, мм	Размеры листов, мм	Область применения
СТ	1,5; 1,6; 1,8; 2; 2,3; 2,5; 2,8; 5,2; 8,3 3,5 4; 4,5; 5; 5,5; 6,0; 8,0; 10; 12; 14; 16; 20; 22; 25; 28; 30	450×980; 600×1480	Для работы при напряжении до 1000 В и частоте 50 Гц на воздухе при нормальных климатических и тропических условиях
СТЭФ	1,5; 1,6; 1,8; 2; 2,3; 2,5; 2,8; 3; 3,5; 4; 4,5; 5; 5,5; 6; 6,5; 7—16; 18; 20; 22; 25; 28; 30	450×980; 600×1000; 600×1480	Для работы под напряжением свыше 1000 В и частоте 50 Гц в нормальных условиях на воздухе, а также для работы под напряжением до 1000 В во влажной атмосфере до 35°С
СТК	Выпускается той же толщины, что и текстолит марок СТ и СТЭФ	450×980; 600×1480	Для работы под напряжением свыше 1000 В на воздухе, в нормальных условиях до 180°С и под напряжением до 1000 В и во влажной атмосфере до 35°С
АСТ-А	6; 8; 10; 12; 15; 10; 18; 20; 22; 23; 25; 28; 30; 32; 35; 37; 38; 40; 42; 44; 46; 48; 50; 52; 55; 58; 60	450×600; 600×900; 900×1200; 1000×1500; 1600×1800; 2000×2480	Изготовляется на основе асбестовой ткани и бакелитовой смолы. Нагревостойкость 130°С. Применяется в качестве конструктивных элементов в электрооборудовании

Таблица 3.19. Доски асбестоцементные электротехнические, обработанные, дугостойкие

Марка асбестоцементной доски	Толщина, мм	Длина, мм	Ширина, мм	Электрическая прочность, кВ/мм	Область применения
350; 400; 450; 500	10; 12; 15; 20; 25; 30; 35; 40	1200±±5	700 (800)±5	1,5	Для изготовления деталей электрооборудования, подвергающегося действию высоких температур и электрической дуги, а также как электроизоляционный материал для изготовления панелей щитов, сборок и оснований электрических аппаратов

Примечания: 1. Численное обозначение марки характеризует средний предел прочности при статическом изгибе в любом направлении. 2. Необработанные асбестоцементные доски выпускаются толщиной 4, 6, 8 мм и более по приведенной в таблице номенклатуре обработанных досок.

Таблица 3.20. Резина листовая техническая

Показатель	Маслобензостойкая МБТ	Маслотепломорозостойкая МТМ	Озономорозостойкая ОМ
Предел прочности при разрыве, кГ/см², не менее	60	75	80
Относительное удлинение при разрыве, %, не менее	250	280	160
Относительное остаточное удлинение после разрыва, %, не более	15	10	6
Коэффициент морозостойкости	0,1	0,1	0,1
Коэффициент старения по относительному удлинению, не менее	0,6	0,8	0,8
Изменение массы при испытании в трансформаторном масле, %	0—13	0—8	—

Примечание. Резина марок МБТ, МТМ и ОМ применяется для герметизации баков масляных трансформаторов и маслонаполненных высоковольтных аппаратов.

ГЛАВА IV. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПРОВОДА, ШИНЫ И КАБЕЛИ

4.1. Провода

Характеристики голых медных и алюминиевых проводов и кабелей различных марок и назначений приведены в табл. 4.1—4.7.

Таблица 4.1. Основной сортамент голых медных и алюминиевых проводов[1]

М			А, АКП			АС, АСК			АСКС, АСКП			
Номинальное сечение, мм²	Разрывное усилие провода[2] Н, не менее	Масса, кг/км	Номинальное сечение, мм²	Разрывное усилие провода[3] Н, не менее	Масса, кг/км	Номинальное сечение[4], мм²	Разрывное усилие провода[3], Н, не менее	Масса, кг/км	Номинальное сечение, мм²	Разрывное усилие провода Н, не менее	Масса провода, кг/км АСКС (со смазкой)	Масса провода, кг/км АСКП (со смазкой)
4	1520	35	16	—/2600	43	10/1,8	3790	43	10/1,8	3790	44	44
6	2290	52	25	—/4040	68	16/2,7	5810	65	16/2,7	5810	66	66
10	3630	88	35	—/5860	94	25/4,2	8730	100	25/4,2	8730	101	101
16	5600	142	50	7060/7620	135	35/6,2	12720	149	35/6,2	12720	150	150
25	8830	224	70	9110/10460	189	50/8,0	16140	194	50/8,0	16140	198	198
35	12300	311	95	10140/13500	252	70/11	22770	274	70/11	22770	280	280
50	16620	444	120	18340/19190	321	95/16	31530	384	95/16	31530	391	391
70	24750	612	150	22320/23670	406	120/19	40520	471	120/19	40520	482	506
95	34460	850	185	27450/29110	502	120/27	48680	528	120/27	48680	542	565
120	42960	1058	240	35950/37040	655	150/19	45060	554	150/19	45060	566	596
150	50500	1338	300	43460/46100	794	150/24	50960	600	150/24	50960	573	603
185	67110	1659	350	52220/55390	952	—	—	—	—	—	—	—

Продолжение табл. 4.1

М			А, АКП			АС, АСК			АСКС, АСКП			
Номинальное сечение, мм²	Разрывное усилие провода[2] Н, не менее	Масса, кг/км	Номинальное сечение, мм²	Разрывное усилие провода[3] Н, не менее	Масса, кг/км	Номинальное сечение[4], мм²	Разрывное усилие провода[3], Н, не менее	Масса, кг/км	Номинальное сечение, мм²	Разрывное усилие провода Н, не менее	Масса провода, кг/км АСКС (со смазкой)	Масса провода, кг/км АСКП (со смазкой)
240	86070	2124	400	58510/62050	1072	185/24	56750	705	185/24	56750	719	756
300	100090	2614	450	66980/69000	1217	185/43	76020	846	185/43	76020	869	907

[1] Марка М — голый медный провод; марки А и АКП — провода алюминиевые (без стального сердечника); в проводе марки АКП межпроволочное пространство заполнено нейтральной смазкой повышенной термостойкости. Марки АС и АСК — провода сталеалюминиевые (со стальными сердечниками разных сечений); в проволе АСК стальной сердечник изолирован двумя слоями лавсановой пленки, а под пленкой имеется смазка. Марки АСКС и АСКП — провода сталеалюминиевые, в которых с целью повышения коррозионной стойкости их междупроволочное пространство, а в АСКП и наружная поверхность стального сердечника заполнены антикоррозионной термостойкой смазкой. Алюминиевые и сталеалюминиевые провода изготовляют из алюминиевой твердой проволоки (марка АТ) и алюминиевой проволоки повышенной прочности (марка АТп).

[2] Значения разрывных усилий приведены для проволоки МТ первой категории качества.

[3] В числителе приводятся значения разрывного усилия, относящегося к проводам, изготовленным из проволоки АТ, а в знаменателе — к проводам, изготовленным из проволоки АТп (повышенной механической прочности).

[4] В числителе приводится общее сечение голого провода, а в знаменателе — сечение стального сердечника.

[5] Из алюминиевой проволоки АТп.

Примечание. В городских электрических сетях применяются, как правило, алюминиевые провода сечением до 400 мм². Медные провода сечением до 240 мм² применяются в случаях, когда по местным условиям, особым требованиям или по разрывному усилию провода из алюминия не применимы.

Таблица 4.2. Медные обмоточные провода с эмалевой изоляцией

Марка	Диаметр жилы без изоляции, мм	Наружный диаметр провода, мм	Нагревостойкость, °С	Общая характеристика
ПЭЛ	0,02—1,5	0,035—1,58	105	Провод медный изолированный лаком на масляной основе
ПЭВ-1	0,02—2,5	0,035—2,6	105	Провод медный, изолированный лаком ВЛ-931
ПЭЛР	0,1—2,05	0,035—2,6	105	Провод медный, изолированный полиамидно-резольным лаком
ПЭВД	0,1—1,0	0,14—1,12	105	Провод медный, изолированный лаком ВЛ-931 с дополнительным термопластичным покрытием
ПЭВЛ	0,02—1,6	0,035—1,64	120	Провод медный, изолированный полиуретановым лаком, лудящийся

Таблица 4.3. Алюминиевые обмоточные провода с эмалевой изоляцией

Марка	Диаметр жилы без изоляции, мм	Наружный диаметр провода, мм	Нагревостойкость, °С	Общая характеристика
ПЭВАт	0,08—2,44	0,105—2,55	105	Провод, изолированный высокопрочным лаком (винифлекс) и изготовленный из твердой (неотожженной) проволоки
ПЭВА	0,08—2,44	0,105—2,55	105	То же, но из отожженной проволоки
ПЭТВА	0,08—2,24	0,105—2,55	130	Провод, изолированный полиэфирным лаком
ПЭСА	0,08—2,44	0,103—2,06	220	Провод, изолированный высокопрочным лаком

Таблица 4.4. Медные обмоточные провода с волокнистой изоляцией

Марка	Диаметр жилы без изоляции, мм	Толщина изоляции (на одну сторону), мм	Нагревостойкость, °С	Общая характеристика
ПБ	Круглые: 1,5—5,2 Прямоугольные: $a=1\div5,6$ $b=5,0\div19,5$	0,15—0,84 0,28—0,96	105 105	Провода, изолированные несколькими слоями ленты из кабельной бумаги
ПБУ	Прямоугольные: $a=1,81\div5,6$ $b=6,7\div19,6$	1—2,2	105	Провода, изолированные лентами из уплотненной кабельной бумаги
ПЛД	Круглые: 0,38—1,3	0,09—0,11	120	Провода, изолированные двумя слоями обмотки из лавсанового волокна
ПЛБД	Круглые: 0,38—5,2 Прямоугольные: $a=0,9\div5,5$ $b=2,1\div14,5$	0,1—0,14 0,135—0,18	105 105	Провода, изолированные слоем обмотки из лавсанового волокна и слоем обмотки из хлопчатобумажной пряжи
ПБД	Круглые: 0,38—5,2 Прямоугольные: $a=0,9\div5,5$ $b=2,1\div15$	0,11—0,141 0,135—0,18	105 105	Провода, изолированные двумя слоями обмотки из хлопчатобумажной пряжи
ПДА	Круглые: 1,81—4,8 Прямоугольные: $a=1,16\div4,1$ $b=5,1\div7,4$	0,15—0,20	155	Провода, изолированные асбестовыми волокнами с помощью глифталевого лака

Таблица 4.5. Алюминиевые обмоточные провода с волокнистой изоляцией

Марка	Номинальные размеры токопроводящих жил, мм	Толщина слоя изоляции (на одну сторону), мм	Нагревостойкость, °С	Общая характеристика
АПБД	Круглых: 1—35—8 Прямоугольных: $a=1{,}81\div7$, $b=4{,}1\div18$	0,135—0,175 0,135—0,235	105	Провод, изолированный двумя слоями обмотки из хлопчатобумажной пряжи
АПЛБД	Круглых: 1,35—8 Прямоугольных: $a=1{,}81\div7$, $b=4{,}1\div18$	0,115—0,145 0,135—0,19	105	Провод, изолированный слоем обмотки из лавсановых нитей и слоем обмотки из хлопчатобумажной пряжи
АПБ	Круглых: 1,35—8 Прямоугольных: $a=1{,}81\div7$, $b=4{,}1\div18$	1,15—2,84 0,24—0,96	105	Провод, изолированный несколькими слоями ленты из кабельной бумаги

Таблица 4.6. Медные обмоточные провода со стекловолокнистой изоляцией

Марка	Диаметр жилы без изоляции, мм	Наружный диаметр, мм	Нагревостойкость, °С	Общая характеристика
ПСД	Круглые: 0,31—5,2 Прямоугольные: $a=0{,}9\div5{,}5$, $b=2{,}1\div12{,}5$	0,55—5,58 Толщина изоляции: 0,135—0,2, 0,16—0,19	155	Провод, изолированный двухслойной обмоткой из стекловолокна с пропиткой каждого слоя нагревостойким лаком
ПСДТ	Круглые: 0,31—2,1	0,50—2,36	155	Провод, изолированный двухслойной обмоткой из утоненного стекловолокна с пропиткой каждого слоя нагревостойким лаком

Марка	Диаметр без изоляции, мм	Наружный диаметр, мм	Нагревостойкость, °С	Общая характеристика
ПСДКТ	Круглые: 0,31—2,1 Прямоугольные: $a=0{,}9\div3{,}55$, $b=2{,}1\div10$	0,46—2,36 Толщина изоляции: 0,13—0,16, 0,11	180	Провод, изолированный двухслойной обмоткой из утоненного стекловолокна с пропиткой каждого слоя кремнийорганическим лаком
ПСДК	Круглые: 0,31—5,2	0,55—5,58	180	Провод, изолированный двухслойной обмоткой из стекловолокна с пропиткой каждого слоя кремнийорганическим лаком

Таблица 4.7. Медные обмоточные провода с эмалево-волокнистой изоляцией

Марка	Диаметр без изоляции, мм	Наружный диаметр, мм	Нагревостойкость, °С	Общая характеристика
ПЭЛБО	0,38—2,1	0,55—2,35	105	Провод, изолированный эмалью на масляно-смоляной основе с одним слоем обмотки из хлопчатобумажной пряжи
ПЭЛБД	0,93—2,1	1,11—2,36	105	Провод, изолированный эмалью на масляно-смоляной основе и двумя слоями обмотки из хлопчатобумажной пряжи
ПЭВБД	0,69—2,1	0,90—2,4	105	Провод, изолированный высокопрочной эмалью и двумя слоями хлопчатобумажной пряжи
ПЭЛШО	0,10—1,56	0,18—1,74	105	Провод, изолированный эмалью на масляно-смоляной основе и слоем обмотки из натурального шелка

Продолжение табл. 4.7

Марка	Диаметр без изоляции, мм	Наружный диаметр, мм	Нагревостойкость, °С	Общая характеристика
ПЭЛШКО	0,1—1,56	0,18—1,74	105	Провод, изолированный эмалью на масляно-смоляной основе и слоем обмотки из капроновых нитей

Установочные провода применяют для распределения электрической энергии в силовых и осветительных сетях, а также для электроснабжения электроустановок. Провода выпускаются с резиновой, поливинилхлоридной и полиэтиленовой изоляцией. Интервал рабочих температур проводов с резиновой изоляцией от —40 до +65°С, а проводов с поливинилхлоридной и полиэтиленовой изоляцией — от —50 до +70°С. Провода с изоляцией из кремнийорганической резины могут использоваться в интервале температур от —60 до +150°С (провод ПРКА) и до +180°С (провод РКГМ). Все группы установочных проводов можно использовать при относительной влажности до 98% при 20°С (провода с резиновой изоляцией) и при 40°С (провода с пластмассовой изоляцией). Основные марки установочных проводов приведены в табл. 4.8 и 4.9.

Таблица 4.8. Установочные провода с резиновой изоляцией

Марка	Сечение жилы, мм²	Краткая характеристика	Область применения
АППР	2,5—10	Провод с алюминиевой жилой и резиновой изоляцией, не распространяющей горения	Для неподвижной прокладки внутри и вне помещений (на изоляторах) в сетях с переменным напряжением до 660 В
АПР	2,5—120	То же, но в оплетке из хлопчатобумажной пряжи, пропитанной противогнилостным составом	То же
АПРВ	2,5—16	То же, но с наружной оболочкой из поливинилхлоридного пластиката	То же и в помещениях с повышенной влажностью

Продолжение табл. 4.8

Марка	Сечение жилы, мм²	Краткая характеристика	Область применения
АПРН	2,5—120	То же, но с наружной оболочкой из резины, не распространяющей горения	То же
АПРТО	2,5—120	Провод, состоящий из одной или нескольких многопроволочных алюминиевых жил с резиновой изоляцией, находящихся в общей пропитанной хлопчатобумажной оплетке	Для неподвижной прокладки в металлических трубах в сетях с переменным напряжением до 660 В
ПРТО	1—120	То же, но с жилой из медных проволок	То же
АПРФ	2,5—4	Провод с алюминиевой жилой в резиновой изоляции, в фальцованной оболочке из сплава АМЦ	В сухих и пожароопасных помещениях для прокладки непосредственно по поверхности стен
ПР	0,75—120	Провод с медной однопроволочной жилой с резиновой изоляцией в пропитанной хлопчатобумажной оплетке	Для неподвижной прокладки внутри и вне помещений (на изоляторах) в сетях с переменным напряжением до 660 В
ПРГ	0,75—120	То же, но с гибкой многопроволочной жилой	То же
ПРГВ	1—6	Провод с гибкой медной многопроволочной жилой с резиновой изоляцией и в оболочке из поливинилхлоридного пластиката	То же и в помещениях с повышенной влажностью, в сетях с переменным напряжением до 660 В
ПРД (шнур)	0,75—6,0	Провод двухжильный, витой, каждая многопроволочная жила изолирована резиной в оплетке из хлопчатобумажной пряжи	Для прокладки на роликах в сухих помещениях в установках с переменным напряжением до 380 В
ПРЛ	0,75—6,0	Провод с однопроволочной медной жилой с резиновой изоляцией в оплетке из хлопчатобумажной пряжи, покрытой лаком	Для прокладки во вторичных цепях (распредустройств и др.) при переменном напряжении до 660 В

Таблица 4.9. Установочные провода с пластмассовой изоляцией

Марка	Сечение жилы, мм²	Краткая характеристика	Область применения
ПВ	0,5—95	Провод с однопроволочной медной жилой в поливинилхлоридной изоляции	Для неподвижной прокладки в силовых и осветительных сетях переменного напряжения 380 и 660 В (в зависимости от толщины изоляции)
АПВ	2,5—120	То же, но с алюминиевой жилой	То же
ПП	0,5—95	Провод с однопроволочной медной жилой в полиэтиленовой изоляции	То же, но при переменном напряжении до 660 В
АПП	2,5—120	То же, но с алюминиевой жилой	То же
ПГВ	0,5—95	Провод с многопроволочной медной жилой в поливинилхлоридной изоляции	Для неподвижной прокладки и для гибких соединений в проводках с переменным напряжением до 660 В
ППВ	0,75—4	Провод с двумя или тремя однопроволочными медными жилами, расположенными параллельно, в поливинилхлоридной изоляции с разделительным основанием	Для неподвижной прокладки в сетях с переменным напряжением 380 и 660 В (в зависимости от толщины изоляции)
АППВ	2,5—6	То же, но с алюминиевыми жилами	То же
ППП	0,75—4	Провод с двумя или тремя однопроволочными медными жилами, расположенными параллельно, в полиэтиленовой изоляции с разделительным основанием	Для неподвижной прокладки в сетях с переменным напряжением 380 или 660 В (в зависимости от толщины изоляции)
АППП	2,5—6	То же, но с алюминиевыми жилами	То же

4.2. Шины голые

Размеры и масса медных, алюминиевых и стальных шин приведены в табл. 4.10.

Таблица 4.10. Медные, алюминиевые и стальные шины

Размеры шин, мм	Масса 1 м шин, кг			Размеры шин, мм	Масса 1 м шин, кг		
	медных	алюминиевых	стальных		медных	алюминиевых	стальных
Плоские							
10×3	0,29	0,08	—	30×5	1,34	0,4	1,18
12×3	0,32	0,1	—	40×5	1,78	0,54	1,57
15×3	0,4	0,12	—	50×5	2,25	0,68	1,96
20×3	0,53	0,16	0,47	60×5	2,67	0,81	2,36
25×3	0,67	0,2	0,59	80×5	2,84	0,86	3,14
30×3	0,8	0,24	0,71	50×6	2,67	0,81	2,36
40×3	1,07	0,32	0,94	60×6	3,2	0,97	2,83
60×3	—	—	1,41	80×6	4,27	1,3	3,77
80×3	—	—	1,88	100×6	5,34	1,62	4,71
100×3	—	—	2,35	60×8	4,27	1,3	3,77
10×4	0,37	0,11	—	80×8	5,7	1,73	5,02
12×4	0,43	1,13	—	100×8	7,12	2,16	6,28
15×4	0,53	0,18	—	120×8	8,54	2,6	7,54
20×4	0,7	1,22	0,63	80×10	7,12	2,16	6,28
25×4	0,89	0,27	0,79	100×10	8,9	2,7	7,85
30×4	1,07	0,32	0,94	120×10	10,68	3,24	9,42
40×4	1,42	0,43	1,26	120×12	12,8	3,88	11,3
Круглые							
∅ = 6	0,25	0,08	—	∅ = 12	1,02	0,31	—
∅ = 8	0,45	0,14	—	∅ = 16	1,81	0,54	—
∅ = 10	0,71	0,21	—	∅ = 20	2,82	0,85	—

Примечание. Медные шины изготовляют длиной 3—6 м, алюминиевые — 3—9 м, медные круглые — 2—4 м.

4.3. Кабели

Характеристики и область применения силовых кабелей напряжением до 10 кВ и размеры кабельных барабанов приведены в табл. 4.11—4.13.

Таблица 4.11. Силовые кабели напряжением до 10 кВ

Марка кабеля с жилами		Характеристика оболочек	Область применения для прокладки
медными	алюминиевыми		
Кабели в свинцовой оболочке с пропитанной бумажной изоляцией			
СГ	АСГ	Без наружных покровов	В трубах, туннелях, каналах
СБ	АСБ	Бронированный двумя стальными лентами, с защитным наружным покровом	В земле
СБГ	АСБГ	Бронированный двумя стальными лентами, без наружного покрова	Внутри помещений, в туннелях, каналах
СБн	АСБн	Бронированный двумя стальными лентами, с покровом из негорючего состава	В туннелях
СП	АСП	Бронированный плоскими стальными проволоками, с защитным наружным покровом	В земле, если кабель подвергается значительным растягивающим усилиям
СКл	АСКл	Бронированный круглыми стальными оцинкованными проволоками, с защитным наружным покровом	Под водой
СБ-В	АСБ-В	То же, что и кабели СБ, АСБ, СБГ и АСБГ, но с обедненно-пропитанной изоляцией	На вертикальных и наклонных участках в тех же условиях, что и для кабелей СБ, АСБ, СБГ, АСБГ
Кабели в алюминиевой оболочке с пропитанной бумажной изоляцией			
—	ААГ	Без защитных покровов	В туннелях, каналах
—	ААБл	Бронированный двумя стальными лентами, с наружным покровом	В земле
—	ААБлГ	Бронированный двумя стальными лентами, без защитного покрова	Внутри помещений, в туннелях, каналах

Продолжение табл. 4.11

Марка кабеля с жилами		Характеристика оболочек	Область применения для прокладки
медными	алюминиевыми		
—	ААБв	С антикоррозионным покровом из поливинилхлоридных лент и шланга по алюминиевой оболочке, бронированный двумя стальными лентами, с наружным покровом	В земле в особо агрессивных условиях
—	ААШв	В алюминиевой оболочке с наружным покровом из поливинилхлоридного шланга	Внутри помещений, в каналах, туннелях и в земле на несложных участках трассы
Кабели с резиновой изоляцией			
СРГ	АСРГ	В свинцовой оболочке, без защитных покровов	Внутри помещений, в каналах
ВРГ	АВРГ	В поливинилхлоридной оболочке, без защитных покровов	То же
НРГ	АНРГ	В резиновой негорючей оболочке, без защитных покровов	»
СРБ	АСРБ	В свинцовой оболочке, бронированный двумя стальными лентами, с защитным наружным покровом	В земле, если кабель не подвергается значительным растягивающим усилиям
ВРБ	АВРБ	В поливинилхлоридной оболочке, бронированный двумя стальными лентами, с защитным наружным покровом	То же
НРБ	АНРБ	В резиновой негорючей оболочке, бронированный двумя стальными лентами, с защитным наружным покровом	»

Продолжение табл. 4.11

Марка кабеля с жилами		Характеристики оболочек	Область применения для прокладки
медными	алюминиевыми		
Кабели с пластмассовой изоляцией и в пластмассовой оболочке			
ВВБ	АВВБ	С поливинилхлоридной изоляцией в поливинилхлоридной оболочке, бронированный стальными лентами, с защитным наружным покровом	В земле, если кабель не подвергается значительным растягивающим усилиям
ВВбШв	АВВбШв	С поливинилхлоридной изоляцией, бронированный стальными лентами, с наружным покровом из поливинилхлоридного шланга	В туннелях, каналах, земле, если кабель не подвергается значительным растягивающим усилиям
ПВБ	АПВБ	С полиэтиленовой изоляцией в поливинилхлоридной оболочке, бронированный стальными лентами, с защитным наружным покровом	В земле, если кабель не подвергается значительным растягивающим усилиям

Примечания: 1. Марки кабелей обозначают буквами: А (в начале марки) — жила кабеля из алюминия; А (в середине марки) — герметическая оболочка из алюминия; Б — бронирован двумя стальными лентами; В — (первая или вторая буква в начале марки) — оболочка из поливинилхлоридного пластиката; В — (в конце марки) — с обедненно-пропитанной изоляцией для вертикальных прокладок; Г — не имеющий защитного покрова на броне; К (в конце марки) — бронированный круглыми стальными проволоками; Н — в резиновой негорючей оболочке; П (первая или вторая буква в начале марки) — полиэтиленовая изоляция; П (в конце марки) — бронирован плоской стальной проволокой; Р — с резиновой изоляцией; С — с оболочкой из свинца; Бл, Бв — кабели бронированы двумя стальными лентами с различной подушкой; Бн — бронирован двумя стальными лентами с негорючим наружным покровом; Шв — имеющий наружный покров в виде шланга из поливинилхлоридного пластиката. 2. Трехжильные кабели марок СГГ, АСГГ, СБ, АСБ, СБГ, АСБГ, СП, АСП, СПГ, АСПГ, СК, АСК, на номинальные напряжения 1; 6 и 10 кВ изготовляют с жилами стандартных сечений 2,5—240 мм², 10—240 мм² и 16—240 мм² соответственно. Четырехжильные кабели напряжением 1 кВ марок СГТ, АСГТ, СБ, АСБ, СБГ, АСБГ изготовляют с жилами стандартных сечений 4—185 мм²; марок СБВ, АСБВ, СБГВ, АСБГВ — 4—120 мм²; марок СПВ, АСПВ, СПГВ, АСПГВ — 16—120 мм².

Таблица 4.12. Строительные длины силовых кабелей

$U_{ном}$, кВ	Сечение жил, мм²	Нормальная строительная длина, м		
		с бумажной пропитанной изоляцией	с бумажной нестекающей изоляцией	с пластмассовой изоляцией
1 и 3	До 70	450	—	300
	95 и 120	400	—	200
	150—240	350	—	200
6 и 10	До 70	450	450	—
	95 и 120	400	400	—
	150—240	350	350	—
20 и 35	Все сечения	250	250	—

Примечание. В ГОСТ 18410—73* указаны строительные длины маломерных отрезков в % от длины сдаваемой партии кабелей.

Таблица 4.13. Размеры кабельных барабанов

Номер барабана	Диаметр щеки, мм	Диаметр шейки, мм	Ширина барабана, мм	Номер барабана	Диаметр щеки, мм	Диаметр шейки, мм	Ширина барабана, мм
I	400	200	200	VIa	1400	900	500
II	500	200	230	VII	1700	900	750
III	550	200	250	VIIa	1700	1100	900
IV	800	450	400	VIII	1850	1100	900
IVa	780	550	230	IX	2000	1200	1000
V	1200	650	500	X	2200	1300	1000
Va	1000	550	500	Xa	2200	1800	1300
V (сдвоенный)	1000	500	300+300	XI	2450	1500	1300
				XII	2600	1500	1500
				XIII	3000	1800	1800
VI	1400	750	700				

ГЛАВА V. МЕХАНИЗМЫ, ОБОРУДОВАНИЕ И ИНСТРУМЕНТЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ МОНТАЖЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

При обслуживании, монтаже и ремонте электрооборудования городских электрических сетей применяются механизмы, транспортно-подъемное оборудование и инструменты, характеристики которых приведены ниже.

Экскаватор Э-153

Производительность, м³/ч	36
Рабочая скорость передвижения, км/ч	4,5—12,9
Мощность двигателя, л. с.	36
Выработка траншеи глубиной 0,8 м за 7 ч при средней плотности грунта, м	100
Масса, т	5,3

Буровая универсальная машина БМУ-2

Диаметр бурения, м	0,3; 0,5; 0,8; 1
Наибольшая глубина бурения, м	3
Углы забуривания к горизонтальной плоскости продольной оси автомашины, град:	
от себя	до 20
под »	до 5
Время бурения ямы глубиной 2,5 м и диаметром 0,8 м в грунте III категории, мин	4—5
Максимальная грузоподъемность на крюке столбостава, т	до 2,5
Наибольшая длина устанавливаемых опор, м	12
Система подъема и укладка навесного оборудования	гидравлическая
Способ подачи бура	гидравлический бесступенчатый
Усилия подачи, т	до 3
Время перевода машины из транспортного положения в рабочее или обратное, с	50—55
Машину обслуживают	2 чел (включая шофера)
Транспортная скорость передвижения, км/ч	до 70
Масса установки, включая комплект буров всех размеров, т	5,2

Бурильно-крановая гидравлическая машина БКГМ-АН-63

Глубина бурения, м	до 1,7
Диаметр ямы, мм	до 500
Длина устанавливаемых столбов, м	до 9
Грузоподъемность крана, кг	до 600
Время бурения ямы в грунте II и III категории, мин	1—1,5
Время установки одного столба, мин	1

Бурильно-крановая машина Д-453

Базовая машина	трактор «Беларусь»
Диаметр бурения, мм	500 и 650
Глубина бурения, м	1,7
Время бурения одной ямы, мин	1—2,5
Грузоподъемность лебедки, т	0,7
Габаритные размеры, мм:	
длина	4,65

ширина	2,12
высота	3,47
Масса, т	5,2

Автомобильные прицепы для перевозки опор ВЛ

	1-ПР-1,5	1-ПР-3
Скорость движения по шоссе, км	60	60
Грузоподъемность, т	1,5	3
Габаритные размеры, м:		
длина	2,9	3,7
ширина	2	2,1
высота	1,7	2,4
Масса, т	0,5	0,9

Автовышка телескопическая ИТВ-13,5

Максимальная высота подъема (до пола корзины), м	12
Грузоподъемность вышки в корзине, кг:	
при изолирующем звене	150
при металлическом звене	450
Грузоподъемность грузовой лебедки, т	1
Скорость подъема вышки, м/с	0,2
Масса вышки в рабочем положении, т:	
без базовой машины	3,2
с базовой машиной	8,7

Кабельный транспортер ТКБ-10

Грузоподъемность, т	10
Габаритные размеры, м:	
длина (с дышлом)	7,1
ширина	3,2
высота	3,3
Скорость передвижения при укладке кабеля, км/ч	не более 3
Масса транспортера, т	6,6
Размеры наибольшего транспортируемого барабана, м:	
диаметр	2,7
ширина	1,8

Электротрамбовка

Производительность, м³/ч	8—10
Максимальная глубина уплотнения, мм	400
Площадь сменного инструмента, см²	70—90
Число ударов рабочего органа за 1 мин	500—530
Мощность электродвигателя, кВт	1
Масса, кг	42

Технические данные грузоподъемного оборудования, механизмов и приспособлений (рис. 5.1), применяемых при ремонте городских электрических сетей, приведены в табл. 5.1—5.4.

3 Зак. 678

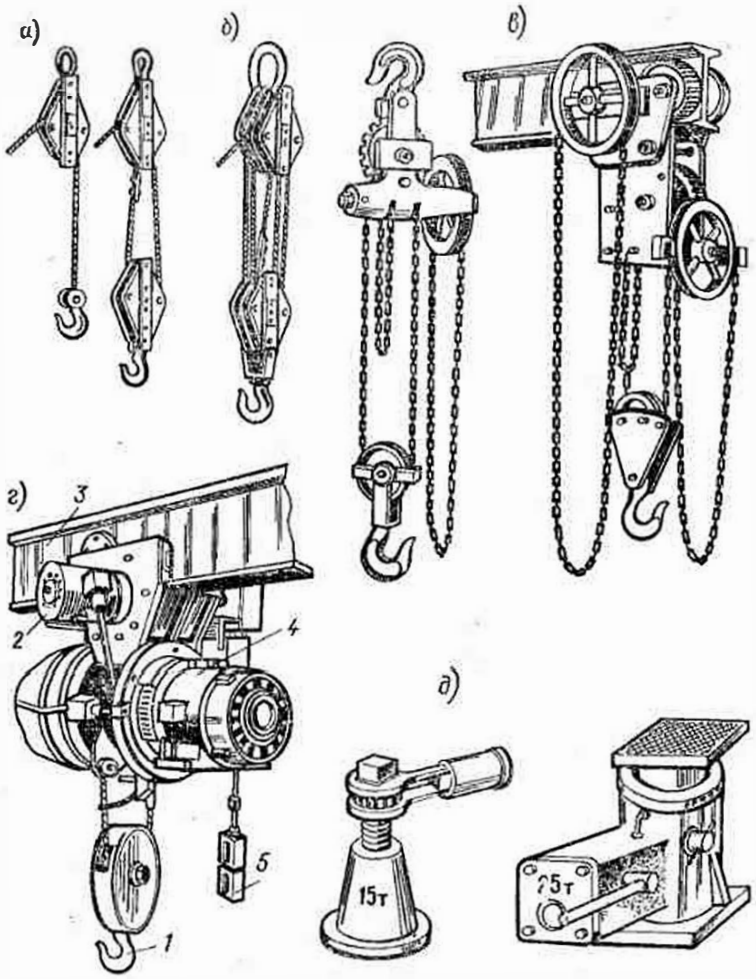


Рис. 5.1. Грузоподъемные устройства и механизмы

а — блоки (подвижный и неподвижный); *б* — полиспаст *в* — тали; *г* — электротельфер; *д* — домкраты (ручной и гидравлический); *1* — крюк; *2* — электродвигатель тележки; *3* — кран-балка; *4* — электродвигатель вертикального перемещения груза; *5* — блок кнопок управления электродвигателями тельфера

Допускаемые нагрузки на хлопчатобумажные канаты грузоподъемных устройств и механизмов должны соответствовать данным табл. 5.5. Отбраковку стальных тросов грузоподъемных механизмов осуществляют согласно данным табл. 5.6. Все грузоподъемные устройства и механизмы подвергают периодическим испытаниям, нормы и сроки которых приведены в табл. 5.7.

Таблица 5.1. Электролебедки

Технические данные	Грузоподъемность лебедки, т			
	0,5	1	1,5	3
Мощность электродвигателя, кВт	2,8	3,6	4,5	7
Напряжение электродвигателя, В	380/220	380/220	380/220	380/220
Частота вращения электродвигателя, об/мин	2970	1440	1440	1440
Диаметр каната, мм	7,7	9,5	13	17,5
Канатоемкость барабана, м	45	80	100	220
Масса лебедки с канатом, кг	222	510	634	985

Таблица 5.2. Лебедки ручные однобарабанные

Марка лебедки	Тяговое усилие на последнем слое намотки каната, т	Диаметр барабана, мм	Число слоев намотки	Канатоемкость, м	Число скоростей	Масса лебедки, кг
Т-68	1,0	180	5	150	2	280
М-233	1,0	180	3—4	100	2	245
М-234	1,5	190	1—2	65	2	190
М-69	3,0	260	5	150	2	565
Т-102	5,0	277	6	220	2	748
Т-78	7,5	400	6	300	2	1426

Таблица 5.3. Лебедки ручные рычажные

Технические данные	Грузоподъемность			Технические данные	Грузоподъемность		
	0,5	1,5	3		0,5	1,5	3
1. Максимальное тяговое усилие на барабане, Т	0,5	1,5	3	4. Длина каната, мм	80	20	15
2. Максимальное усилие на рычаге, кг	15	35	35	5. Диаметр каната, мм	6	12	16,5
3. Подача каната за двойной ход рычага, мм	36	32	40	6. Масса лебедки с канатом, кг	35,5	34	54,5

Таблица 5.4. Грузоподъемные устройства и механизмы

Наименование	Краткая характеристика
Блоки (подвижный и неподвижный) (см. рис. 5.1, *а*)	Грузоподъемные устройства, служащие: а — для уменьшения усилий, необходимых для подъема груза; б — для изменения направления каната (канифас-блок)
Полиспаст (см. рис. 5.1, *б*)	Грузоподъемное устройство, состоящее из двух соединенных между собой блоков, уменьшающих усилие в канате
Тали (см. рис. 5.1, *в*)	Грузоподъемные механизмы, состоящие из цепного полиспаста с ручным приводом от бесконечной гоночной цепи или рычажного храпового устройства
Электротельфер (см. рис. 5.1, *г*)	Универсальный подъемно-транспортный механизм с двумя электродвигателями, позволяющими осуществлять вертикальный подъем и горизонтальное перемещение груза
Домкраты (см. рис. 5.1, *д*)	Служат преимущественно для вертикального подъема груза большой массы на на небольшую высоту

Таблица 5.5. Нагрузки, допускаемые на хлопчатобумажные канаты

Размеры каната			Допустимая нагрузка для канатов, кг	
длина окружности, мм	диаметр, мм	геометрическая площадь сечения, мм²	грузовых	чалочных
30	9,6	72	75	35
35	11,1	97	100	50
40	12,7	125	125	60
45	14,3	160	160	80
50	15,9	198	200	100
60	19,1	286	300	150
65	20,7	338	350	175
75	23,9	447	450	225

Таблица 5.6. Отбраковка стального каната (троса) по износу

Первоначальный коэффициент запаса прочности каната *K*	Конструкция каната					
	6×19—114 и один органический сердечник		6×37—222 и один органический сердечник		6×61—336 и один органический сердечник	
	крестовая свивка	односторонняя свивка	крестовая свивка	односторонняя свивка	крестовая свивка	односторонняя свивка
	Число обрывов проволок по длине одного шага свивки каната, при котором канат должен быть забракован					
До 6	12	6	22	11	36	18
От 6 до 7	14	7	26	13	38	19
Свыше 7	16	8	30	15	40	20

Примечание. При уменьшении диаметра проволок каната более чем на 40% первоначального размера канат бракуется независимо от количества оборванных проволок.

Таблица 5.7. Нормы и сроки испытания грузоподъемных механизмов, приспособлений и канатов

Механизмы и приспособления	Испытательная нагрузка			Продолжительность статических испытаний, мин	Периодичность испытаний
	при приемочных испытаниях и после капитального ремонта		при периодических испытаниях		
	статическая	динамическая			
Лебедки ручные	$1,25P_н$	$1,1P_н$	$1,1P_н$	10	1 раз в год
Тали	$1,25P_н$	$1,1P_н$	$1,1P_н$	10	То же
Блоки и полиспасты	$1,25P_н$	$1,1P_н$	$1,1P_н$	10	»
Домкраты	$1,25P_н$	$1,1P_н$	$1,1P$	10	»
Канаты (тросы) стальные	—	—	$2P_н$	10	1 раз в 6 мес
Канаты пеньковые, хлопчатобумажные, капроновые	—	—	$2P_н$	10	То же
Стропы, скобы, кольца и т. п.	$1,25P_н$	—	—	—	Осмотр 1 раз в 10 дней (редко используемые — перед выдачей в работу)

Механизмы и приспособления	Испытательная нагрузка при приемочных испытаниях и после капитального ремонта: статическая	динамическая	при периодических испытаниях	Продолжительность статических испытаний, мин	Периодичность испытаний
Съемные грузоподъемные приспособления:					
траверсы	$1{,}25P_н$	—	—	—	1 раз в 6 мес
клещи, захваты	$1{,}25P_н$	—	—	—	1 раз в месяц
Предохранительные пояса	300	—	225	5	1 раз в 6 мес
Монтерские когти	180	—	135	5	То же
Лестницы:					
деревянные и металлические	200	—	200	5	1 раз в год
веревочные	200	—	200	5	1 раз в 6 мес

Примечания: 1. $P_н$ — грузоподъемность или допустимая рабочая нагрузка. 2. Домкраты периодическим испытаниям не подвергают, они проходят осмотр 1 раз в 3 мес. При износе винта или гайки более чем на 20% домкраты к дальнейшему использованию не допускаются. 3. Канаты должны отвечать действующим ГОСТам и иметь сертификат (свидетельство) об их испытании. При отсутствии сертификата канаты подвергают испытаниям в соответствии с ГОСТом

Технические данные отбойных молотков и монтерских когтей конструкции ОРГРЭС приведены в табл. 5.8 и 5.9.

Таблица 5.8. Отбойные молотки

Технические данные	ОМСП-5	ОМ-1	ОМ-2
Давление воздуха в сети, кгс/см² (МПа)	4 (0,4)	4 (0,4)	4 (0,4)
Расход воздуха, м³/мин	1	1	1
Число ударов в 1 мин	950	1400	1000
Работа удара, кг	3,5	2,8	3,5
Размеры хвостовика пики, мм	Диаметр 24, длина 70		
Диаметр шланга в свету, мм	16	16	16
Полная длина молотка, мм	600	400	500
Масса, кг	10	7	9

Таблица 5.9. Когти монтерские конструкции ОРГРЭС

Диаметр стоек опор, мм	Номер серповидной детали	Раствор когтя, мм	Масса одного когтя, кг	Примечание
140—270	1	246	1,22	Когти являются сборной конструкцией, позволяющей комплектовать их по размерам стоек и обуви монтеров
220—370	2	316	1,5	
350—450	3	413	2	

Примечание. Допускаются к применению когти монтерские, прошедшие очередные испытания. Периодичность испытаний, величина испытательной статической нагрузки и продолжительность испытаний приведены в табл. 5.7.

ГЛАВА VI. ПОДСТАНЦИИ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА ГОРОДСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

6.1. Принципиальные схемы городских электрических сетей и их трансформаторных подстанций

Электроснабжение городских потребителей должно осуществляться по такой схеме, при которой обеспечиваются: а) необходимый уровень надежности, соответствующий категорийности электроприемников; б) требуемое качество электроэнергии по уровню напряжения у электроприемников; в) низкая стоимость сооружения электрической сети; г) безопасность и удобство обслуживания электрооборудования сетей и подстанций; д) высокие технико-экономические показатели эксплуатации всех элементов сети.

При построении городской питающей сети напряжением 6—10 кВ необходимо соблюдать следующие основные требования «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ): а) в схемах питающей сети должно быть предусмотрено автоматическое резервирование вводов в РП; б) мощность короткого замыкания на сборных шинах 6—10 кВ РП не должна превышать: 200 МВА (для сетей напряжением 6 кВ) и 350 МВА (для сетей напряжением 10 кВ); в) питающие линии, рассчитанные на 6—10 кВ, должны быть выполнены кабелями с алюминиевыми жилами сечением более 150 мм². Принципиальные схемы питающих сетей напряжением 6—10 кВ, применяемых для электроснабжения городских электроприемников второй категории, показаны на рис. 6.1,*а*, для электроприемников первой категории — на рис. 6.1,*б*.

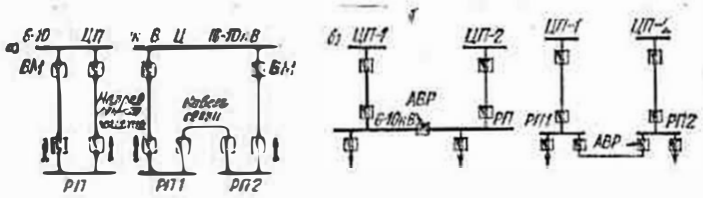


Рис. 6.1. Схемы городской питающей сети напряжением 6—10 кВ
а — с направленной максимальной токовой защитой РП1 и РП2 с кабелем связи между ними; *б* — с секционным АВР и АВР на кабеле связи между РП

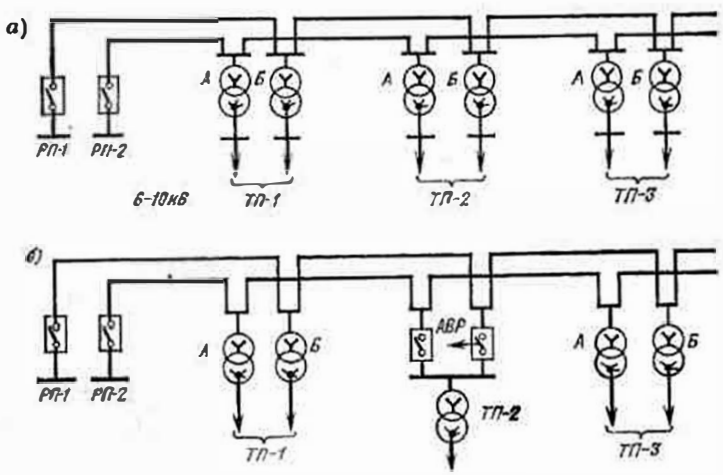


Рис. 6.2. Схемы городской распределительной сети напряжением 6—10 кВ
а — двухлучевая; *б* — автоматизированная

Распределительные сети городов, не имеющие крупных потребителей электроэнергии и потребителей первой категории, чаще всего строят по нерезервируемой схеме и резервируются только в случаях, когда это не вызывает больших затрат. В крупных городах построение распределительной сети должно быть основано на принципе обязательного взаимного резервирования всех элементов сети и, в частности, резервирования линий напряжением 6—10 кВ и трансформаторов; линий напряжением 6—10 кВ и трансформаторов через сеть 0,4/0,23 кВ; трансформаторов через распределительную сеть 0,4/0,23 кВ. Применяют также схемы с автоматическими устройствами для ввода резервного питания (АВР). Некоторые принципиальные схемы резервируемых городских распределительных сетей показаны на рис. 6.2.

В городских электрических сетях применяют универсальные трансформаторные подстанции (ТП), унифицированные по своим схемам и конструкциям. Городские ТП должны быть просты по конструкции, безопасны и экономичны в эксплуатации, содержать минимальное количество несложных коммутирующих и защитных аппаратов. Этим требованиям наиболее отвечают разработанные институтом Гипрокоммунэнерго ТП единой серии 11 типоразмеров, различающихся по своему назначению, схеме коммутации, количеству установленных трансформаторов, типу вводного устройства и т. д.

Трансформаторные подстанции единой серии предназначены для электроснабжения как коммунально-бытовых, так и промышленных потребителей электроэнергии, питающихся от городских электрических сетей 6—10 кВ. ТП единой серии, предназначенные для городских коммунально-бытовых потребителей электроэнергии, имеют буквенные и цифровые обозначения В-41-400, К-32-630 и т. д., где буква — тип линии напряжением 6—10 кВ (воздушная или кабельная), следующие две цифры — число линий напряжением 6—10 кВ и число силовых трансформаторов, последняя цифра — мощность силового трансформатора. Схемы коммутации ТП единой серии показаны на рис. 6.3. Схема, показанная на рис. 6.3,*а*, предназначена для петлевых сетей напряжением 6—10 кВ. В схеме ТП, показанной на рис. 6.3,*б*, питание осуществляется по радиальной линии 6—10 кВ, а отходящая радиальная линия снабжает электроэнергией отдельных потребителей. В схеме (см. рис. 6.3, *в*) предусмотрено автоматическое включение резерва масляным выключателем ВМП-10, установленным на вводе 6—10 кВ. В схеме (см. рис. 6.3,*г*) РУ напряжением 400/230 В комплектуется из щитов одностороннего обслуживания типа ЩО-59 с рубильниками РПСУ, РПС или РП-5, рассчитанными на номинальные токи 250, 600 и 1000 А соответственно, предохранителями ПН-2 на токи 250 или 600 А, трансформаторами тока ТК-20 на токи 600/5 А (для ЩО-59-5) или 1000/5 А (для ЩО-59-6).

В типовых подстанциях, предназначенных для электроснабжения бытовых потребителей, предусмотрена возможность установки специальной панели, присоединяемой к щиту РУ напряжением 400/230 В для питания сети уличного освещения района города. Панель уличного освещения имеет две системы шин и два контактора (см. рис. 6.3,*д*), что позволяет менять режим освещения улиц и площадей города в зависимости от времени суток (вечером и ночью) путем переключения питания сети уличного освещения с одной системы шин на другую. В типовых подстанциях РУ напряжением 6 и 10 кВ выполнены с применением камер КСО-272 и КСО-366, принципиальные схемы коммутации которых показаны

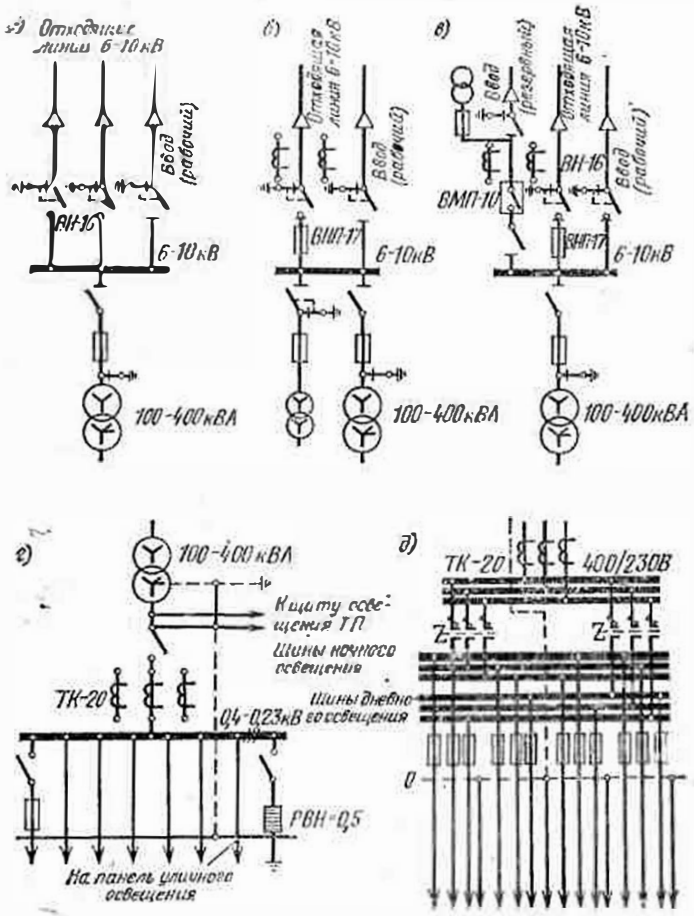


Рис. 6.3. Схемы коммутации распределительных устройств (РУ) трансформаторных подстанций (ТП) единой серии

а — схема РУ на напряжение 6—10 кВ; *б* — схема РУ на 6—10 кВ при питании ТП по радиальной линии; *в* — схема РУ на 6—10 кВ с устройством АВР на стороне ВН; *г* — схема РУ на 400/230 В; *д* — схема коммутации панели уличного освещения

на рис. 6.4. В Москве, Ленинграде и в ряде других крупных городов для бесперебойного электроснабжения жилых кварталов с многоэтажными домами, а также промышленных потребителей первой и второй категорий применяются автоматизированные подстанции с двухлучевой схемой и автоматикой на стороне низкого напряжения. Принципиальная двухлучевая схема ТП с контакторами на стороне 400/230 В показана на рис. 6.5.

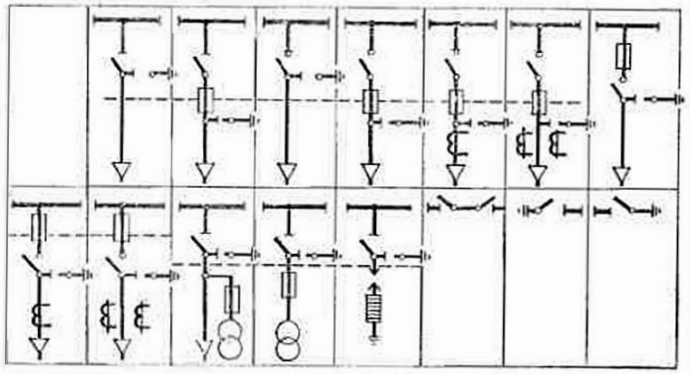


Рис. 6.4. Принципиальные схемы первичной коммутации камер типа КСО-272 и КСО-336 (пунктиром показаны места установки изоляционных перегородок для ограждения персонала от токоведущих частей при ремонтах)

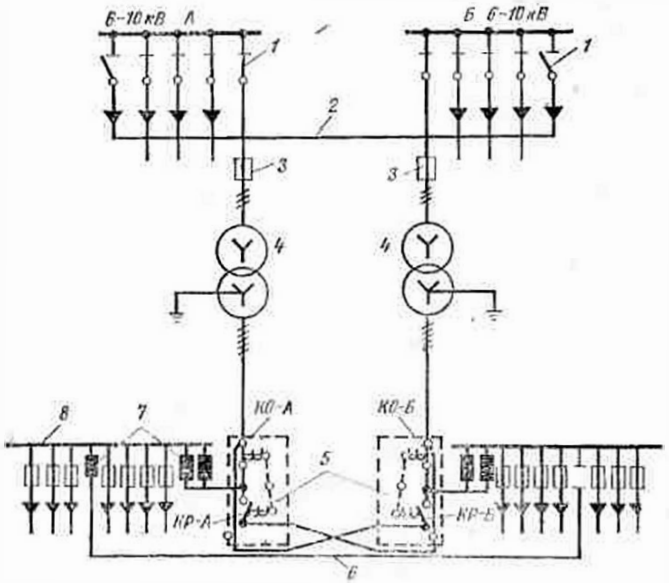


Рис. 6.5. Двухлучевая схема трансформаторной подстанции

1 — разъединители; *2* — перемычки между сборками 6—10 кВ лучей А и Б (нормально отключенная); *3* — предохранители ПК; *4* — силовые трансформаторы; *5* — станции управления типа ПЭЛ-8701; *6* — перемычки между сборками напряжением ниже 1000 В (нормально отключенная); *7* — медные шинки; *8* — сборки с предохранителями и отходящими кабелями напряжением ниже 1000 В; КО-А и КО-Б — контакторы основного питания; КР-А и КР-Б — контакторы резервного питания

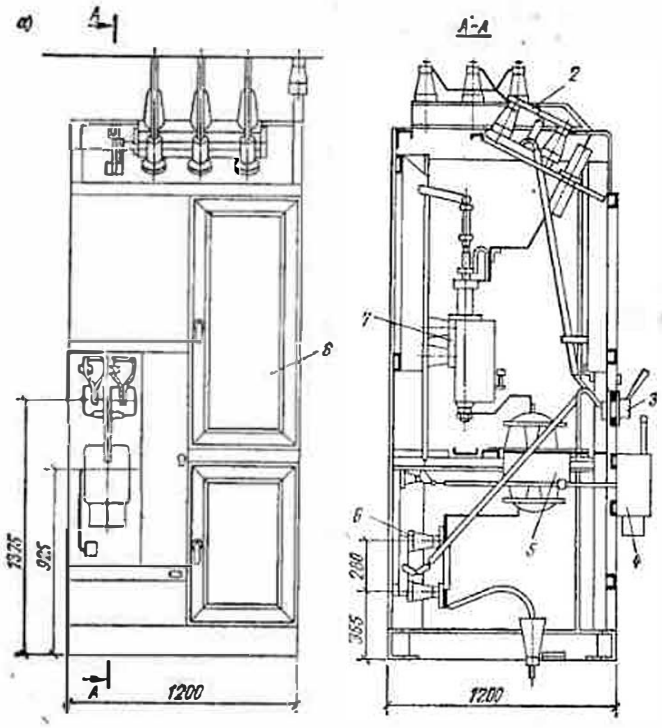
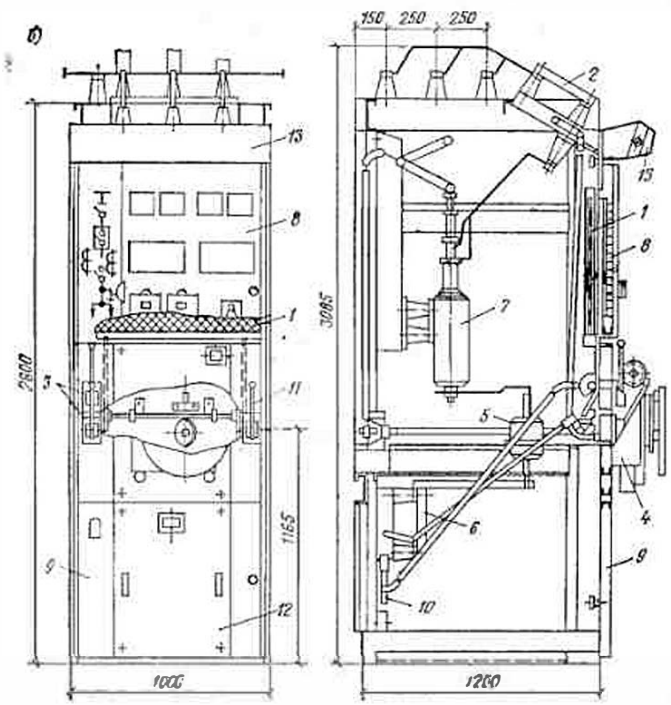


Рис. 6.6. Камеры типа КСО

а — серия КСО-2УМ; *б* — серия КСО-266; *1* — сетчатая дверца; *2* — шинный выключатель; *5* — трансформатор тока; *6* — линейный разъединитель; *7* — дверь; *10* — заземляющий разъединитель; *11* — привод заземляющего разъединитель; *3* — приводы шинного и линейного разъединителей; *4* — привод масляный выключатель ВМП-10; *8* — верхняя сплошная дверь; *9* — нижняя нители; *12* — люк для фазировки; *13* — световой карниз

6.2. Комплектные распределительные устройства и трансформаторные подстанции

В городских электрических сетях комплектные распределительные устройства (КРУ) нашли широкое применение. Они позволяют сократить сроки сооружения подстанций, вести их строительство индустриальными методами, максимально типизировать подстанции, а также обеспечить удобную и безопасную эксплуатацию. В городских ТП и РП применяются преимущественно комплектные распределительные устройства одностороннего обслуживания типа КСО (рис. 6.6); исполнения КСО-2УМ: КСО-266 и КСО-366, имеющие различные схемы заполнения оборудованием. Камеры серии КСО-2УМ (см. рис. 6.6,*а*) снабжены устройством блокировки между выключателем и разъединителем, однако в них отсутствуют стационарные заземляющие ножи, которые имеются в новых камерах



типа КСО-266 (см. рис 6.6,*б*) и КСО-272 (рис. 6.7). В отличие от ранее применяемых камер в КСО-272 шинные и линейные разъединители имеют заземляющие ножи (шинные разъединители РВФЗ, кабельные — РВЗ). Во избежание ошибочных операций при обслуживании и ремонте в камерах предусмотрены механические блокировки. Технические характеристики камер КСО приведены в табл. 6.1.

В настоящее время для комплектации РУ подстанций выпускают также камеры КСО-366 с полностью установленными в них приборами и коммутирующими аппаратами. Камеры КСО-366 отличаются от камер КСО-266 наличием инвентарной изоляционной перегородки, которую в целях безопасности при производстве работ устанавливают в специальных пазах, что препятствует закрыванию двери.

Применение комплектных трансформаторных подстанций (КТП)

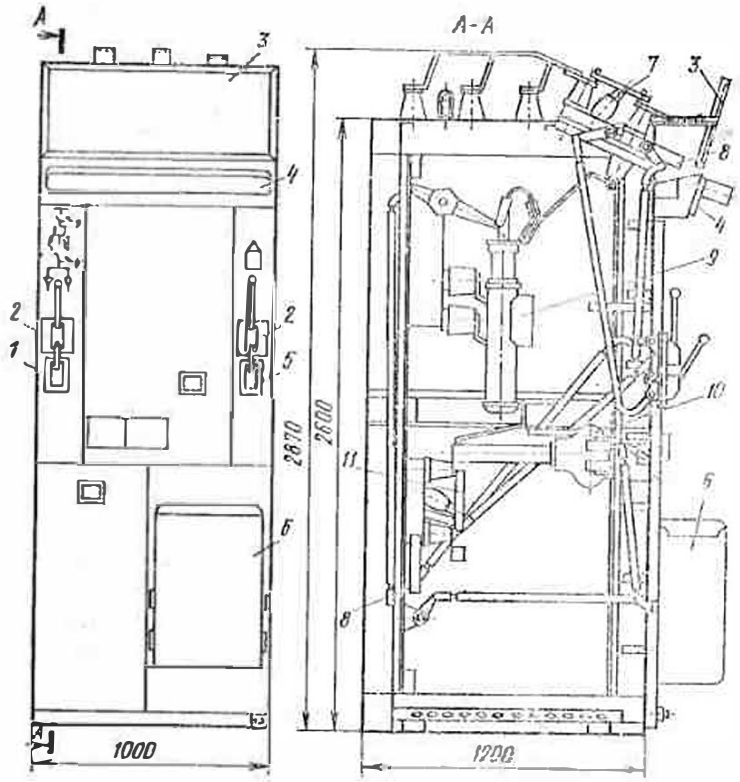


Рис. 6.7. Камера КСО-272

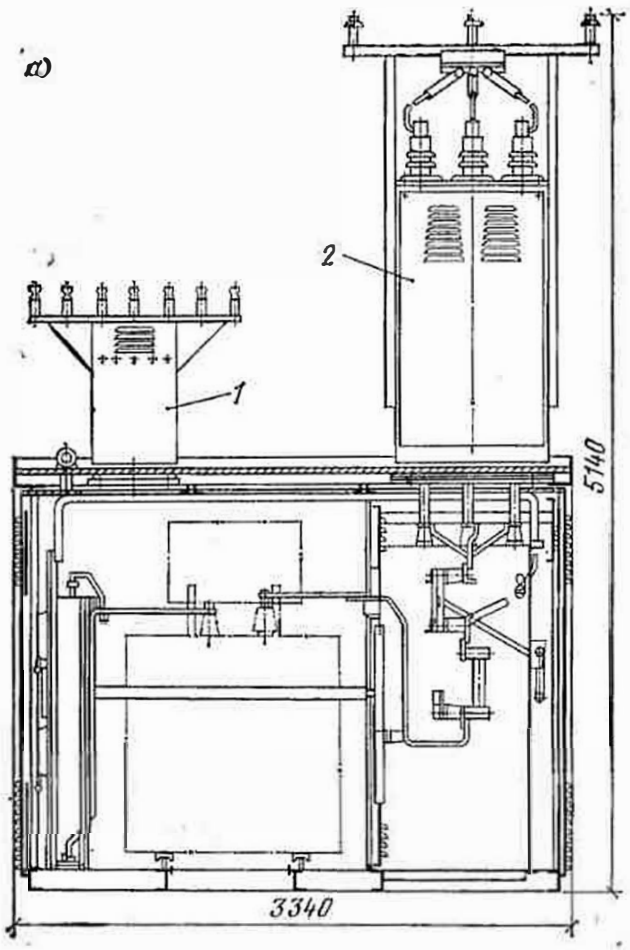
1, 5 — приводы шинного и линейного разъединителей; *2* — приводы заземляющих ножей; *3* — световой карниз; *4* — защитное ограждение; *6* — пружинный привод ТПЛВ-10; *7, 11* — шинный и линейный разъединители; *8* — заземляющие ножи; *9* — выключатель ВПМП-10; *10* — трансформаторы тока

в городских электрических сетях технически целесообразно и экономически оправдано. Из имеющихся конструкций КТП наибольшее распространение в городских электрических сетях получили КТПН-66 наружной установки с наружным обслуживанием и БКТПУ наружной установки с внутренним обслуживанием. Трансформаторные подстанции КТПН-66 (рис. 6.8,*а*) рассчитаны на присоединение к воздушным или кабельным сетям напряжением 6 и 10 кВ. При кабельном вводе возможно тупиковое и транзитное присоединение, при воздушном — только тупиковое.

Распределительное устройство напряжением 6—10 кВ отделено от помещения трансформатора металлической перегородкой. Щит низшего напряжения (400/230 В) обслуживается снаружи. Разме-

Таблица 6.1. Технические характеристики камер КСО

Характеристики	Камеры				
	КСО-272	КСО-266	КСО-366	КВВО-2
Номинальное напряжение (линейное), кВ	6, 10	6, 10	6, 10	6, 10
Наибольшее напряжение, кВ	7,2; 12	7,2; 12	7,2; 12	7,2; 12
Номинальный ток, А:				
камеры	400; 630; 1000	400; 630; 1000	400; 630	630; 1000
сборных шин	630; 1000	630; 1000	400; 630	1000; 1500
Рабочий ток, А	50; 100; 150; 200; 300; 400; 630; 800; 1000	50; 100; 150; 200; 300; 400; 630; 800; 1000	400; 630	630; 1000
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА:				
камер с выключателем нагрузки	52	52	—	52
камер с выключателем	30	30	30	—
Номинальный ток термической стойкости для промежутка времени 4 с, кА:				
камер с выключателем	20	20	—	20 (14)
камер с выключателем нагрузки	10	10	10	—
Номинальный ток отключения, кА:				
камер с выключателем	20	20	—	20
камер с выключателем нагрузки и предохранителя U, кВ:				
6	20	20	—	—
10	12	12	10	—
Габаритные размеры (шириначглубинаХвысота), мм	1000×1530×2870	1000×1530×3065	1000×1130×2080	1000×1300×2440
Масса, кг	350—9900	460—930	225—345	540—800
Выключатель	ВМПП; ВМПЭ-10; ВМГП-10; ВМГ-10	ВМГ-10; ВМГП-10	—	ВМПЭ-10; ВМПП-10
Выключатель нагрузки	$ВНП_э$-17	$ВНП_э$-17; $ВНП_э$-16	$ВНП_э$-17; $ВНП_э$-16	—



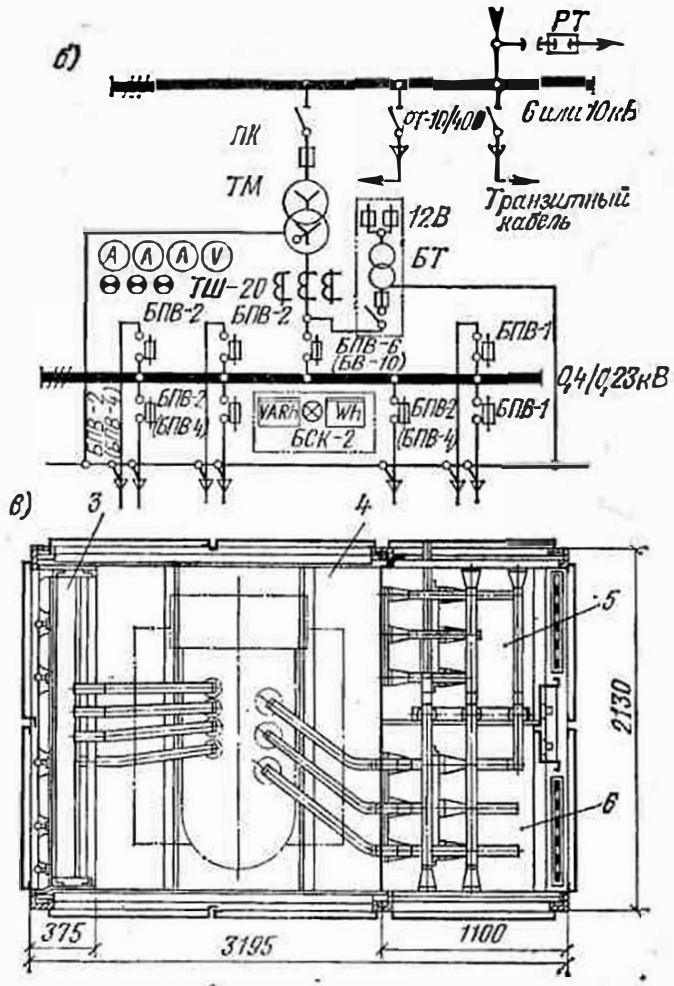


Рис. 6.8. Комплектная трансформаторная подстанция наружной установки серии КТПН-66 с одним трансформатором мощностью до 400 кВА
а — разрез; *б* — схема коммутации; *в* — план; *1* — портал низшего напряжения; *2* — портал высшего напряжения (6 или 10 кВ); *3* — щит 400/230 в; *4* — камера силового трансформатора; *5* — ячейка линейных выводов; *6* — ячейка ввода трансформатора

ры камеры трансформатора допускают установку в ней одного трансформатора мощностью до 630 кВА. На подстанциях с воздушным вводом устанавливают порталы *1* и *2*, которые отсутствуют у подстанций с кабельным вводом. В схемах КТПН-66 (см. рис. 6.8,*б*), присоединяемых к воздушным линиям напряжением 6—10 кВ, предусмотрена защита от атмосферных перенапряжений разрядниками РТ.

Трансформаторные подстанции типа БКТП изготовляют на заводах из объемных железобетонных блоков двух типов. Блок № 1 образует помещение трансформатора, а блок № 2 — помещение

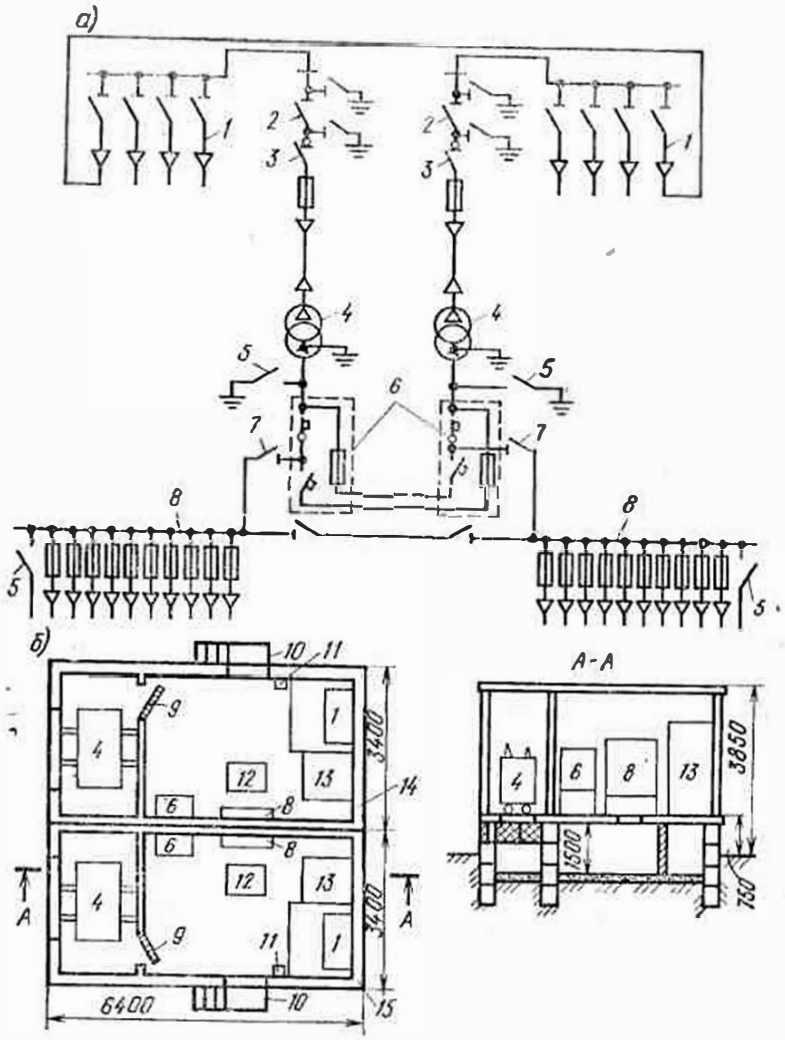


Рис. 6.9. Комплектная двухтрансформаторная подстанция из железобетонных объемных элементов БКТПУ

а — электросхема; *б* — план расположения; *1* — сборки 6—10 кВ с однополюсными разъединителями; *2* — трехполюсный разъединитель; *3* — выключатель нагрузки; *4* — силовые трансформаторы; *5* — накладки для заземления; *6* — контакторные станции; *7* — рубильники на 1000 А; *8* — сборки с предохранителями и отходящими кабелями напряжением до 1000 В; *9* — сетчатые двери; *10* — лестница; *11* — щиток собственных нужд; *12* — люк; *13* — камера КСО-366; *14, 15* — объемные блоки

для распределительных устройств. Блоки собирают из вибропрокатных деталей толщиной около 90 мм. Электрооборудование блоков № 1 и 2, кроме силового трансформатора, комплектуют на заводе. В смонтированном виде блоки доставляют на место и устанавливают на подготовленном фундаменте.

Трансформаторные подстанции БКТП применяют в виде однотрансформаторных или двухтрансформаторных подстанций с трансформаторами мощностью до 400 кВА. Распределительные устройства на 6—10 кВ БКТП представляют собой пять присоединений с однополюсными разъединителями, а на 400/230 В — щит ЩОБ-59, составленный из семи блоков серий БПВ-2, БПВ-4 и станции автоматического включения.

Подстанция БКТПУ на два трансформатора по 630 кВ·А (рис. 6.9, *а*, *б*) состоит из двух объемных железобетонных блоков *14* и *15*, изготовленных на заводе, в которых размещают распределительные устройства и силовые трансформаторы *4*. В каждый блок, монтируемый из вибропрокатных плит толщиной 8,8 см, устанавливают на заводе электротехническое оборудование (за исключением силовых трансформаторов), а затем с помощью трейлеров грузоподъемностью 20 т доставляют к месту установки подстанции. Масса полностью смонтированного блока без трансформатора составляет около 19 т. Наружные поверхности подстанции окрашивают, двери выполняют стальными. Предварительно на месте установки подстанции сооружают фундамент из железобетонных плит или кирпича, на который затем ставят подстанцию. Силовые трансформаторы привозят отдельно и устанавливают позже.

Использование подстанции БКТПУ позволяет вести ее строительство и монтаж индустриальным методом. Подстанцию БКТПУ можно использовать в качестве однотрансформаторной. В этом случае строят фундамент и размещают на нем один блок с последующей установкой в нем одного силового трансформатора. Трансформаторные подстанции БКТПУ являются стационарными. При необходимости их дополняют еще одним железобетонным блоком, представляющим собой распределительное устройство напряжением до 1000 В для уличного освещения. Электрическая схема БКТПУ на два трансформатора — двухлучевая. Распределительное устройство напряжением 6—10 кВ представляет собой сборку, рассчитанную на четыре присоединения с однополюсными разъединителями. Для возможности отключения силового трансформатора мощностью 630 кВ·А в камере КСО-366 установлен выключатель нагрузки ВНРп-10/400-10з. В этой же камере смонтированы трехполюсный разъединитель *2* с заземляющими ножами, при включении которых возможно выполнение работ по ремонту оборудования без переносных заземлений. На трансформаторе со стороны напряжения

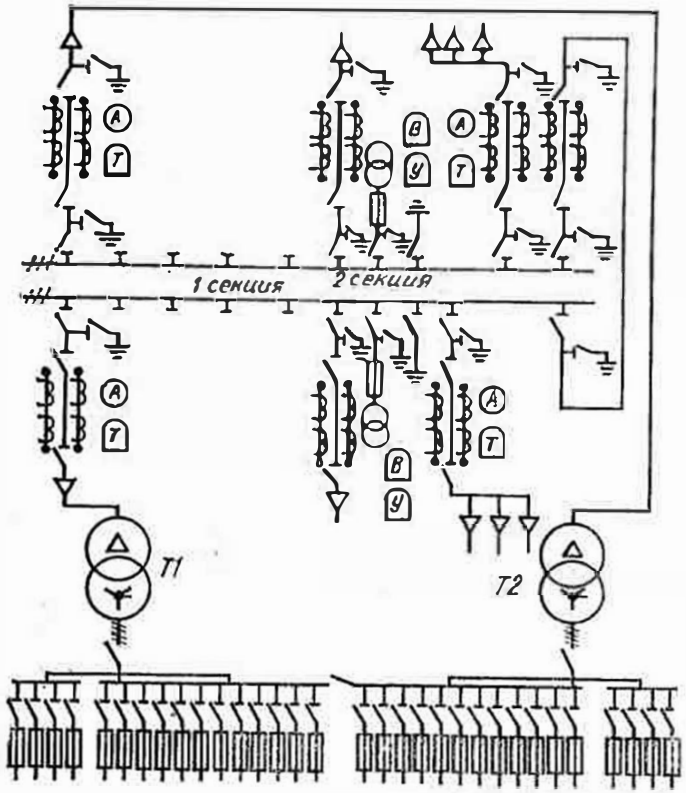


Рис. 6.10. Схема двухзального РП, совмещенного с ТП, на два трансформатора мощностью по 630 кВА

до 1000 В также имеются накладки *5* для заземления. Распределительное устройство напряжением до 1000 В представляет собой сборку для присоединения десяти кабельных отходящих линий со смонтированными предохранителями ПН-2, рассчитанными на ток: в двух линиях по 250 А, шести линиях по 400 А и двух линиях по 600 А. На этой сборке имеются накладки *5* для заземления. Контакторные станции *6* установлены на рабочий ток 1000 А.

Силовой трансформатор *4* отгорожен от РУ бетонной перегородкой с сетчатой нормально закрытой дверью *9*. Для охлаждения трансформатора предусмотрены вентиляционные отверстия в фундаменте, дверях и над дверьми. У входных дверей установлены металлические лестницы *10*. В электрических сетях крупных городов применяют двухзальные РП, совмещенные с ТП, рассчитанной на два трансформатора мощностью по 630 кВ·А (рис. 6.10).

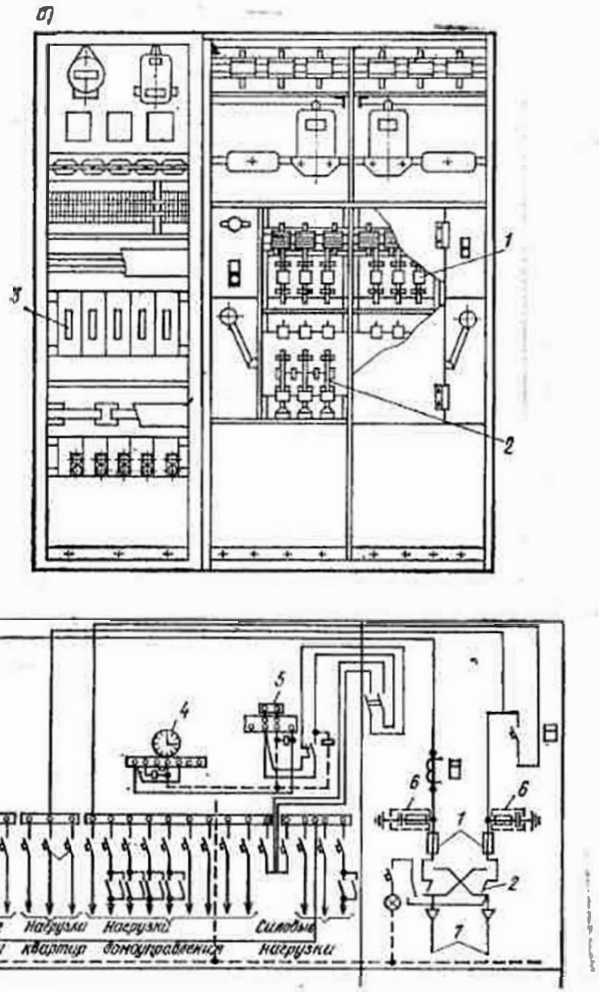


Рис. 6.11. Вводно-распределительные устройства ВРУ-78 для электроснабжения жилого многоэтажного дома

а — общий вид; *б* — схема; *1* — предохранители ПН-2; *2* — переключатели; *3* — автоматы; *4* — реле времени с часовым механизмом; *5* — фотовыключатель; *6* — конденсаторы; *7* — питающие кабели

6.3. Вводно-распределительные устройства

Вводно-распределительные устройства (ВРУ) служат для ввода и распределения электроэнергии внутри жилых домов и коммунальных предприятий, для защиты отходящих линий от токов короткого замыкания (к. з) и перегрузки, а также для учета потребляемой

электроэнергии. В городских электрических сетях применяют вводно-распределительные устройства в виде ящиков ЯПБВ, шкафов серии ШВ и ВРУ-78.

Вводно-распределительное устройство ВРУ-78 (рис. 6.11) применяют для электроснабжения жилых домов повышенной этажности. Выпускают ВРУ-78 в виде вводных и распределительных панелей, имеющих различные электрические схемы. В вводных панелях монтируют рубильники, переключатели, автоматы, в распределительных панелях — автоматы серии А3700. Аппаратуру в ВРУ-78 устанавливают в стальных шкафах прислонного типа высотой 2000 мм, глубиной 450 мм, шириной 450 и 630 мм. Ширина панели зависит от схемы и количества аппаратов, монтируемых в ней. Шкафы вводных панелей разделены перегородкой на отделения ввода и учета. В отделении ввода размещают рубильники и переключатели с боковой рукояткой, расположенной внутри шкафа, в нижней части шкафов — шины для присоединения жил питающих кабелей, скобу для крепления кабеля и нулевую шину. На стальных дверях или на козырьке сверху вводного устройства устанавливают электроизмерительные приборы (амперметры, вольтметры). В шкафах распределительных панелей размещают автоматы отходящих линий, магнитные пускатели, фотовыключатели.

Выбор вводно-распределительного устройства с необходимой электрической схемой и электрическим оборудованием производят при проектировании электроснабжения жилого или общественного здания, питающегося от городских электрических сетей.

ГЛАВА VII. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ТП И РП НАПРЯЖЕНИЕМ 6—10 кВ

7.1. Шины и изоляторы

А. Шины распределительных устройств подстанций должны соответствовать условиям окружающей среды и виду электроустановки (открытая, закрытая), а также удовлетворять требованиям нормальной работы при перегрузках, коротких замыканиях и других изменениях режимов работы подстанции. Номинальный ток шин $I_{ном}$, при котором обеспечивается их нормальная работа, определяют по формуле

$$I_{ном} = I_{доп} K_1 K_2 K_3,$$

где $I_{доп}$ — длительно допустимый ток, А, для опорной полосы шины при температурах: шины 70°С и воздуха 25°С (шины в этом случае расположены вертикально, рис. 7.1, *а, б*); K_1 — поправочный коэффициент, равный 0,95 (шины расположены горизонтально, см. рис. 7.1, *в, г*); K_2 — коэффициент длительно допустимого тока для многополосных шин (табл. 7.1); K_3 — поправочный коэффициент при температуре воздуха более или менее 25°С (табл. 7.2).

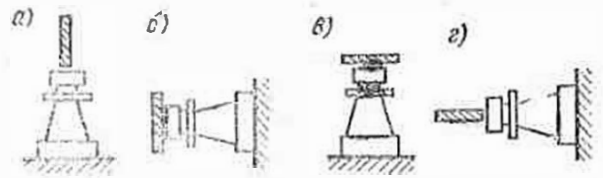


Рис. 7.1. Эскизы расположения однополосных плоских шин в РУ подстанций

Соединение и ответвление плоских шин РУ выполняют сваркой. В местах, где необходимо создать разъемные ошиновянные участки, шины соединяют внахлестку сквозными болтами, имеющими антикоррозионное металлическое покрытие.

Длительно допустимые токи шин прямоугольного сечения приведены в табл. 7.3.

Б. Изоляторы представляют собой электрически и механически прочные конструкции, служащие для электрической изоляции токопроводящих частей и аппаратов электроустановок. Их разделяют на изоляторы, эксплуатирующиеся при номинальных напряжениях до 600 В включительно, и изоляторы, работающие при номинальных напряжениях свыше 1000 В (6, 10, 35 кВ и выше). В электро-

Таблица 7.1. Значения коэффициентов K_2 для шин в зависимости от их размеров и числа полос

Размеры шин, мм	Однополосные		Двухполосные		Трехполосные	
	алюминий	медь	алюминий	медь	алюминий	медь
60×6	1,75	1,7	2,45	2,3	3,1	2,9
60×8	1,7	1,7	2,4	2,25	3	2,8
60×10	1,7	1,7	2,4	2,25	2,95	2,7
80×6	1,75	1,7	2,4	2,25	3	2,8
80×8	1,7	1,65	2,35	2,2	2,9	2,7
100×6	1,65	1,65	2,35	2,2	2,95	2,7
100×8	1,7	1,6	2,3	2,1	2,9	2,6
100×10	1,6	1,65	2,25	2,05	2,8	2,5

Таблица 7.2. Значения коэффициентов K_3 для шин в зависимости от температуры окружающего воздуха

Температура воздуха, °С	Значение K_3	Температура воздуха, °С	Значение K_3
10	1,15	30	0,94
15	1,1	35	0,88
20	1,05	40	0,82
25	1	45	0,75

Таблица 7.3. Допустимые длительные токи прямоугольных шин

Размеры, мм	Медные						Алюминиевые окрашенные				Однополосные стальные		
	Масса 1 м, кг	Ток при числе полос на полюс или фазу, А					Масса 1 м, кг				Размеры, мм	Масса, 1 м, кг	Ток, А
		1	2	3	1	2	3						
15×3	0,4	210	—	—	165	—	—	0,12			16×2,5	0,32	55
20×3	0,53	275	—	—	215	—	—	0,16			20×2,5	0,39	60
25×3	0,67	340	—	—	265	—	—	0,2			25×2,5	0,49	75
30×4	1,07	475	—	—	365	—	—	0,32			20×3	0,47	65
40×4	1,42	625	—	—	480	—	—	0,43			25×3	0,59	80
40×5	1,78	700	—	—	540	—	—	0,54			30×3	0,71	95
50×5	2,22	860	—	—	665	—	—	0,68			40×3	0,94	125
50×6	2,67	955	—	—	740	—	—	0,81			50×3	1,18	155
60×6	3,2	1125	1740	2240	870	1350	1720	0,97			60×3	1,41	185
80×6	4,27	1480	2110	2720	1150	1630	2100	1,3			70×3	1,65	215
100×6	5,34	1810	2470	3170	1425	1935	2500	1,62			75×3	1,8	230
60×8	4,27	1320	2160	2790	1025	1680	2180	1,3			80×3	1,88	245
80×8	5,7	1690	2620	3370	1320	2040	2620	1,73			90×3	2,15	275
100×8	7,12	2080	3060	3930	1625	2390	3050	2,16			100×3	2,35	305
120×8	8,54	2400	3400	4340	1900	2650	3380	2,6			20×4	0,63	70
60×10	5,37	1475	2560	3300	1155	2010	2650	1,62			22×4	0,7	75
80×10	7,12	1900	3100	3990	1480	2410	3100	2,16			25×4	0,79	85
100×10	8,9	2310	3610	4650	1820	2860	3650	2,7			30×4	0,95	100
120×10	10,7	2650	4100	5200	2070	3200	4100	3,24			40×4	1,26	130

Примечания: 1. При расположении прямоугольных шин плашмя токовые нагрузки должны быть уменьшены на 5% для шин с шириной полос до 60 мм и на 8% — для шин с шириной полос более 60 мм. 2. Многополосные шины крепят в шинодержателях, детали которых при рабочем токе свыше 1500 А должны быть из немагнитных материалов.

Таблица 7.4. Технические данные опорных изоляторов для закрытых электроустановок, рассчитанных на напряжения 6—35 кВ

Тип изолятора	$U_{ном}$, кВ	Разрушающая нагрузка, кН	Размеры, мм (см. рис. 7.2)						Масса 1 шт., кг
			А	Б	В	Г	Д	Е	
ОА-6-кр	6	375	165	107	62	27	88	36	2,2
ОА-6-ов	6	375	165	160	62	27	86	36	2,4
ОА-10-кр	10	375	190	107	62	27	86	36	2,4
ОА-10-ов	10	375	190	160	62	27	86	36	2,7
ОА-35-кр	35	375	380	180	80	38	105	48	6,6
ОА-35-ов	35	375	380	215	80	38	105	46	7,4
ОА-35-кв	35	375	400	190	98	42	150	60	9,6
ОБ-6-кр	6	750	185	136	82	88	106	48	4
ОБ-6-ов	6	750	185	215	82	38	106	46	4,8
ОБ-10-кр	10	750	215	136	82	38	108	48	4,4
ОБ-10-ов	10	750	215	215	82	38	108	46	5,2
ОВ-10-кв	10	1250	225	175	98	42	130	53	7,9
ОД-10-кв	10	2000	235	190	128	46	150	60	11,2

Примечания: 1. В обозначении типов опорных изоляторов: О — опорный; А, Б, В или Д — группа по механической прочности. Следующие за буквами цифры — номинальное напряжение, кВ. Последние две буквы указывают форму нижнего чугунного основания изолятора (круглое, овальное или квадратное). 2. Изоляторы не должны иметь трещин на глазури, вкраплений песка и металла, лысин площадью более 3 см², сколов площадью более 1 см² и глубиной более 1 мм.

Таблица 7.5. Технические данные проходных изоляторов, рассчитанных на напряжения 6—35 кВ

Тип изолятора	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	Разрушающая нагрузка, даН	Размеры, мм (см. рис. 7.3)						Масса 1 шт., кг
				А	Б	В	Г	Д	Е	
Внутренней установки										
ПА-6/200	6	200	350	375	305	140	103	35	167	3,3
ПА-6/400	6	400	350	375	305	140	103	35	167	3,5
ПБ-6/400	6	400	750	415	310	144	103	45	185	4,8
ПБ-6/600	6	600	750	415	310	144	103	45	185	5,2
ПБ-6/1000	6	1000	750	426	310	144	103	60	185	7,3
ПБ-6/1500	6	1500	750	426	310	144	103	60	185	9,3
ПБ-10/200	10	200	750	425	350	164	123	45	205	5,9
ПВ-10/400	10	400	750	455	350	164	123	45	205	6,1
ПБ-10/600	10	600	750	455	350	164	123	45	205	6,6
ПБ-10/1000	10	1000	750	655	490	240	150	70	190	9,1

Продолжение табл. 7.5

Тип изолятора	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	Разрушающая нагрузка, даН	Размеры, мм (см. рис. 7.3)						Масса 1 шт., кг
				А	Б	В	Г	Д	Е	
ПБ-10/1500	10	1500	750	655	490	240	150	70	190	10,1
ПБ-35/400	35	400	750	925	815	435	—	—	—	26,8
ПБ-35/600	35	600	750	940	815	435	—	—	—	28,5
ПБ-35/1000	35	1000	750	970	815	435	—	—	—	32
ПБ-35/1500	35	1500	750	970	815	435	—	—	—	36,3
ПВ-6/1000	6	1000	1250	570	405	205	115	70	190	20,5
ПВ-6/1500	6	1500	1250	570	405	205	115	70	190	23,3
ПВ-6/2000	6	2000	1250	590	405	205	115	80	190	26,7
ПВ-10/1000	10	1000	1250	468	350	164	123	60	205	23
ПВ-10/1500	10	1500	1250	468	350	164	123	60	205	26
ПВ-10/2000	10	2000	1250	625	490	240	150	80	190	29,7
ИПШ-I-10	10	—	1250	560	202	50	150	48	240	17
ИПШ-II-10	10	—	2000	560	202	60	175	48	240	25
ИПШ-III-10	10	—	3000	560	202	60	208	50	305	33,8
Наружной установки										
ПНБ-6/400	6	400	750	530	420	215	47	215	140	9,6
ПНБ-6/600	6	600	750	550	420	215	57	215	140	10,1
ПНБ-6/1000	6	1000	750	580	420	215	70	215	140	12,7
ПНБ-6/1500	6	1500	750	580	420	215	70	215	140	15,4
ПНБ-10/400	10	400	750	605	490	245	47	215	140	9,8
ПНБ-10/600	10	600	750	625	490	245	57	215	140	10,6
ПНБ-10/1000	10	1000	750	650	490	245	70	215	140	14,2
ПНБ-10/1500	10	1500	750	650	490	245	70	215	140	17,3
ПНБ-35/400	35	400	750	980	865	435	47	250	220	31,3
ПНБ-35/600	35	600	750	1000	865	435	57	250	220	34,1
ПНБ-35/1000	35	1000	750	1025	865	435	70	250	220	37,8
ПНБ-35/1500	35	1500	750	1025	865	435	70	250	220	41,2
ПНВ-10/1000	10	1000	1200	710	532	270	70	250	200	21
ПНВ-10/1500	10	1500	1200	710	532	270	70	250	200	23,5
ПНВ-10/2000	10	2000	1200	730	532	270	80	250	200	28,6
ПНВ-20/2000	20	2000	1200	920	740	380	90	250	200	45
ПНВ-20/2500	20	2500	1200	920	740	380	90	250	200	47,6
ПНВ-20/3000	20	3000	1200	920	740	380	90	250	200	51
ШТК-35	35	—	1000	400	275	70	55	220	175	25

Примечания: 1. В обозначении типов изоляторов: П — проходной; А, Б или В — указывают на принадлежность к группе по механической прочности; цифры в числителе — $U_{ном}$, кВ; в знаменателе — $I_{ном}$, А; ИПШ — изолятор проходной шинный, римские цифры I, II и III — указывают группу изоляторов по механической прочности. 2. Изоляторы ПНБ и ПНВ снабжены: плоскими алюминиевыми токопроводящими стержнями (шинами) размером 5×40—6×50 мм, медными круглыми стержнями размером от М14 до М39 в зависимости от номинальных токов изоляторов.

Таблица 7.6. Технические данные опорных, опорно-штыревых и опорно-стержневых изоляторов на напряжение 6—35 кВ

Тип изолятора	Высота, мм	Диаметр основания, мм	Масса, кг	Тип изолятора	Высота, мм	Диаметр основания, мм	Масса, кг
Внутренней установки опорные				Наружной установки опорно-штыревые (см. рис. 7.5)			
ОФ-6-375	100	77	1,1	ШН-6-300	170	160	2,5
ОФ-10-375	120	82	1,4	ШН-10-500	190	160	3,7
ОФ-10-750	120	102	2,1	ОНШ-10-50	190	160	4,1
ОФ-10-1250	120	110	7	ОНШ-10-2000	210	150	12,7
ОФ-10-2000	134	160	6,3	ОНШ-35-1000	400	170	32,6
ОФ-10-3000	154	180	5,9	ОНШ-35-2000	400	250	41,5
ОФ-10-1250кв	230	210	10				
ОФ-20-375	210	110	4,2	Опорно-стержневые			
ОФ-20-5	175	132	4,2				
ОФР-20-750	160	160	5,7				
ОФ-20-3000	206	186	12,8	ОНС-10-300	175	120	2,7
ОФ-20-4250кв	305	255	12	ОНС-10-1000	210	130	7
ОФ-35-375	372	110	7,1	ОНС-35-500	420	150	14,5
ОФ-35-750	372	140	10,5	ОНС-35-2000	500	220	43,5

Примечания: 1. В обозначении типа: О — опорный; Ф — фарфоровый; кв — квадратный фланец; Н — наружной установки; Ш — штыревой; С — стержневой; числа: первое — $U_{ном}$, кВ; второе — минимальная разрушающая нагрузка. 2. Климатическое исполнение изоляторов — У и ХЛ, категория размещения — 1. Изоляторы типа ШН состоят из стеклянной изолирующей детали, а типа ОНШ — из фарфоровой изолирующей детали.

Таблица 7.7. Технические данные линейных изоляторов

Тип изолятора	Основные размеры, мм		Разрушающая нагрузка, даН	Длина пути утечки тока, см, не менее	$U_{исп}$, кВ (одноминутное при 50 Гц)			Масса, кг
	высота, мм	диаметр, мм			в сухом состоянии	под дождем	пробивное	
Подвесные фарфоровые (см. рис. 7.6, *а*, *б*)								
ПФ-6-А	167	270	60	285	60	32	110	6,5
РФ-6-Б	140	270	60	280	60	32	100	6
ПФ-70-В	134	270	70	355	—	35	130	4,8
ПФ-160-А	173	280	160	385	—	40	135	8,6
ПФ-200-А	194	350	200	420	68	44	125	12,8

Продолжение табл. 7.7

Тип изолятора	Основные размеры, мм: высота, мм	Основные размеры, мм: диаметр, мм	Разрушающая нагрузка, даН	Длина пути утечки тока, мм не менее	$U_{исп}$, кВ (одноминутное при 50 Гц): в сухом состоянии	$U_{исп}$, кВ: под дождем	$U_{исп}$, кВ: пробивное	Масса, кг
Подвесные фарфоровые для районов с загрязненной атмосферой								
ПФГ-6-А	198	270	60	470	100	45	110	8,1
ПФГ-70-Б	125	270	70	375	—	40	130	4,7
Подвесные стеклянные (см. рис. 7.6, *в, г*)								
ПС-40	110	175	40	185	—	30	—	1,7
ПС-70Д	127	255	70	290	—	40	130	3,4
ПС-6-Б	130	255	60	295	65	40	90	4,1
ПС-120-А	138	260	120	330	—	45	130	5,4
ПС-160-Б	170	280	160	390	—	35	130	8,5
ПС-210-Б	170	320	210	385	—	40	130	8,2
ПС-160	156	400	160	410	—	—	130	9,3
ПС-300	175	430	300	440	—	—	130	12
ПС-400	205	470	400	455	—	50	130	16
ПС-300-Б	195	320	300	420	—	50	130	11,5
ПС-400-А	220	390	400	450	—	55	130	15,9
Подвесные стеклянные для районов с загрязненной атмосферой								
ПСГ-70-А	130	270	70	400	—	40	130	5,2
ПСГ-120-А	137	300	120	425	—	45	130	7,3
ПСГ-160	166	345	160	495	—	50	130	11
Штыревые фарфоровые								
ШФ-10-Б	120	212	14	315	75	40	100	2,8
ШФ-10-Г	140	140	13	265	63	36	140	1,8
ШФ-20-А	199	185	20	410	86	57	110	3,4
ШФ-35-Б	285	310	16	700	120	85	210	11,7
Штыревые стеклянные								
ШС-10-А	110	150	14	220	55	30	100	1,35
ШС-10-Г	145	160	13	275	55	35	130	2,2

Примечание. В обозначении типа: П — подвесной; Ш — штыревой; С — стеклянный; Ф — фарфоровый; Г — для районов с загрязненной атмосферой; А, Б и В — группа исполнения изоляторов; число в подвесных изоляторах — электромеханическая разрушающая нагрузка, кН; в штыревых — $U_{ном}$, кВ.

Таблица 7.8. Технические данные опорных изоляторов внутренней установки

Тип изолятора	$U_{ном}$, кВ	Основные размеры, мм: высота, мм	Основные размеры, мм: диаметр, мм	Разрушающее усилие, даН	Масса, кг	Форма фланца
ИОР-6-375	6	100	120	375	1,12	С внутренней арматурой
ИОР-6-750	6	100	140	750	1,6	То же
ИОР-10-375	10	120	120	375	1,5	»
ИОР-10-750	10	120	140	750	2,6	»
ИОР-10-1250	10	130	184	1250	4	»
$ИОР_{кв}$-10-2000	10	192	190	2000	11,6	С нижним фланцем
ИО-10-750	10	120	102	750	2,1	С внутренней арматурой
ИО-10-2000	10	134	160	2000	6,3	То же
ИО-10-3000	10	154	180	3000	8,1	»
ИОР-20-375	20	212	176	375	5	»
ИОР-20-750	20	160	160	750	6,5	»
$ИОР_{кв}$-20-1250	20	262	180	1250	14,8	С нижним фланцем
$ИОР_{кв}$-20-2000	20	262	192	2000	16,1	То же
ИО-20-375	20	210	110	375	4,2	С внутренней арматурой
ИО-20-750	20	212	176	750	6,8	То же
ИО-20-3000	20	206	186	3000	13	»
ИОР-35-375	35	342	198	375	10	»
ИОР-35-750	35	342	218	750	10	»
ИО-35-375	35	372	110	375	7,1	»
ИО-35-750	35	372	118	750	8,2	»
$ИОР_{кв}$-35-1250	35	392	187	1250	14	С нижним фланцем
$ИОР_{кв}$-35-2000	35	392	210	2000	16	То же

Примечание. В обозначении типа: И — изолятор; О — опорный; Р — ребристый; первое число после букв — $U_{ном}$, кВ; второе число — минимальное разрушающее усилие на изгиб, даН.

установках и аппаратах используют изоляторы из электротехнического фарфора, способного длительно работать при температуре от —55°С до положительной температуры токопроводящих частей, установленной техническими условиями на соответствующее электротехническое оборудование.

В распределительных устройствах городских подстанций напряжением 6—35 кВ применяют опорные и проходные изоляторы, подразделяющиеся: а) в зависимости от рода установки — на внутренние и наружные; б) по номинальному напряжению — напряжением

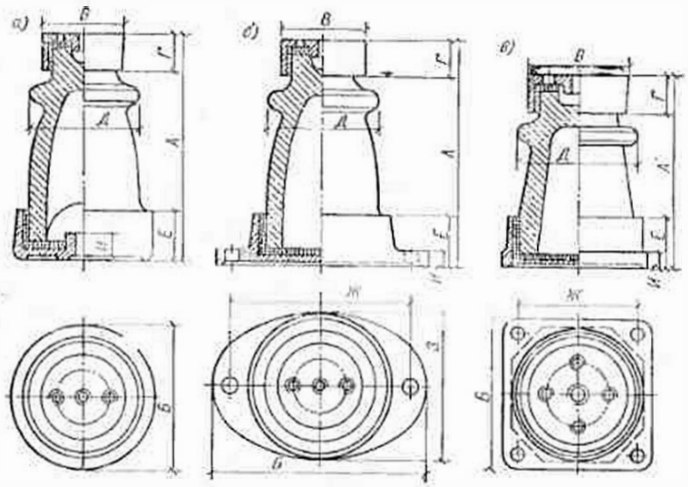


Рис. 7.2. Опорные изоляторы на напряжения 6 и 10 кВ для РУ городских закрытых РП и ТП

а — с круглым фланцем; *б* — с овальным фланцем; *в* — с квадратным фланцем

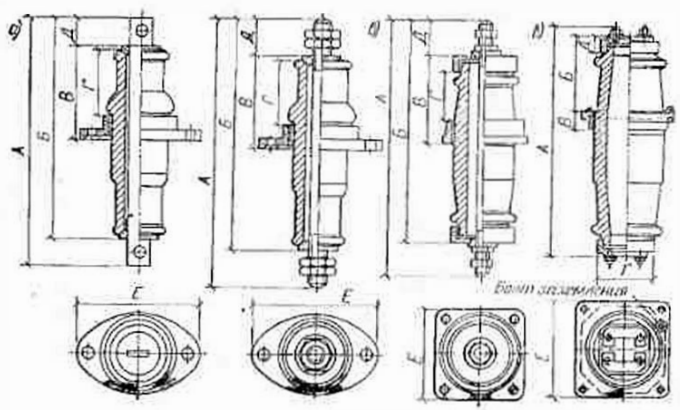


Рис. 7.3. Проходные изоляторы для РУ 6 и 10 кВ городских закрытых РП и ТП

а — с плоским и круглым токопроводящим стержнем; *б* — с круглым токопроводящим стержнем; *в* — с проходной шиной, служащей токопроводящим элементом

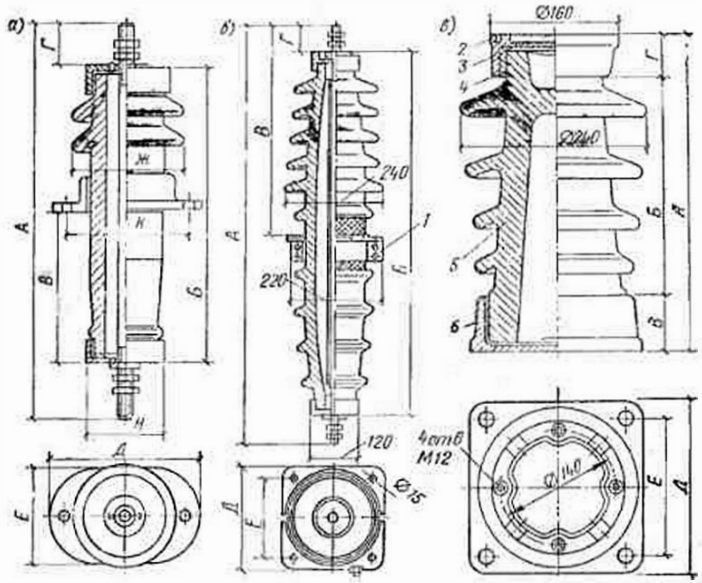


Рис. 7.4. Изоляторы для открытых РУ-6-35 кВ

а — ПНБ; *б* — ПНВ; *в* — ШТК; *1* — фланец; *2* — колпачок; *3* — прокладка; *4* — портландцементная замазка; *5* — фарфоровое тело изолятора; *6* — металлическое основание

I, 10 и 35 кВ; в) по механической прочности, характеризующейся по минимальному разрушающему усилию, которое способен выдержать изолятор без повреждений. *Проходные* изоляторы, применяемые в РУ городских ТП и РП, подразделяют в зависимости от номинального тока на изоляторы, рассчитанные на токи 250, 400, 650, 1000, 1500, 1600, 2000 и 3200 А. Конструкции изоляторов, применяемых в городских электрических сетях, показаны на рис. 7.2—7.6, а их характеристики приведены в табл. 7.4—7.8.

Опорные и проходные изоляторы (см. рис. 7.2—7.6) предназначены для работы на высоте до 1000 м над уровнем моря при температуре окружающего воздуха от —45 до 60°С, относительной влажности до 85% и при условии отсутствия газов и токопроводящей пыли, действующих на глазурь, фарфор, арматуру и цемент. В табл. 7.4—7.8 приведены технические характеристики опорных, опорно-штыревых и проходных изоляторов для электроустановок напряжением 6, 10 и 35 кВ.

В обозначении некоторых типов изоляторов приводятся (после указания типа) цифры и буквы, означающие: цифра — $U_{ном}$, кВ; следующая цифра — электромеханическое разрушающее усилие на

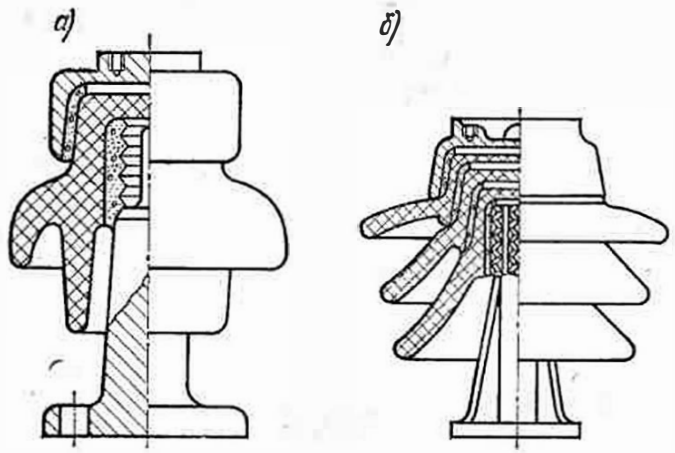


Рис. 7.5. Опорно-штыревые изоляторы на напряжения 6—35 кВ
а — ОНШ на 6 и 10 кВ; *б* — ОНШ на 35 кВ

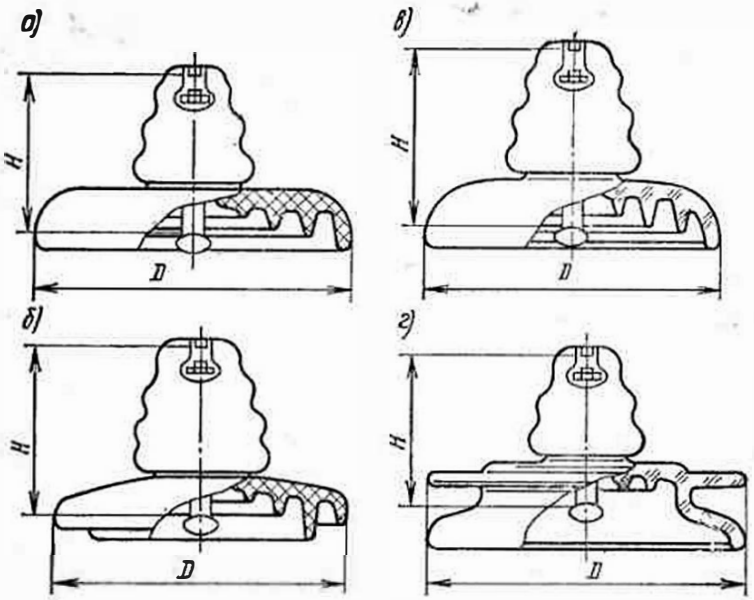


Рис. 7.6. Изоляторы линейные подвесные
а — ПФ; *б* — ПФГ; *в* — ПС; *г* — ПСГ

изгиб, кН; римские цифры I, II и III — исполнение конструкции (в зависимости от числа болтов, крепящих шины и сам изолятор); буквы У, ХЛ и Т — климатическое исполнение (У — для умеренного климата, ХЛ — холодного, Т — влажного тропического); цифры 1—5 после букв обозначают категорию размещения (1 — для работы на открытом воздухе, 2—5 — в закрытых помещениях). Например, обозначение изолятора ИОР-10-750-II-Т-1 означает: изолятор опорный ребристый, рассчитанный на напряжение 10 кВ; разрушающее электромеханическое усилие (нагрузка) на изгиб 750 кН; с двумя крепящими болтами; для влажного тропического климата; для работы на открытом воздухе.

7.2. Предохранители на напряжение 6 и 10 кВ

Предохранители на напряжение 6 и 10 кВ являются высоковольтными аппаратами, обеспечивающими защиту электрооборудования РУ от токов перегрузки и короткого замыкания. Высоковольтные предохранители выбирают исходя из условий: а) номинальное напряжение предохранителя должно соответствовать номинальному напряжению сети; б) номинальный длительный ток плавкой вставки должен быть выбран так, чтобы она не расплавилась при наибольшем рабочем токе и при переходных процессах; в) предельно отключаемый ток плавкой вставки $I_{пр.во}$ предохранителя должен быть равен или больше максимального ожидаемого (расчетного) тока к. з, протекающего в цепи, защищаемой данным предохранителем, т. е. $I_{пр.во} > I_{к.з\ макс}$; г) предохранители должны обеспечивать селективность действия между собой и с релейной защитой.

Согласование характеристик предохранителей между собой может быть осуществлено путем сопоставления площадей сечения плавких вставок с учетом материала, из которого они изготовлены, и типа предохранителя, в котором они установлены. Зная тип предохранителя, материал и площадь сечения плавких вставок предохранителей, между которыми согласуются характеристики, определяют отношение C этих площадей по формуле

$$C = S_1/S_2,$$

где S_1 — площадь предохранителя, расположенного ближе к источнику питания; S_2 — площадь предохранителя, расположенного ближе к нагрузке (к защищаемому объекту).

Значение C, полученное из приведенного уравнения, сравнивают с данными табл. 7.9, и если величина C равна или больше величины, приведенной в табл. 7.9, то селективность действия между согласуемыми предохранителями обеспечивается. Если необходимо обеспечить селективность действия предохранителей, установленных

Таблица 7.9. Отношение площадей сечения плавких вставок предохранителей, обеспечивающее селективность их действия ($C = S_1/S_2$)

Материал плавкой вставки предохранителя, расположенного ближе к источнику питания (тип предохранителя безразличен)	Материал плавкой вставки предохранителя, расположенного ближе к нагрузке (защищаемому объекту)					
	медь	цинк	свинец	медь	цинк	свинец
	Предохранитель закрытого типа с заполнителем			Предохранитель закрытого типа без заполнителя или открытого типа		
Медь	1,55	0,55	0,2	1,15	0,4	0,15
Цинк	4,21	1,65	0,6	3,5	1,2	0,44
Свинец	12,42	4,51	1,65	9,5	3,3	1,2

на высшей и низшей сторонах силового трансформатора, пользуются этим же методом, но предварительно площадь сечения предохранителя ВН приводят к площади сечения предохранителя НН, используя формулу

$$C = (S_1/S_2)\ K_{тр},$$

где $K_{тр}$ — коэффициент трансформации защищаемого силового трансформатора.

В РУ напряжения на 6—35 кВ городских подстанций применяют предохранители типа ПК с патронами (рис. 7.7), наполненными

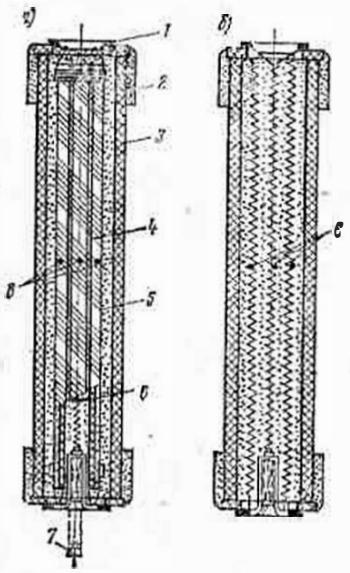


Рис. 7.7. Патроны предохранителя типа ПК на напряжения 6 и 10 кВ с наполнением кварцевым песком

а — разрез патрона с плавкой вставкой на керамическом сердечнике (для токов до 7,5 А); *б* — разрез патрона со спиральными плавкими вставками (для токов 10 А и выше); *1* — крышка; *2* — латунный колпачок; *3* — фарфоровая трубка; *4* — керамический сердечник; *5* — кварцевый песок; *6* — проволока указателя срабатывания; *7* — положение якоря указателя срабатывания после перегорания п. вставки; *8* — оловянные шарики на плавкой вставке, снижающие температуру ее плавления вследствие «металлургического эффекта»

чистым кварцевым песком, содержащим не менее 99% кварца зернистостью 0,5—1,5 мм. Селективность действия предохранителей типа ПК обеспечивается, если номинальные токи плавких вставок последовательно установленных предохранителей различаются на одну ступень шкалы.

Предохранители ПК обеспечивают надежную защиту электрооборудования РУ от токов перегрузки и от токов короткого замыкания. Полное время отключения предохранителями ПК токов к. з. большой кратности составляет 0,05—0,007 с, при этом ток к. з. не достигает амплитудного значения, а ограничивается сравнительно небольшими величинами. Для защиты трансформаторов напряжения применяют предохранители ПКТ. Токовременная характеристика предохранителей ПК и ПКТ показана на рис. 7.8, а основные характеристики приведены в табл. 7.10. Размеры плавких вставок предохранителей типа ПК выбирают по данным табл. 7.11 и рис. 7.9, а если известен диаметр проволоки вставки, ее общую длину l, мм, определяют по формуле $l = (70U_н + 160)$, где $U_н$ — номинальное напряжение предохранителя, кВ. Габаритные размеры предохранителей типа ПК на 3, 6 и 10 кВ приведены в табл. 7.12 и на рис. 7.10.

Таблица 7.10. Основные характеристики предохранителей типа ПК

Тип предохранителя	$I_{ном}$ патрона, А	$I_{ном}$ отключения, кА	$I_{ном}$ плавкой вставки, А	Масса, кг
ПК1-3	8 32	40; 31,5 40; 31,5	2; 3,2; 8 10; 10; 20; 32	3,4
ПК1-6	8 8 20 20 32	40 20 40 20 20	3; 3,2; 5; 8 2; 3,2; 5; 8 10; 16; 20 10; 16; 20 32	3,9
ПК1-6УI	8 20 32	40 40 20	2; 3,2; 5; 8 10; 16; 20 32	6,7
ПК1-10	8 8 20 20 32	20 12,5 20 12,5 12,5	2; 3,2; 5; 8 2; 3,2; 5; 8 10; 16; 20 10; 16; 20 32	4,9
ПК1-10УI	8 20	20 20	2; 3,2; 5; 8 10; 16; 20	7,1

Тип предохранителя	$I_{ном}$ патрона, А	$I_{ном}$ отключения, кА	$I_{ном}$ плавкой вставки, А	Масса, кг
ПК1-10У1	32	12,5	32	7,1
ПК1-20	10	12,5	2; 3,2; 5; 8; 10	11,1
ПК1-20У1	10	12,5	2; 3,2; 5; 8; 10	20,7
ПК1-35	8 10	8 3,2	2; 3,2; 5; 8 8	16,2
ПК2-3	100	40	40; 50; 80; 100	4,5
ПК2-6	50	31,5	32; 40; 50	5
ПК2-10	40	20	32; 40	6,3
ПК2-20	20	12,5	16; 20	12,7
ПК2-35	20	8	10; 16; 20	17,8
ПК3-3	200	40	160	6,2
ПК3-6	100	31,5	80; 100	7,3
ПК3-10	80	20	50; 80	9,2
ПК3-20	50	12,5	32; 40; 50	16
ПК3-35	40	8	32; 40	21,7
ПК4-3	400	40	320	10,2
ПК4-6	200	31,5	100; 160	12,4
ПК4-10	160	20	100; 160	15,5

Примечание. В обозначении типа: П — предохранитель; К — с кварцевым наполнителем; числа — $U_{ном}$, кВ; 1, 2, 3 и 4 — серии предохранителей. Климатическое исполнение и категория установки предохранителей — У3.

Таблица 7.11. Технические данные медных плавких вставок предохранителей ПК, рассчитанных на 6—35 кВ

Ток плавкой вставки, А	6 кВ		10 кВ		35 кВ		Размеры токопроводящих проволок, мм (рис. 7.9)											
							6 кВ			10 кВ			35 кВ					
	d_1/d_2	n	d_1/d_2	n	d_1/d_2	n	l	l_1	l_2	l	l_1	l_2	l	l_1	l_2
2	0,1	1	0,1	1	0,1	1	580	330	125	860	500	180	2700	1400	650
3	0,15	1	0,15	1	0,15	1									
5	0,15	2	0,15	2	0,15	2									
7,5	0,2	2	0,2	2	0,2	2									
10	0,25/0,3	3	0,25/0,3	3	0,25/0,33	3									
15		4		4		4									
20		4		4		4									
30	0,3/0,35	6	0,3/0,35	6	—	6									
40		8		8		8									
50		10		12	—	—									
75		14		16		—									
100	0,35/0,4	20	0,3/0,35	24	0,3/0,35	—	580	330	125	860	500	180	2700	1400	650
150		28		32		—									
200		40		—		—									
200															

Примечания: 1. В качестве материала плавких вставок предохранителей типа ПК применяют медную проволоку марки МТ-1, покрытую слоем серебра. 2. Обозначения в таблице: d_1 и d_2 — диаметры токопроводящих проволок, n — количество проволок, l — длина проволоки.

Таблица 7.12. Габаритные размеры предохранителей ПК, рассчитанных на напряжения 3,6 и 10 кВ, мм (см. рис. 7.10)

Тип предохранителя	А	Б	В	Г	Д	Е	Ж	З	И	К
ПК-3/100 на 3 кВ (30—100 А)	265	400	450	390	260	145	195	260	80	70
ПК-6/75 на 6 кВ (30—75 А)	365	500	550	490	360	170	220	285	80	70
ПК-10/50 на 10 кВ (30—50А)	465	600	650	590	460	195	245	310	80	70

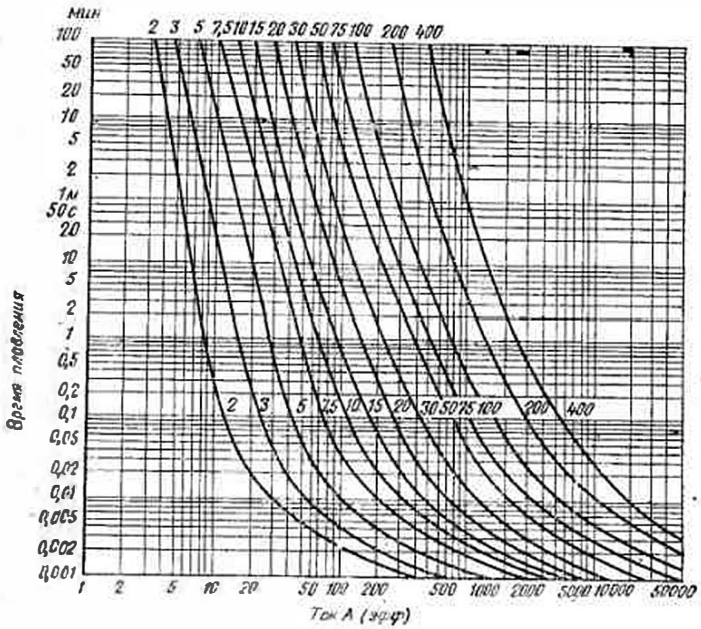


Рис. 7.8. Время плавления вставок предохранителей с наполнением кварцевым песком в зависимости от протекающего через них тока (на кривых указаны номинальные токи плавких вставок)

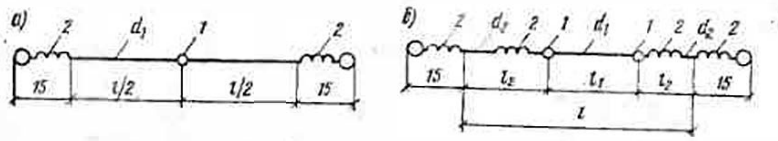


Рис. 7.9. Плавкие вставки предохранителей типа ПК

а — рассчитанные на токи 2—7,5 А; *б* — рассчитанные на токи 10—300 А; *1* — место навивки оловянного шарика; *2* — участок соединения проволок плавкой вставки

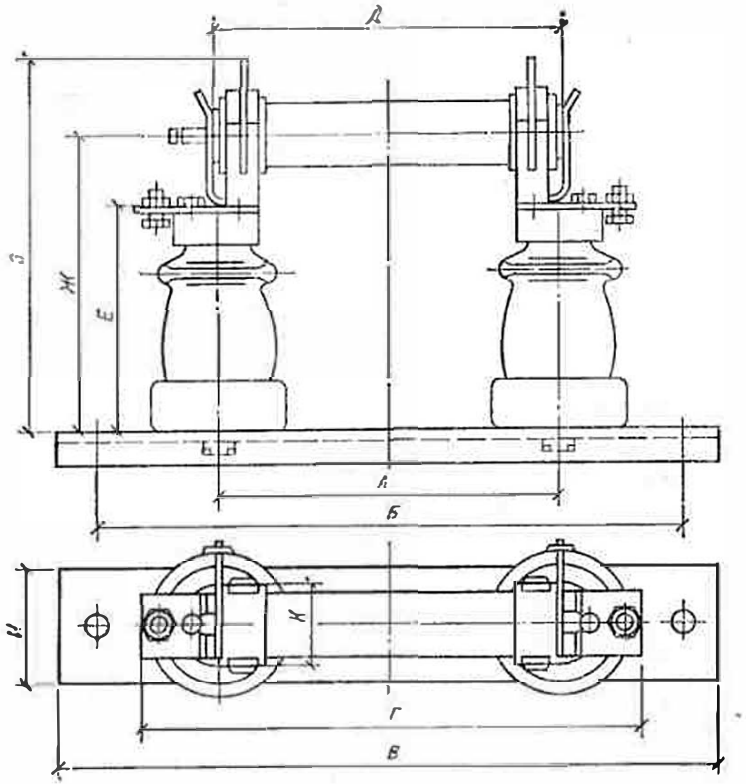


Рис. 7.10. Предохранитель типа ПК, рассчитанный на напряжения 3—10 кВ и на номинальные токи до 100 А

7.3. Разъединители и выключатели нагрузки

Разъединители предназначены для оперативного изменения схем первичной коммутации и создания видимого разрыва электрической цепи, т. е. видимого воздушного промежутка между подвижным и неподвижным контактами. Наличие этого промежутка позволяет персоналу убедиться в безопасности производства работ на отключенном участке электроустановки. Разъединители не имеют специальных дугогасительных устройств для гашения дуги при разрыве электрической цепи с большими токами. Разъединителями можно отключать отдельные части электроустановки только после того, как нагрузка отключена выключателем, т. е. снимать напряжение и отключать небольшие нагрузочные токи (емкостные токи линий, токи холостого хода силовых трансформаторов и др.).

Конструкции разъединителей на напряжения 6—35 кВ различаются по характеру движения ножей и могут быть разделены по этому признаку на три типа: а) рубящие (с движением ножей в плоскости, параллельной осям изоляторов одного полюса); б) поворотные (с движением ножа в плоскости, перпендикулярной осям изоляторов одного полюса); в) комбинированные или поворотно-рубящие (с движением ножа вначале вертикально, а затем горизонтально осям изолятора одного полюса). Различают разъединители для внутренней и наружной установок; однополюсные и трехполюсные; разъединители с горизонтальным или вертикальным расположением ножей. Разъединители различают по номинальному напряжению (6, 10, 35 кВ и т. д.), по номинальному току (200, 400 А и т. д.), а также по наличию или отсутствию ножей заземления. Характеристики разъединителей приведены в табл. 7.13.

Выключатели нагрузки служат для отключения электрических цепей с рабочими токами, а также для оперативных изменений схем коммутации РУ.

Характеристики выключателей нагрузки приведены в табл. 7.14.

Таблица 7.13. Характеристика разъединителей на напряжение 6—35 кВ

Тип разъединителя	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	Предельный ток к. з. (амплитуда), кА	Десятисекундный ток термической устойчивости, кА	Основные размеры, мм: высота при включенном ноже	вдоль полюса	поперек полюса	Масса, кг	Тип применяемого привода
Однополюсные разъединители внутренней установки									
РВО-6/400	6	400	50	10	237	420	70	5,7	ШР-10
РВО-6/600	6	600	60	14	240	420	70	5,9	ШР-10
РВО-10/400	10	400	50	10	251	420	70	6,1	ШР-10
РВО-10/600	10	600	60	14	256	420	70	6,3	ШР-10
РЛВО-10/1000	10	1000	80	25	354	576	450	20	6ПР-2
Трехполюсные разъединители внутренней установки									
РВ-6/400	6	400	50	10	232	412	617	29	ПР-2 ПРБ-2М
РВ-6/600	6	600	60	14	234	412	617	32	ПР-2; ПРБ-2М
РВ-10/400	10	400	50	10	252	412	837	30	ПР-2; ПРБ-2М
РВ-10/600	100	600	60	14	256	412	837	34	ПР-2; ПРБ-2М

Тип разъединителя	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	Предельный ток к. з. (амплитуда), кА	Десятисекундный ток термической устойчивости, кА	Основные размеры, мм: высота при включенном ноже	вдоль полюса	поперек полюса	Масса, кг	Тип применяемого привода
РВФ-6/400	6	400	50	10	394	412	697	42	ПР-2
РВФ-6/600	6	600	60	14	410	412	697	48	ПР-2
РВФ-10/400	10	400	50	10	435	412	837	51	ПР-2
РВФ-10/600	10	600	60	14	451	412	837	54	ПР-2
РВФ-10/1000	10	1000	81	28,5	458	450	940	61	ПР-31
Однополюсные разъединители наружной установки									
РЛН-10/600	10	600	35	14	370	433	178	20	ПРН-10
РЛН-35/1000	35	1000	50	15	829	816	210	65	ПДН; ПРН-10
Трехполюсные разъединители наружной установки									
РЛНД-35/600	35	600	60	14	817	806	—	62	ПРН-110; ПДН
РЛНД-35/1000	35	1000	50	10	830	815	—	65	ПРН-110; ПДН

Примечания: 1. В обозначении типов разъединителей: Р — разъединитель; В — внутренней установки; О — однополюсный; Л — с линейным контуром тока; Ф — с фигурным исполнением (верхние, нижние или все изоляторы проходные); Н — наружной установки; Д — двухколонковый; числитель дроби — номинальное напряжение, знаменатель дроби — номинальный ток. 2. В обозначении типов приводов: П — привод; Р — ручной (рычажный); Н — наружной установки; Д — электродвигательный; цифры после букв — исполнение привода. 3. Разъединители типа РВО снабжены механическими замками, а разъединители внутренней установки всех остальных типов — электромагнитными замками. 4. Размеры и масса разъединителей наружной установки даны для одного полюса.

Таблица 7.14. Характеристики выключателей нагрузки

Тип	$U_{ном}$, кВ	Тип предохранителя	$I_{ном}$ предохранителя, А, до	Наибольший $I_к$, отключаемый предохранителем, кА	Аварийный ток включения, кА	Масса (без привода), кг
ВНП-3	3	ПК-3	80	31,5	20/20	50
			200	31,5	12/20	55
ВН-16	6	—	—	—	3/5	36
	10	—	—	—	2,5/5	36

Продолжение табл. 7.14

Тип	$U_{ном}$, кВ	Тип предохранителя	$I_{ном}$ предохранителя, А, до	Наибольший $I_к$, отключаемый предохранителем, кА	Аварийный ток включения, кА	Масса (без привода), кг
ВНП-16	6	ПК-6	50	20	20/20	62
			80	20	10/20	64
			160	20	6/10	78
ВНП-16	10	ПК-10	32	12,5	9/10	52
			50	12,5	6/10	65
			100	12,5	6/6,5	79
ВНП-17	6	ПК-6	50	20	20/20	62
			80	20	10/20	64
			160	20	6/10	78
	10	ПК-10	32	12,5	9/10	52
			50	12,5	6/10	65
			80	12,5	6/6,5	79

Примечания: 1. В числителе — при ручном приводе; в знаменателе — при электромагнитном. 2. В обозначении типа: В — выключатель; Н — нагрузки; П — наличие встроенного предохранителя; З ($ВН_з$-16) — наличие заземляющих ножей на вводе; зп ($ВН_{зп}$-16) — наличие заземляющих ножей за предохранителем. 3. $I_{ном}$ = 400 А при 6 кВ, 200 А при 10 кВ; наибольший $I_{отк}$ ВН-3-400 А, ВН-16 (ВНП-16) и ВН-17 (ВНП-17) 800 А при 6 кВ и 400 А при 10 кВ. 4. $I_{ном}$ плавких вставок предохранителей: 2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20; 32; 50; 80; 100; 160; 200 А. 5. Для управления ВН применяются: ручной привод ПР-17 (масса 5,7 кг), ручной привод с дистанционным отключением ПРА-17 (7,2 кг) или электромагнитный привод ПЭ-11С (55 кг); ножами заземления управляют приводом ПР-10. 6. Выключатель нагрузки ВНП-17 снабжен устройством для его отключения приводом (ПРА-17 или ПЭ-11С) при перегорании планкой вставки любого из предохранителей ПК. 7. Размеры выключателей: высота — 608 мм, поперек оси фаз — 932 мм. 8. На напряжения 10 кВ и ток 400 А выпускают выключатели нагрузки: ВНР-10/400-10зУЗ; ВНРп-10/400-10зУЗ; ВНР-10/400-10зпУЗ; ВНРп-10/400-10зЗУЗ; ВНРп-10/400-10зпЗУЗ. 9. В обозначении выключателей нагрузки типа ВНР: В — выключатель; Н — нагрузки; Р — с ручным приводом; п — с предохранителем ПКТ; 10 — номинальное напряжение, кВ, 400 — номинальный ток, А; 100 — номинальная периодическая составляющая сквозного тока к. з., кА; з — с заземляющими ножами; п — с заземляющими ножами, расположенными за предохранителями; З — устройство для подачи команды на отключение при перегорании предохранителя; У — климатическое исполнение; З — категория размещения.

7.4. Масляные выключатели и приводы

Масляные выключатели предназначены для замыкания и размыкания электрических цепей высокого напряжения при наличии рабочих токов, а также автоматического размыкания этих цепей

в момент возникновения в них токов опасной величины вследствие перегрузки или короткого замыкания. Выключатели характеризуются номинальной величиной напряжения, длительным током, током термической и динамической устойчивости, током и мощностью отключения, а также временем и полным временем включения и отключения выключателя.

Масляные выключатели по количеству содержащегося в них масла делят на малообъемные (маломасляные, горшковые) и многообъемные (баковые) выключатели. В *многообъемных* выключателях масло служит газогенерирующим материалом для гашения дуги и для изоляции друг от друга и от заземленного бака токопроводящих частей, а в *малообъемных* выключателях — только газогенерирующим материалом. В городских подстанциях напряжением 6—35 кВ эксплуатируются в основном малообъемные выключатели типов ВМГ-133, ВМП-10 и МГ-35 и многообъемные выключатели типов ВМБ-10, ВМ-35 и МКП-35, основные технические данные которые приведены в табл. 7.15.

Таблица 7.15. Технические данные масляных выключателей на напряжения 6—35 кВ

Тип выключателя	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	Продольный сквозной ток, кА: эффективное значение	Продольный сквозной ток, кА: амплитуда	Ток отключения, кА	Мощность отключения, МВА	Масса, кг: выключателя	Масса, кг: масла	Масса, кг: полная	Тип привода
Малообъемные (маломасляные) выключатели на 6 и 10 кВ										
ВМГ-133-I	10	600	30	52	11,6	200	170	5	175	УГП
ВМГ-133-II	10	600	30	52	20	350	190	10	200	ПРБА
ВМГ-133-III	10	1000	30	52	20	350	190	10	200	ППМ-10
ВМП-10	10	600; 1000; 1500	30	52	20	350	160	5	165	УПГП; ПРБА
Малообъемный выключатель на 35 кВ										
МГ-35	35	600	14,5	25	6,6	500	930	36	966	УПГП; ПС-10; ПЭ-11
Многообъемный (однобаковый) выключатель на 6 и 10 кВ										
ВМБ-10	10	200; 400; 600; 1000	15	25	5,7	100	120	50	170	ПРА-10; ПРАМ-10; ПС-10

Продолжение табл. 7.15

Тип выключателя	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	Предельный сквозной ток, кА: эффективное значение	Предельный сквозной ток, кА: амплитуда	Ток отключения, кА	Мощность отключения, МВА	Масса, кг: выключателя	Масса, кг: масла	Масса, кг: полная	Тип привода
Многообъемные (трехбаковые) выключатели на 35 кВ										
ВМ-35	35	600	10	17,3	6,6	230	1045	300	1345	ШНР-35
МКП-35	35	1000	24	45	16,5	1000	2600	800	3400	ШПЭ-2

Примечания: 1. В обозначении масляных выключателей: В — выключатель; М — масляный; Г — горшковый; П — подвесной; Б — баковый. Цифры после букв — номер серии (ВМГ-133) или номинальное напряжение (у остальных выключателей). 2. В обозначении приводов: А — автоматический; Б — блинкерный; Г — грузовой; М — моторный (в приводе ПРАМ — модернизированный); Н — наружной установки; П — привод (в приводе ППМ, вторая буква П — пружинный); Р — с реле; С — соленоидный; У — универсальный; Ш — в шкафу; Э — электромагнитный. 3. Имеющиеся в городских электросетевых подстанциях взрыво- и пожароопасные баковые выключатели с большим объемом масла заменяются маломасляными выключателями ВМП-10, ВПМ-10, ВПМП-10 и др.

7.5. Силовые и измерительные трансформаторы

Силовые трансформаторы изготовляют по шкале номинальных мощностей (табл. 7.16).

В городских подстанциях напряжением 6—35 кВ применяют главным образом двухобмоточные масляные трехфазные трансформаторы I, II и III габаритов и номинальных мощностей, технические данные которых приведены в табл. 7.17.

Для компенсации потерь напряжения в передающих сетях, поддержания номинального напряжения в сетях и на зажимах электроприемников потребителей, а также для изменения напряжения в процессе эксплуатации трансформаторы снабжают переключающими устройствами со ступенями регулирования напряжения (табл. 7.18).

Имеющиеся в городских электрических сетях устаревшие и снятые с производства масляные выключатели (ВМБ-10, ВМГ-133 и др.) заменяют более совершенными выключателями, в том числе электромагнитными ВЭМ-10, автогазовыми ВГ-10М и др.

Таблица 7.16. Шкала номинальных мощностей, кВА, силовых трансформаторов

	Номинальные мощности трансформаторов, кВА												
По ГОСТ 401—41	10	•			20	30		50	—	75	—		
	100	125	180	—	240	320	420	560	—	750	—		
	1000	1350	1800	—	2400	3200	4200	5000	—	7500	—		
	—	—	—	15000	20000	31500	40500	—	60000	75000	90000		
	120000	125000	180000	—	240000	350000	—	—	—	—	—		
По ГОСТ 9680—61	10	—	16	—	25	—	40	—	63	—	—		
	100	—	160	—	250	—	400	—	630	—	—		
	1000	—	1600	—	2500	—	4000	—	6300	—	—		
	10000	—	16000	—	25000	32000	40000	—	63000	80000	—		
	100000	125000	160000	200000	250000	—	400000	500000	630000	800000	—		
	1000000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		

Примечание. ГОСТ 401—41 отменен, но приводятся потому, что в городских электрических сетях эксплуатируется большое количество трансформаторов номинальных мощностей, изготовленных ранее по этому ГОСТу.

Таблица 7.17. Технические данные трехфазных двухобмоточных масляных трансформаторов на напряжения 6—35 кВ

Тип трансформатора	Установочные размеры, мм				Масса, кг			Размер для подъема активной части, мм
	высота	ширина по фронту изоляторов	ширина поперек фронта изоляторов	расстояние между катками	активной части	масса	полная	
Трансформаторы габарита I								
ТМ-25/6-10	1200	1120	440	450	150	130	370	1920
ТМ-40/6-10	1250	1075	465	500	200	160	470	2100
ТМ-63/6-10	1385	1075	530	500	270	190	605	2400
ТМ-63/20	1680	992	755	550	310	250	700	2750
ТМ-100/6-10	1445	1150	800	550	350	220	720	2600
ТМ-100/20	1855	1190	855	550	450	430	1140	3150
ТМ-100/35	2130	1190	855	550	460	456	1220	3300
Трансформаторы габарита II								
ТМ-160/6-10	1585	1212	1000	550	490	290	1000	2800
ТМ-250/6-10	1720	1260	1040	550	640	310	1300	3080
ТМ-400/10	1850	1350	1122	550	890	530	1800	3350
ТМ-630/10	1945	1565	1275	820	1200	770	2650	4060
ТМ-1000/10	2550	2380	1360	1070	2000	1400	4740	4340
ТМ-1000/35	2840	2570	1595	1070	2400	1950	5640	4380
Трансформаторы габарита III								
ТМ-1600/10	3120	2270	2270	1070	2900	2300	6500	5175
ТМ-1600/35	3120	2270	2270	1070	3200	2430	7100	5200
ТМ-2500/10	3215	3340	2120	1594	3800	2270	7800	5810
ТМ-2500/35	3390	3530	2170	1594	4400	2500	8950	5810
ТМ-4000/10	3556	3900	3600	1594	5500	4100	13100	6200
ТМ-4000/35	3556	3900	3600	1594	5500	4100	13100	6200
ТМ-6300/10	3785	4230	3630	1594	8000	4900	16900	6850
ТМ-6300/35	3785	4230	3630	1594	8100	4800	17000	6850

Таблица 7.18. Ступени регулирования напряжения трансформаторов, рассчитанных на напряжения 6—35 кВ с переключающими устройствами ПБВ и РПН

Ступени регулирования, %	Напряжения ступеней, кВ			
Трансформаторы с ПБВ (переключение без возбуждения, т. е. при полностью отключенном от сети трансформаторе)				
+5	6,5	10,5	21	36,75
+2,5	6,3	10,25	20,5	35,87
Номинальная	6	10	20	35
—2,5	5,85	9,75	19,5	34,13
—5	5,7	9,5	19	33,25

Ступени регулирования	Напряжения ступеней, кВ			
Трансформаторы с РПН (регулирование под нагрузкой)				
+10	6,6	11	22	38,5
+8,34	6,5	10,83	21,67	37,92
+6,67	6,4	10,67	21,33	37,33
+5	6,3	10,5	21	36,75
+3,34	6,2	10,35	20,67	36,17
+1,67	6,1	10,17	20,33	35,58
Номинальная	6	10,00	20	35
—1,67	5,9	9,83	19,67	34,42
—3,34	5,8	9,67	19,33	33,83
—5	5,7	9,5	19	33,25
—6,67	5,6	9,33	18,67	32,67
—8,34	5,5	9,17	18,33	32,08
—10	5,4	9	18	31,05

Примечание. Приведенные величины напряжений на ступенях регулирования справедливы при холостом ходе трансформатора.

Измерительные трансформаторы. Трансформаторы тока. Трансформаторы с вторичными токами 5 или 1 А служат для изменения величины тока первичной цепи и для безопасного питания токовых цепей приборов учета, контроля, релейной защиты и автоматики распределительных устройств. Трансформаторы с вторичным током 1 А используют в открытых городских понизительных подстанциях при большой протяженности кабелей, электрически связывающих вторичные обмотки трансформаторов тока с токовыми обмотками приборов и реле. В городских ТП и РП на напряжения 6—35 кВ применяют трансформаторы тока с одним или двумя сердечниками классов точности 0,5; 1 и 3 с вторичным током 5 А (табл. 7.19).

Трансформаторы напряжения (табл. 7.20) используют в РУ, ТП и РП городских электрических сетей для питания цепей напряжения приборов учета, контроля, релейной защиты и автоматики.

7.6. Реакторы и разрядники

Реактор — это аппарат, выполненный в виде катушки с большим индуктивным сопротивлением, предназначенный для ограничения токов короткого замыкания в мощных электрических цепях и одновременного поддержания заданного уровня напряжения на шинах РУ при аварийных режимах. Реакторы устанавливают на сборных шинах РУ и отходящих линиях, включая их последовательно в три

Таблица 7.19. Технические данные трансформаторов тока на напряжения 6—35 кВ

Тип	$I_{ном}$ первичный, А	Варианты исполнения вторичных обмоток	Ток электродинамической стойкости (кратность), кА	Ток термической стойкости, кА (кратность / время, с)	Класс точности или обозначение обмотки	Номинальная вторичная нагрузка, В·А, класса точности			Масса, кг
						0,5	1,0	3,0	
Внутренней установки									
ТЛМ-6	300—400 600—1500	1/Р 0,5/Р	125	25/4	1,0 0,5	— 10	10 —	— —	27
ТЛМ-10	50—400 600—1500	Р/Р 0,5/Р	100 100	16/4 22,5/4	Р 0,5	— 10	— —	15 —	27
ТПЛ-10 ТПЛУ-10	10—400	Р/Р 0,5/Р	250	45 (60) /4	Р 0,5	15 10	— 15	— 30	10—16
ТПЛМ-10	10—400	Р/Р 0,5/Р	3,5—70	0,17—12,5/4	Р 0,5	— 10	— —	15 —	14—16
ТПОЛ-10	600—1500	Р/Р 0,5/Р	90—160	18—35/4	Р 0,5	15 10	— 15	30 30	18
ТПЛК-10	10—1500	Р/Р 0,5/Р	74,5	27/4	Р 0,5	— 10	— —	15 —	45
ТЛ-10	50—3000	Р/0,5	51—128	2,5—31,5/4	Р 0,5	10—20 —	— 15—30	— —	43—55
ТВЛМ-10	20—1500	Р/Р 0,5/Р	7—52	1—15/4	Р 0,5	— 10	— —	15 —	16—25
ТПШЛ-10	2000—5000	Р/Р 0,5/Р	—	35/3	Р 0,5	36 20	75 30	100 60	28—42
ТШЛ-10	2000—5000	Р/Р 0,5/Р	81	35/3	Р 0,5	30 20	60 30	75 50	40
ТПОЛ-20	400—1500	Р/Р 0,5/Р 1,0/Р	120	40/4	Р 0,5 1	30—50 20 —	— — 15	— — —	43
ТПОЛ-35	400—1500	Р/Р 0,5/Р 1,0/Р	100	40/4	Р — 1,0	— — —	15 — —	— — —	55
Наружной установки									
ТФН-35М	15—800 1000	Р/0,5	150 100	32/4	Р 0,5	20 50	100 —	— —	200
ТФНД-35М	15—630; 800—1000 1600; 2000	$Р_1/Р_2$/0,5	150 100 50	45/4 32,5/4 —	Р — —	30 — —	— — —	— — —	350

Примечания: 1. В обозначении типа: Т — трансформатор тока; В — втулочный; Д — с сердечником для дифзащиты; К — катушечный для КРУ (ТПЛК-10); Л — с литой изоляцией; М — модернизированный или малогабаритный; Н — наружной установки; О — одновитковый или опорный; П — проходной или для установки на плоских шинах; Ф — с фарфоровой изоляцией; Ш — шинный; число — $U_{ном}$, кВ. 2. Шкала $I_{ном}$ — 1—4000 А; $I_{2ном}$ — 1 и 5 А. 3. Классы точности ТТ: 0,2 — лабораторные; 0,5 — точное измерение энергии и мощности (счетчики 1-го класса — расчетные); 1,0 — измерение тока, энергии и мощности (реле, счетчики 2-го класса — контрольные); 3,0 — амперметры, фазометры, реле; 10 — токовые обмотки приводов выключателей; 5Р и 10Р — релейная защита. 4. ТТ с сердечниками Р предназначены для РЗ.

Таблица 7.20. Технические данные трансформаторов напряжения

Тип	$U_{ном}$, обмоток			$S_{ном}$ в классе точности, В·А			Мощность, В·А	Масса, кг
	ВН, кВ	$НН_{осн}$, В	$НН_{доп}$, В	0,5	1	3		
НОС-0,5	0,38; 0,5	100	—	25	50	100	200	9
НОМ-6	6	100	—	50	75	200	400	23
НОМ-10	10	100	—	75	150	300	640	35
НОМ-35	35	100	—	150	250	600	1200	86
НТС-0,5	0,38; 0,5	100	—	50	75	200	400	—
НТМК-6	6	100	—	75	150	300	640	47,5
НТМК-10	10	100	—	120	200	500	960	90
НТМИ-6	3	100	100/3	50	75	200	400	59
НТМИ-6	6	100	100/3	75	150	300	640	59
НТМИ-10	10	100	100/3	120	200	500	960	80

Примечания: 1. В обозначении типа: Н — напряжения; О — однофазный; Т — трехфазный; З — заземляемый; И — трехобмоточный (с обмоткой для контроля изоляции сети); М — с масляным охлаждением; число через дефис после букв $U_{ном}$, кВ. 2. Сопротивление изоляции вторичных обмоток ТН вместе с присоединенными к ним цепями, проверенное мегаомметром на 1000 В, должно быть не менее 1 МОм. 3. Классы точности трансформаторов напряжения: 0,5; 1; 3.

Таблица 7.21. Технические данные бетонных реакторов серии РБ и РБА напряжением 10 кВ

Тип реактора	Номинальный ток, А	Реактивная мощность, кВАр	Номинальная реактивность, %	Проходящая мощность трехфазного комплекта, кВА	Устойчивость: динамическая	Устойчивость: термическая	Наружный диаметр по бетону $D_б$, мм	Высота одной фазы $H_ф$, мм	Диаметр установки изоляторов $D_{из}$, мм	Число колонок	Число параллельных ветвей и сечение провода, мм²	Масса, кг
РБ-10-150-5	150	43,3	5	2598	7650	9000	1145	1025	810	10	1×70	765
РБА-10-150-5						9800					1×120	685
РБ-10-200-5	200	57,8	5	3468	10200	10870	1125	1000	795	10	1×95	710
РБА-10-200-5						11000					1×135	620
РБ-10-300-5	300	86,6	5	5202	15200	15300	1025	1025	730	10	1×135	680
РБА-10-300-5						15000					1×185	540
РБ-10-400-5	400	115,4	5	6930	20300	20000	1080	1025	785	12	1×185	800
РБА-10-400-5						19800					1×240	630
РБ-10-500-5	500	144,8	5	8670	25400	27600	1175	1115	810	10	2×120	975
РБА-10-500-5						26000					2×185	730
РБ-10-600-5	600	173	5	10410	30500	30000	1090	1205	760	10	2×135	950
РБА-10-600-5						31000					2×210	810

Продолжение табл. 7.21

Тип реактора	Номинальный ток, А	Реактивная мощность, КВАР	Номинальная реактивность, %	Проходная мощность трехфазного комплекта, КВА	Устойчивость: динамическая, кА	Устойчивость: термическая	Наружный диаметр по бетону $D_б$, мм	Высота одной фазы $H_ф$, мм	Диаметр установки на подпятнике $D_{п.}$, мм	Число колонок	Число параллельных ветвей в сечение провода, мм²	Масса, кг
РБ-10-600-10	600	347	10	10410	15200	26100	1450	1115	1085	14	2×120	1325
РБА-10-600-10						28000					2×185	1080
РБ-10-750-5	750	216	5	13020	38100	38000	1255	1025	960	14	2×185	1015
РБА-10-750-5						42300					2×240	770
РБ-10-750-10	750	433	10	13020	19100	3400	1230	1205	865	12	2×240	1015
РБА-10-750-10						52150					3×240	1075
РБА-10-1000-5	1000	289	5	17340	50800	56700	1350	1205	1055	16	3×173	1855
РБ-10-1000-10	1000	576	10	17340	25400	63000	1440	1205	1040	14	3×210	1300
РБА-10-1000-10												

Примечания: 1. В обозначении бетонных реакторов РБ и РБА: Р — реактор; Б — бетонный; А — с обмоткой из алюминиевого провода. Цифры после букв обозначают величины: номинального напряжения, кВ; номинального тока, А, и процентной реактивности, %. 2. Все приведенные в таблицах значения величин относятся к одной фазе. 3. Расстояния между осями витков одинаковы для всех типов реакторов и составляют по горизонтали 35 мм, по вертикали 45 мм. 4. Реакторы изготовляют с реактивностью 3, 4, 5, 6, 8 и 10 %. 5. $R_{из}$ обмоток реакторов относительно болтов крепления, проверенное мегаомметром на 1000—2500 В, должно быть не менее 0,5 МОм.

фазы, что искусственно увеличивает сопротивление цепи короткого замыкания, ограничивая ток к. з. Наличие реакторов позволяет применять аппараты менее мощные и более широкой номенклатуры по типам и характеристикам, поскольку выбор аппаратов РУ производится с учетом ограничения токов короткого замыкания реактором. Показателем токоограничивающей способности реактора является его процентная реактивность (табл. 7.21).

Разрядники. Подстанционные разрядники (табл. 7.22) служат для ограничения возникающих перенапряжений, что позволяет применять в РУ аппараты с изоляцией более низкой электрической

Таблица 7.22. Технические данные разрядников вентильных подстанционных серии РВП

Тип разрядника	Число: единичных искровых промежутков	Число: вилитовых дисков	Наибольшее допустимое напряжение, $кВ_{эфф}$	Пробивное напряжение промышленной частоты, $кВ_{эфф}$, не менее	Импульсное пробивное напряжение: кВ, не более	Импульсное пробивное напряжение: при предразрядном времени, мкс	Остающееся напряжение (при импульсном токе 3000 А), кВ, не более	Габаритные размеры, мм: высота	Габаритные размеры, мм: диаметр изолятора	Масса, кг
РВП-3	3	3—4	3,8	8,5	25	1,5	17	342	166	6,9
РВП-6	6	5—6	7,6	16	35	1,5	30	425	166	9,4
РВП-10	10	6—10	12,8	25	50	1,5	50	546	166	11,3

Примечания: 1. В обозначении вентильных разрядников: Р — разрядник; В — вентильный; П — подстанционный; цифры после букв обозначают номинальное напряжение, кВ. 2. Число срабатываний вентильного разрядника учитывается специально устанавливаемым прибором РВР (регистратором срабатываний вентильных разрядников).

прочности. Основным элементом разрядника является искровой промежуток, вольт-секундная характеристика которого должна быть ниже, чем характеристика защищаемого оборудования. В городских подстанциях напряжением 3—10 кВ используют вентильные разрядники (ВР), сопротивление которых резко падает при импульсных токах, чем и обеспечивается возможность протекания через разрядник большого тока при относительно небольшом падении напряжения на сопротивлении.

К вентильным разрядникам предъявляют следующие основные требования: а) искровой промежуток разрядника должен иметь определенную гарантированную электрическую прочность при частоте 50 Гц и при импульсах; б) разрядник не должен срабатывать при внутренних (коммутационных) перенапряжениях; в) остающееся напряжение на разряднике, характеризующее его ограничивающее

щую способность, не должно превышать величин, опасных для изоляции оборудования РУ; г) сопровождающий ток промышленной частоты должен отключаться за малое время в возможно широком диапазоне токов; д) разрядник должен быть способен выдержать большое число срабатываний без повреждений его внутренних и внешних частей.

При эксплуатации вентильных разрядников следует: а) измерять мегаомметром сопротивления ВР перед включением в сеть и при выводе в ремонт оборудования, к которому разрядники подключены; б) производить измерения при выпрямленном напряжении тока проводимости ВР с магнитным гашением дуги. Эти измерения должны проводиться 1 раз в 6 лет, и, кроме того, в тех случаях, когда при измерении мегаомметром обнаружено изменение сопротивления ВР на 30% и более.

7.7. Релейная защита и автоматика

Релейная защита состоит из аппаратов (реле), служащих для замыкания и размыкания электрической цепи или механического воздействия на отключающее устройство привода при заданном значении величины тока, напряжения, мощности или частоты. Реагируя на нарушение установленного режима работы электроустановки, релейная защита подает предупредительный сигнал, если нарушение находится в начальной стадии развития и непосредственно еще не опасно для защищаемого элемента электроустановки, или отключает его (мгновенно или с заданной выдержкой времени) — при нарушении, грозящем перейти в аварию.

По своему назначению все реле делятся на следующие три группы: а) *основные* — непосредственно реагирующие на изменение воздействующих величин (тока, напряжения, мощности и т. п.); б) *вспомогательные* — управляемые другими реле и выполняющие функции введения выдержки времени, передачи команды от одних реле к другим, воздействия на выключатели и т. п.; в) *сигнальные* (указательные) — фиксирующие действия защиты и управляющие световыми и звуковыми сигналами. Все реле имеют орган, воспринимающий изменения воздействующих величин, и орган исполнительный, производящий отключение выключателей, подачу предупредительных сигналов или запуск других реле. Некоторые реле, кроме указанных органов, снабжены органом выдержки времени.

Электрические реле в зависимости от характера изменения воздействующей на них величины делятся на *максимальные* срабатывающие, когда значение воздействующей величины превосходит заданную, и на *минимальные*, когда значение воздействующей величины снижается ниже заданной. По способу включения реле делятся на *первичные* и *вторичные*. У *первичного* реле воспринимающий орган включается непосредственно в цепь защищаемого элемента, а у *вторичного* воспринимающий орган включается на вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения или вторичные обмотки силовых трансформаторов, имеющих вторичное напряжение не более 400 В. В устройствах релейной защиты и автоматики городских электрических сетей широкое распространение получили: а) вторичные реле прямого действия, встраиваемые в привод выключателя, исполнительный орган которых механически воздействует на отключающее устройство привода; б) вторичные реле косвенного действия, у которых исполнительный орган только управляет цепью вспомогательного источника оперативного тока.

К релейной защите предъявляют ряд требований, основные из которых следующие: *селективность (избирательность)* — способность защиты отключать поврежденный участок ближайшим к нему отключающим аппаратом; *чувствительность* — способность защиты действовать в самом начале возникновения повреждения на защищаемом участке электроустановки. Чувствительность защиты всех типов оценивается коэффициентом чувствительности, определяемым отношением изменяющихся параметров; *надежность* — безотказность и правильность действия защиты во всех предусмотренных случаях появления повреждений или нарушений установленных режимов работы электроустановки; *быстродействие* — срабатывание приборов защиты при времени, не превышающем 0,04—0,1 с.

В городских электрических сетях применяются преимущественно максимальные токовые защиты с реле тока встроенных в приводы выключателей. Селективность действия максимальных токовых защит обеспечивается различным замедлением на разных участках электрической сети тем большим, чем ближе этот участок к источнику питания. Основными параметрами максимальной токовой защиты являются ток срабатывания и выдержка времени. Ток срабатывания $I_{с.з}$ защиты выбирают с учетом наибольшего рабочего тока нагрузки I_{max} коэффициентов надежности $K_н$ и возврата $K_в$ измерительного токового реле:

$$I_{с.з} = K_н I_{max}/K_в.$$

Ток срабатывания реле $I_{с.р}$ подсчитывают, вводя дополнительно коэффициенты трансформации трансформаторов тока $K_т$ и схемы $K_{сх}$: $I_{с.р} = I_{с.з}K_{сх}/K_т = K_н K_{сх} I_{max}/(K_в K_т)$. Коэффициент надежности $K_н$ обычно принимают равным 1,2—1,25. Коэффициент схемы $K_{сх}$, определяемый отношением тока в реле при симметричном режиме к вторичному току трансформатора тока, равен единице при соединении трансформаторов тока в звезду; $\sqrt{3}$ — при соединении трансформаторов тока в треугольник или на разность токов.

Аппараты устройств релейной защиты и автоматики. Современные устройства релейной защиты и автоматики городских электрических сетей выполнены в основном на вторичных реле прямого действия типов РТМ, РТВ, РН и РНВ и на электромагнитах, устанавливаемых в приводе выключателя. Каждому типу устанавливаемого в приводе реле и электромагнита присвоено цифровое обозначение (табл. 7.23).

Привод в зависимости от количества и типов устанавливаемых в нем реле и электромагнитов помимо своего основного обозначения (ПРБА, ППМ-10 и т. д.) получает дополнительно цифровое обозначение варианта исполнения (табл. 7.24).

Технические данные реле РТМ, РТВ и РНВ приведены в табл. 7.25 — 7.27.

Технические данные электромагнитов и реле, применяемых в устройствах релейных защит и автоматики городских электрических сетей, приведены в табл. 7.28—7.42.

Таблица 7.23. Условные цифровые обозначения реле и электромагнитов, устанавливаемых в приводах

Тип и характеристика реле и электромагнита	Условное цифровое обозначение реле и электромагнитов в приводах типа			
	ПРБА	ППМ-10	ППК-63	ПП-61
Реле				
Максимальное токовое мгновенного действия РТМ	1	1	1	1
То же, с выдержкой времени РТВ	2	2	2	2
Минимального напряжения мгновенного действия РН	3	—	—	—
То же, с выдержкой времени РНВ	—	6	6	6
Электромагниты				
Отключения для работы от быстронасыщающегося трансформатора тока ТКБ	5	—	5	—
То же, но для работы от независимого источника тока, постоянного или переменного	4	4	4	8
То же, но для работы от блоков питания или предварительно заряженных конденсаторов	—	8	—	—

Таблица 7.24. Варианты исполнения приводов с встроенными вторичными реле прямого действия и электромагнитами

Тип привода	Варианты исполнения приводов
ПРБА	110; 220; 112; 113; 114; 224; 400; 350; 455; 500
ППМ-10	1124; 1140; 1144; 1146; 1224; 1446; 1114; 2240; 2244; 2246; 4400; 4408
ППК-63	1124; 1140; 1144; 1146; 1224; 1244; 1246; 1400; 2240; 2244; 2246; 2400; 4000; 4400; 4440; 4450; 4556
ПП-61	10 000; 11 000; 11 100; 11 122; 11 200; 11 220; 11 226; 11 228; 11 600; 11 800; 12 200; 12 260; 12 280; 12 600; 12 800; 16 000; 20 000; 22 000; 22 600; 22 800; 68 000; 80 000

Примечания: 1. В обозначении варианта исполнения привода общее число цифр равно общему числу реле и электромагнитов, которые могут быть установлены в данном приводе, а число одинаковых цифр равно числу встроенных в привод реле и электромагнитов данного типа. Отсутствующие в приводе реле и электромагниты указываются в обозначении варианта исполнения привода цифрой 0. 2. В приводах ППМ-10, ППК-63 и ПП-61, кроме указанных реле и электромагнитов отключения, устанавливают по одному электромагниту для дистанционного включения и отключения, которые условных цифровых обозначений не имеют и в варианте исполнения привода не указываются.

Таблица 7.25. Технические данные реле РТМ

Тип и варианты исполнения реле	$I_{уст}$ тока срабатывания, А	Потребляемая мощность, ВА, при токе срабатывания		Число витков обмотки	Марка и сечение провода, мм
		сердечник опущен	сердечник втянут		
Реле РТМ привода ПП-61 рижского завода «Латвэнерго»					
РТМ-I	5; 7,5 10; 15	16; 20 28; 26	58; 67 90; 73	250; 184 155; 92	ПЭЛБО, 1,56
РТМ-II	10; 15 20; 25	23; 20 28; 40	71; 62 79; 100	150; 86 75; 68	ПЭЛБО, 1,81
РТМ-III	30; 40 50; 60	66; 108 143; 104	220; 310 345; 200	76; 69 57; 30	ПЭЛБО, 1,81
РТМ-IV	75; 100 125; 150	210; 365 420; 330	570; 800 800; 570	55; 51 36; 20	ПБД, 2,44

Тип и варианты исполнения реле	$I_{уст}$ тока срабатывания, А	Потребляемая мощность, А, при токе срабатывания		Число витков обмотки	Марка и сечение провода, мм
		сердечник опущен	сердечник втянут		
Реле РТМ привода ПГМ-10 завода «Электроаппарат»					
РТМ-5-15	5; 10; 15	18; 50; 105	50; 160; 300	220	ПБД, 1,81
РТМ-10-30	10; 20; 30	20; 50; 120	75; 200; 360	110	ПБД, 1,81
РТМ-20-60	20; 40; 60	22; 84; 210	72; 216; 400	55	ПБД, 1,81
РТМ-40-120	40; 80; 120	44; 200; 552	88; 320; 760	27	ПБД, 1,81

Примечание. Отклонение величин тока срабатывания и потребления мощности в пределах ±10 %, указанных в таблице.

Технические данные реле максимального тока РТ-80

$I_{ном}$, А	5 и 10
Уставки на ток срабатывания, А	2—5 и 4—10
Уставки на время срабатывания, с	0,5—4 и 2—16
Габаритные размеры, мм	213×160×148
Масса, кг	3,8

Таблица 7.26. Технические данные реле РТВ

Тип и вариант исполнения реле	$I_{уст}$ тока срабатывания реле, А	Число витков обмотки	Марка и сечение провода, мм	Сопротивление реле при токе срабатывания, Ом	
				сердечник опущен	сердечник втянут
Реле РТВ рижского завода «Латвэнерго»					
РТВ-I и РТВ-IV	5; 6 7,5; 10	307; 258 218; 156	ПЭЛБО, 1,81	1,6; 1 0,73; 0,4	4,45; 2,8 2,1; 1,13
РТВ-II и РТВ-V	10; 12,5; 15; 17,5	151; 120; 106; 92	ПБД, 2,44	0,4; 26; 0,2; 15	0,14; 0,73; 0,56; 0,41
РТВ-III и РТВ-VI	20; 25; 30; 35	69; 59; 52; 48	ПБД, 2,44	0,09; 0,07; 0,05; 0,04	0,27; 0,19; 0,14; 0,12

Тип и вариант исполнения реле	$I_{уст}$ тока срабатывания реле, А	Число витков обмотки	Марка и сечение провода, мм	Сопротивление реле при токе срабатывания, Ом	
				сердечник опущен	сердечник втянут
Реле РТВ завода «Электроаппарат»					
РТВ-5-10	5; 6; 7 8; 8; 10	300; 250; 215 188; 167; 150	ПСД, 1,81 -	2,18; 1,51; 1,12; 0,88; 0,68; 0,54;	3,88; 2,66; 2,10; 1,61; 1,52; 1,07
РТВ-11-20	11; 12; 14; 16; 18; 20	130; 124; 104 85; 73; 69	ПСД, 2,26	0,50; 0,45; 0,33 0,23; 0,19; 0,17	0,96; 0,90; 0,65; 0,46; 0,35; 0,33
РТВ-20-35	20; 22; 24; 27; 30; 35	70; 63; 59; 55; 51; 45	ПСД, 2,26	0,17; 0,16; 0,15 0,14; 0,13; 0,12	0,33; 0,29; 0,27; 0,25; 0,22; 0,19

Примечания: 1. Точность по току срабатывания реле РТВ ±10 % уставки по шкале. 2. Выдержка времени в независимой части реле 0—4 с.

Таблица 7.27. Технические данные реле минимального напряжения РНВ

Тип привода	Тип реле	$U_{ном}$, В	Обмотка			Сопротивление, Ом	
			число витков	марка провода	диаметр, мм	полное при втянутом сердечнике	активное
ПГ1-61	РНВ-Л	100 127 220 380	2700 3480 6000 10300	ПЭВ-2	0,47 0,41 0,31 0,23	330 540 1600 4800	— — — —
ППМ-10 ППК-63	РНВ РНВ	100 220	2720 6000	ПЭЛ ПЭЛ	0,44 0,29	330 1600	38,9 190

Примечания: 1. Напряжение срабатывания 35—65 %, напряжение возврата 65—85 % номинального. 2. Выдержка времени 0—4 с.

Таблица 7.28. Технические данные электромагнитов отключения и включения привода ПП-61 рижского завода «Латвэнерго»

Электромагнит	Род тока	$U_{ном}$, В	Сопротивление, Ом		Потребление при номинальном напряжении, В·А		Обмотка		
			сердечник опущен	сердечник поднят	сердечник опущен	сердечник поднят	число витков	марка провода	диаметр провода, мм
Дистанционного отключения	Постоянный	24	6,8	—	85	—	1700	ПЭЛ	0,86
		36	15,2	—			2650		0,69
		48	27,1	—			3300		0,62
		110	142	—			7500		0,41
		220	570	—			15000		0,29
	Переменный	100	22,1	42,5	550	285	1220	ПЭЛБО	0,74
		127	32,6	62	500	260	1550		0,64
		220	96	183	500	260	2650		0,51
Дистанционного включения	Постоянный	24	8,9	—	65	—	2000	ПЭЛ	0,8
		36	20	—			3000		0,67
		48	35,6	—			4000		0,57
		110	184	—			9000		0,38
		220	734	—			17000		0,27
	Переменный	100	33,3	100	30	100	1525	ПЭЛБО	0,57
		127	54	160			1950		0,51
		220	162	480			3350		0,38
Релейного отключения	Постоянный	24	16,5	—	35	—	2150	ПЭЛ	0,57
		36	37	—			3200		0,47
		48	66	—			4200		0,41
		110	346	—			9500		0,27
		220	1380	—			19500		0,19
	Переменный	100	55,5	134	180	75	2050	ПЭЛ	0,44
		127	90	215			2600		0,41
		220	268	650			4500		0,31

Примечания: 1. Напряжение срабатывания электромагнитов отключения 65 %, электромагнитов включения 85 % номинального. 2. Для электромагнитов отключения верхний предел рабочего напряжения составляет 120 % номинального.

Таблица 7.29. Технические данные электромагнитов отключения и включения приводов ППМ-10 и ППК-63

Электромагнит	Род тока	$U_{ном}$, В	Сопротивление, Ом		Потребление, ВА		Обмотка		
			сердечник опущен	сердечник втянут	сердечник опущен	сердечник втянут	число витков	марка провода	диаметр, мм
Отключения	Постоянный	24	3,7	—	156	—	1100	ПЭЛ	1
		48	14,9	—	156	—	850		0,35
		110	88	—	138	—	1600		0,2
		220	336	—	146	—	3220		0,15
	Переменный	100	—	34,5	—	290	830	ПЭЛ	0,5
		127	335	508	480	330	1100		0,38
		220	100	147	480	330	1870		0,2
		380	400	585	360	240	3500		0,2
Включения	Постоянный	24	3,7	—	156	—	1100	ПЭЛ	1
		48	7,4	—	310	—	1190		0,69
		110	36	—	338	—	2720		0,44
		220	156	—	310	—	5500		0,31
	Переменный	100	—	34,5	—	290	830	ПЭЛ	0,51
		127	335	508	480	320	1100		0,38
		220	100	147	480	330	1870		0,29
		380	400	585	360	240	3500		0,2
Отключения	Переменный от ТКБ	Номинальный ток срабатывания 3,5А	3,25	—	40	—	350	ПБД	1,35

Примечания. 1. Токовый электромагнит отключения для работы от ТКБ устанавливается только в приводе ППК-63. 2. Напряжение срабатывания электромагнитов отключения 65 %, электромагнитов включения 90 % номинального. 3. Верхний предел рабочего напряжения 120 % номинального для электромагнитов отключения и 110 % — для электромагнитов включения.

Таблица 7.30. Технические данные электромагнитов отключения привода ПРБА

Род тока	$U_{ном}$, В	Потребляемая мощность, ВА	Сопротивление, ОМ	Обмотка		
				число витков	марка провода	диаметр провода, мм
Постоянный	24 48 110 220	120 121 138 154	4,8 19 87,5 311	415 725 1600 3220	ПЭЛ	0,44 0,29 0,2 0,15
Переменный	110—127 220 380	420 483 361	38,5 100 400	1100 1800 3500	ПЭЛ	0,38 0,29 0,2
Переменный от ТКБ	Номинальный ток срабатывания 3,5 А	40	3,25	350	ПБД	1,35

Примечания: 1. Данные для электромагнитов переменного тока при опущенном сердечнике. 2. Напряжение срабатывания составляет 65 %, а верхний предел рабочего напряжения — 120 % номинального.

Таблица 7.31. Технические данные реле повторного включения типа РПВ-358

$U_{ном}$ (среднее выпрямленное), В	$I_{ном}$ токи удерживания токовой обмотки промежуточного реле, А	Время готовности к повторному действию, с	Предел регулирования времени элемента выдержки времени, с	Мощность, потребляемая токовой обмоткой промежуточного реле при номинальном токе, Вт
110	0,25; 0,5 1; 2,5 и 4	15—25	0,5—9	Не более 1,25

Примечания: 1. Реле типа РПВ применяется в схемах АПВ электроустановок, работающих на оперативном переменном или постоянном токе. 2. Питание реле РПВ-358 может осуществляться от специального выпрямительного устройства (например, от блока питания типа БПН-100). 3. Допустимое отклонение времени срабатывания реле РПВ-358 от показаний шкалы ±0,25 с при уставке времени 5 с.

Таблица 7.32. Технические данные реле максимального тока ЭТ-500

Тип реле	Пределы уставок тока срабатывания при параллельном соединении катушек, А	Потребляемая мощность при минимальном токе уставки, ВА	Пределы уставок тока срабатывания при последовательном соединении катушек	Термическая устойчивость		Габаритные размеры, мм	Масса, кг
				длительная, А	однократная, А		
ЭТ-521/0,2	0,05—0,2	0,1	0,05—0,1	0,3	12	116×128×141	1,1
ЭТ-521/0,6	0,15—0,6	0,1	0,15—0,3	1	45		
ЭТ-521/2	0,5—2	0,1	0,5—1	4	100		
ЭТ-521/6	1,5—6	0,1	1,5—3	10	300	116×128×141	1,1
ЭТ-521/10	2,5—10	0,15	2,5—5	10	300		
ЭТ-521/20	5—20	0,25	5—10	15	300		
ЭТ-521/50	12,5—50	1	12,5—25	20	450		
ЭТ-521/100	25—100	2,5	25—50	20	450		
ЭТ-521/200	50—200	10	50—100	20	450		
ЭТ-522/0,2	0,05—0,2	0,1	0,05—0,1	0,3	12	116×138×141	1,1
ЭТ-522/0,6	0,15—0,6	0,1	0,05—1,3	1	45		
ЭТ-522/2	0,5—2	0,1	0,5—1	4	100		
ЭТ-522/6	1,5—6	0,1	1,5—3	10	300		
ЭТ-522/10	2,5—10	0,15	2,5—5	10	300		
ЭТ-522/20	5—20	0,25	5—10	15	300		
ЭТ-522/50	12,5—50	1	12,5—25	20	450	116×128×141	1,1
ЭТ-522/100	25—100	2,5	25—50	20	450		
ЭТ-523/0,2	0,05—0,2	0,1	0,05—0,1	0,3	12	116×128×141	1,2
ЭТ-523/0,6	0,15—0,6	0,1	0,15—0,3	1	45		
ЭТ-523/2	0,5—2	0,1	0,5—1	4	100		
ЭТ-523/6	1,5—6	0,1	1,6—3	10	300		
ЭТ-523/10	2,5—10	0,15	2,5—5	10	300		
ЭТ-523/20	5—20	0,25	5—10	15	300		
ЭТ-523/50	12,5—50	1,0	12,5—25	20	450		
ЭТ-523/100	25—100	2,5	25—50	20	450		
ЭТ-523/1Д	0,15—1	0,3	—	7	300	175×195×180	3,5

Примечания: 1. В обозначении типа реле ЭТ-520: Э — электромагнитное; Т — токовое. Цифры после букв: первые две — обозначение заводской серии; третья цифра указывает исполнение контактов: ЭТ-521 — 1 з. контакт, ЭТ-522 — 1 р. контакт, ЭТ-523 — 1 з. и 1 р. контакты. Цифра после дроби указывает максимальный ток срабатывания реле. 2. Ток срабатывания и термическая устойчивость указаны в таблице для последовательно соединенных катушек. При параллельном соединении эти данные должны быть удвоены. 3. Реле ЭТ-521, ЭТ-522 и ЭТ-523 сняты с производства и заменены новыми реле РТ-40 (см. табл. 7.33).

Таблица 7.33. Технические данные реле максимального тока РТ-40

Тип реле	$I_{ном}$, А	Потребляемая мощность, ВА	Пределы уставок тока срабатывания, с	Термическая устойчивость	
				$I_{дл}$, А	$I_{1с}$, А
РТ-40/0,2	0,5	0,2	0,05—0,1	0,55	15
РТ-40/0,6	1,6	0,2	0,15—0,3	1,75	50
РТ-40/2	3,8	0,2	0,5—1	4,15	100
РТ-40/6	10	0,5	1,5—3	11	300
РТ-40/10	16	0,5	2,5—5	17	400
РТ-40/20	18	0,5	5—10	19	400
РТ-40/50	25	0,8	12,5—25	27	500
РТ-40/100	25	1,8	25—50	27	500
РТ-40/200	25	8	50—100	27	500

Примечания: 1. Приведенные величины номинального тока, пределов уставок тока и термической устойчивости реле РТ справедливы при последовательном соединении катушек; при параллельном соединении эти величины должны быть удвоены. 2. Контактная система реле состоит из одного замыкающего и одного размыкающего контактов разрывной мощностью: 60 Вт — в цепи постоянного тока с индуктивной нагрузкой; 300 ВА — в цепи переменного тока. Длительно допустимый ток 2 А. 3. Реле рассчитано для работы при температуре окружающего воздуха от —20 до 40°С. 4. Погрешность реле составляет ±5 % при температуре окружающего воздуха 20°С.

Таблица 7.34. Технические данные индукционного реле максимального тока серии ИТ-80

Тип реле	$I_{ном}$, А	Пределы уставок на ток срабатывания реле, А	Пределы уставок на время срабатывания реле, с
ИТ-81/1	10	4—10	0,5—4
ИТ-81/2	5	2—5	0,5—4
ИТ-82/1	10	4—10	2—16
ИТ-82/2	5	2—5	2—16
ИТ-83/1	10	4—10	1—4
ИТ-83/2	5	2—5	1—4
ИТ-84/1	10	4—10	4—16
ИТ-84/2	5	2—5	4—16
ИТ-85/1	10	4—10	0,5—4
ИТ-85/2	5	2—5	0,5—4
ИТ-86/1	10	4—10	4—16
ИТ-86/2	5	2—5	4—16

Примечания: 1. Реле серии ИТ-80 являются комбинированными и состоят из двух элементов: индукционного — с выдержкой времени; электромагнитного — мгновенного действия, создающего «отсечку» при больших значениях тока к.з. (пределы уставок на

кратность тока срабатывания 2—8). 2. Коэффициент возврата индукционного элемента 0,85. Потребляемая мощность — около 10 ВА при токе, равном току срабатывания индукционного элемента. 3. Реле типов ИТ-85 и ИТ-86 применяются в устройствах защиты на оперативном переменном токе. 4. Размеры реле 259×148×160 мм; масса 3,7 кг.

Таблица 7.35. Реле мощности типа ИМБ (РМБ)

Тип реле	Номинальный ток, А	Количество Р контактов	Угол максимальной чувствительности, град	Мощность срабатывания при угле максимальной чувствительности и токе, ВА		Потребляемая мощность, ВА		Масса, кг
				5 А, не более	50 А, не более	цепи напряжения	цепи тока	
ИМБ-171А/1 ИМБ-171А/2	5 1	1 1	30	13 13	50 10	35	6	4,3
ИМБ-171А/1 ИМБ-171А/2	5 1	1 1	45	25 5	100 20	25	6	4,3
ИМБ-178А/1 ИМБ-178А/2	5 1	1 1	70	20 5	70 14	15	6	4,3

Примечания: 1. В обозначении типа реле ИМБ: И — индукционное; М — мощность; Б — быстродействующее; цифры после буки — обозначение заводской серии. 2. Время срабатывания реле при пятикратной мощности трогания и угле максимальной чувствительности не превышает 0,04 с. 3. Реле мощности ИМБ-171А и ИМБ-178А сняты с производства, но еще сохранились в эксплуатируемых устройствах релейной защиты городских электрических сетей. 4. Реле ИМБ заменены реле РБМ аналогичного назначения, но более совершенной конструкции.

Таблица 7.36. Технические данные реле времени ЭВ-100 и ЭВ-200

Тип реле	Номинальные напряжения, В	Пределы уставок на время срабатывания, с	Разброс времени срабатывания, с	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
ЭВ-112; ЭВ-113; ЭВ-114; ЭВ-217; ЭВ-218; ЭВ-215	24; 48; 110; 220; 100; 127; 220	0,1—1,3	0,06	130×96×141	1,5

5 Зак. 278

Продолжение табл. 7.36

Тип реле	Номинальные напряжения, В	Пределы уставок по времени срабатывания, с	Разброс времени срабатывания, с	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
ЭВ-122; ЭВ-123; ЭВ-124; ЭВ-227; ЭВ-228; ЭВ-225	24; 48; 110; 220; 100; 127; 220	0,25—3,5	0,12	130×96×141	1,5
ЭВ-132; ЭВ-133; ЭВ-134; ЭВ-237; ЭВ-238; ЭВ-235	24; 48; 110; 220; 100; 127; 220	0,5—9	0,25		
ЭВ-142; ЭВ-143; ЭВ-144; ЭВ-247; ЭВ-248; ЭВ-245	24; 48; 110; 220; 100; 127; 220	2—20	0,8		

Примечания: 1. Под разбросом понимают разность между максимальным и минимальным временем срабатывания при десяти измерениях на одной и той же уставке времени, при номинальном напряжении на катушке реле и при температуре окружающего воздуха 20°С. 2. Реле типа ЭВ электромагнитные с часовым механизмом применяются в схемах релейной защиты и автоматики на оперативном постоянном токе (ЭВ-112-142; ЭВ-113-143; ЭВ-114-144) и на оперативном переменном токе (ЭВ-217-247; ЭВ-218-248; ЭВ-215-245) для создания выдержки времени. 3. Контакты реле типов ЭВ-112-144 и ЭВ-217-248 работают с выдержкой времени на замыкание при подаче напряжения на катушку, а реле типа ЭВ-215-245 — при снятии или исчезновении напряжения на катушке реле.

Таблица 7.37. Технические данные промежуточных реле типа ЭП

Тип реле	$U_{ном}$, В	$I_{ном}$, А
ЭП-101А; ЭП-103А ЭПВ-32	24; 48 110; 200	— —
ЭП-131	48; 110; 220	1; 2; 4
ЭПВ-11 ЭПВ-12	24; 48 110; 220	— —
ЭП-132	24; 48; 110; 220	1; 2; 4
ЭПВ-11/3 ЭПВ-11/4	24; 48 110; 220	2; 4; 6 1; 2; 4

Примечания: 1. Реле типа ЭП электромагнитные клапанного типа, мгновенного действия. Они срабатывают при 70 % номинального напряжения. 2. Потребляемая мощность реле при номинальном напряжении составляет 7 Вт. 3. Промежуточные реле применяются в качестве вспомогательных в устройствах РЗА, когда коммутационная способность или число контактов основных реле недостаточны. 4. Размеры реле 86×111×142 мм, масса — 0,9 кг.

Таблица 7.38. Технические данные шунтовых промежуточных реле типов РП-25, РП-26, РП-311

Тип реле	$U_{ном}$, В	Напряжение четкого срабатывания (% к номинальному), В	Потребляемая мощность (при номинальном напряжении и притянутом якоре), ВА, не более	Число контактов
РП-25; РП-26	100; 127; 220	85	10	1 з. и 4 р.
РП-311	100; 127; 220	70	6	2 нер. и 2 з.

Примечания: 1. Разрывная мощность контактов: для реле РП-25 и РП-26 составляет 100 ВА при токе до 10 А; для реле РП-311—450 ВА при токе до 2 А. Мощность контактов реле РП-311 на замыкание 100 ВА при токе до 15 А. 2. Размеры реле 111×66×115 мм, масса — 0,7 кг.

Таблица 7.39. Технические данные сигнальных реле тока типа ЭС-21

Тип	$I_{ср}$, А	Сопротивление, Ом	Длительно допустимый ток, А	Односекундная термическая устойчивость, А	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
ЭС-21/0,01	0,01	2200	0,025	1	95×95×108	0,5
ЭС-21/0,015	0,015	1000	0,04	1,5		
ЭС-21/0,025	0,025	320	0,06	2,5		
ЭС-21/0,05	0,05	70	0,125	5		
ЭС-31/0,075	0,075	30	0,2	7,5		
ЭС-21/0,1	0,1	18	0,25	10		
ЭС-21/0,15	0,15	8	0,4	15		
ЭС-21/0,25	0,25	3	0,6	25		
ЭС-21/0,5	0,5	0,7	1,25	50		
ЭС-21/1	1	0,2	2,5	100		

Примечания: 1. Реле ЭС-21 исполняется для установки на вертикальной плоскости. Внешние провода присоединяются к реле сзади. 2. Потребляемая мощность катушки реле около 0,25 Вт. Разрывная мощность контактов в цепи постоянного тока с индуктивной нагрузкой 50 Вт, в цепи переменного тока 250 ВА при напряжении до 250 В и токе до 2 А.

4* Зак. 273

Таблица 7.40. Технические данные сигнальных реле напряжения типа ЭС-21

Тип	$U_{ном}$, В	Длительно допустимое напряжение, В	Напряжение срабатывания, В	Сопротивление, Ом	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
ЭС-21/220	220	242	132	28000	35×95×108	0,5
ЭС-21/110	110	121	66	7500		
ЭС-21/48	48	53	29	1440		
ЭС-21/24	24	26,5	14,5	3600		
ЭС-21/12	12	13,5	7,2	87		

Примечание. Потребляемая мощность катушки около 1,75 Вт.

Таблица 7.41. Технические данные реле максимального напряжения и реле минимального напряжения типа ЭН

Тип реле	Пределы уставки напряжения срабатывания, В	Длительно допустимое напряжение при последовательном соединении катушек, В	Потребляемая мощность, ВА	Коэффициент возврата	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
Реле максимального напряжения ЭН-524 и ЭН-526						
ЭН-524/60	15—60	70	Около 1 ВА при напряжении минимальной уставки	0,85	94×128×141	1,1
ЭН-524/200	50—200	220				
ЭН-524/400	100—400	440				
ЭН-526/60	15—60	70				
ЭН-526/200	50—200	220				
ЭН-526/400	100—400	440				
Реле минимального напряжения ЭН-528 и ЭН-529						
ЭН-528/48	12—48	70	Около 1 ВА при напряжении минимальной уставки	1,18	94×128×141	1,1
ЭН-528/160	40—160	220				
ЭН-528/320	80—320	440				
ЭН-529/48	12—48	70				
ЭН-529/160	40—160	220				
ЭН-529/320	80—320	440				

Примечания: 1. В обозначении реле ЭН: Э — электромагнитное; Н — напряжения (максимального или минимального). Цифры, стоящие после букв, обозначают заводскую серию; цифры, стоящие после дробной черты, — пределы уставки напряжения, В. 2. Реле ЭН-524 имеют 1 з. контакт, а реле ЭН-528—1 р. контакт. Все остальные типы реле серии ЭН имеют по 1 з. или 1 р. контакту. 3. Реле ЭН-524 и ЭН-526 сняты с производства и заменены новыми реле РН-54, а реле ЭН-528 и ЭН-529 заменены реле РН-53 (см. табл. 7.42).

Таблица 7.42. Основные технические данные реле РН

Тип реле	$U_{ном}$ диапазона, В		Пределы уставки тока, А	Диапазон уставки			
				первый		второй	
	первого	второго		напряжение срабатывания, В	длительно допустимое напряжение, В	напряжение срабатывания, В	длительно допустимое напряжение, В
Для максимального реле							
РН-53/60	30	60	15—60	15—30	33	31—60	66
РН-53/200	100	200	50—200	50—100	110	100—200	220
РН-53/400	200	400	100—400	100—200	220	200—40	440
РН-53/60Д	100	200	15—60	15—30	110	30—66	220
Для минимального реле							
РН-54/48	30	60	12—48	12—24	33	24—48	66
РН-54/160	100	200	40—160	40—80	110	80—160	220
РН-54/320	200	400	80—320	80—160	220	160—320	440

Примечания: 1. Контактная система реле состоит из 1 з. и 1 р. контактов разрывной мощностью (при напряжении до 220 В и токе до 2 А); 60 Вт в цепи постоянного тока с индуктивной нагрузкой и 300 ВА в цепи переменного тока. 2. Отклонение величин напряжения срабатывания от обозначенных на каждой установке шкалы составляет не более ±8 % при температуре 20°С. 3. Переход с первого диапазона на второй осуществляется включением в цепь реле двух добавочных сопротивлений. 4. Реле РН рассчитано для работы в цепях переменного тока с номинальной частотой 50—60 Гц и при температуре окружающей среды от —20 до 40°С.

Ниже рассмотрены конструктивное исполнение и действие реле наиболее широко применяемых в устройствах РЗА городских электрических сетей.

Реле тока мгновенного действия (*РТМ* (рис. 7.III,*а*) имеют обмотку *4* на каркасе *3*, внутрь которого вставлена латунная гильза *5* с контрполюсом *2* в верхней части. В гильзу заключен подвижный сердечник *7* с ударником *1*, а снизу гильзы закреплен стакан *8* с регулировочным винтом *9*. Немагнитная шайба *6* предотвращает прилипание сердечника к контрполюсу после срабатывания реле. Изменять ток срабатывания реле можно ступенями, изменяя число включенных витков обмотки и плавно изменяя регулировочным винтом *9* начальное положение сердечника. При прохождении по обмотке реле тока, достаточного для его срабатывания, сердечник втягивается и ударник воздействует на отключающий механизм привода. В защитах с реле мгновенного действия дополнительно используют реле промежуточные, выдержки времени и указательные.

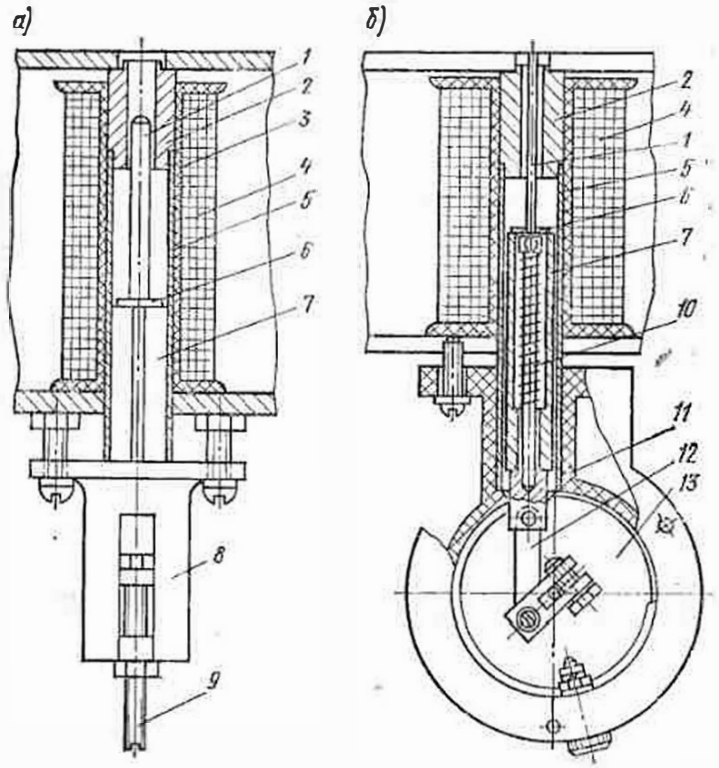


Рис. 7.11. Реле тока прямого действия
а — мгновенного (РТМ); *б* — с зависимой выдержкой времени (РТВ)

Реле тока с зависимой выдержкой РТВ (см. рис. 7.11,*б*) отличаются от реле РТМ тем, что вместо стакана с регулировочным винтом у них снизу закреплен корпус *11* с механизмом *13* выдержки времени, связанный системой рычагов *12* с сердечником *7*, который снизу пружиной *10* с ударником *1*. При срабатывании реле сердечник *7* втягивается, сжимая пружину *10*, усилие которой через ударник *1* и систему рычагов *12* передается механизму *13* выдержки времени. Через заданное время механизм выдержки времени освобождает ударник, который под действием пружины *7* выталкивается вверх и воздействует на отключающий механизм привода.

Электромагнитное токовое реле РТ40 (рис. 7.12, *а—в*) имеет закрепленную на поколе *17* фигурную алюминиевую стойку *3*, на которой размещены П-образный магнитопровод *1* с обмоткой *2* и подвижная система, подвешенная на верхней цапфе *5*, состоящая

из якоря *15*, несущего пластмассовую колодку *6* с подвижным контактом *7*, и гасителя колебаний *1*. На основании *8* закреплены две пары неподвижных контактов *19* с передними *20* и задними *18* упорами, шкала *9* и узел регулировки уставок, который состоит из стальной скобы *11*, фасонного винта *21* с гайкой *22*, втулкой *12* и пружинной шайбой *23* и указателя уставок *10*. Противодействующая пружина *13* наружным концом связана с поводком *14*, а внутренним — с втулкой *12*. Упор *16* определяет исходное положение подвижной системы.

При прохождении тока по обмотке *2* создается магнитный поток, под действием которого якорь *15* притягивается к полюсам магнитопровода, стремясь повернуть подвижную систему по часовой стрелке, но этому препятствует противодействующая пружина *13*. При увеличении тока в обмотке и достижении им определенного значения $I_{с.р}$, называемого током срабатывания реле, подвижная система, преодолевая противодействие пружины *13*, поворачивается и размыкающие (правые) контакты расходятся, а замыкающие (левые) сжимаются. Если после срабатывания реле ток в обмотке уменьшится до определенного значения $I_в$, называемого током возврата реле, подвижная система возвратится в исходное положение: замыкающие (левые) контакты разомкнутся, а размыкающие (правые) замкнутся.

Коэффициент возврата равен

$$K_в = I_в / I_{с.р}.$$

Большое распространение в схемах устройств релейной защиты получили индукционные реле РТ-80. В реле РТ-80 (рис. 7.13) разомкнутый магнитопровод *20* с обмоткой *15* и короткозамкнутым витком *22* вместе с алюминиевым диском *21* и тормозным магнитом *36* образует индукционный воспринимающий элемент, а с ярмом *19* и якорем *10* — электромагнитный. Исполнительным элементом служат мощные контакты *6* и *7*, которые позволяют часто обходиться без промежуточных реле. Промежуточный элемент, связывающий воспринимающий и исполнительный, состоит из червяка *3*, закрепленного на оси *26* алюминиевого диска *21*, и зубчатого сектора *1*, вращающегося на оси, закрепленной скобой *37*, и опирающегося рычагом *8* на поводок *23*, который винтом *35* закрепляется в нужном положении на шкале *34* уставок времени. Ось диска *21* находится в подшипниках *2*, размещенных в рамке *33*, подвижно установленной в подпятниках *38*, расположенных в стойках *30*. Угол поворота рамки *33*, которая удерживается в исходном положении пружиной *29*, связанной с пружинящей скобой *32*, ограничивается упорным винтом *25* с гайкой *24*. Для изменения положения и натяжения пружины *32* служат регулировочные винты *28* и *31*.

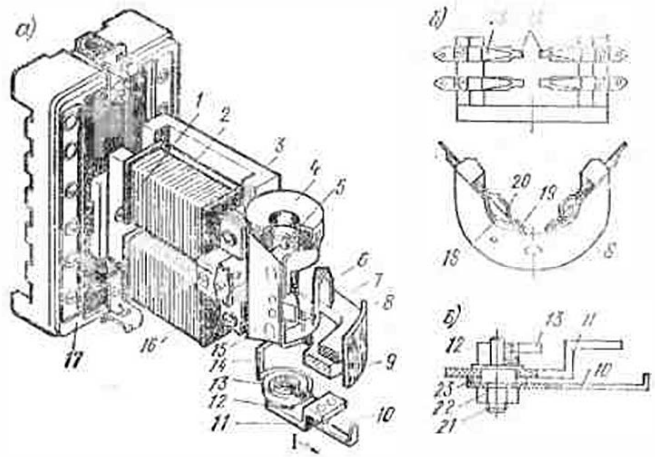


Рис. 7.12. Электромагнитное токовое реле РТ-40
а — общий вид; *б* — основание с неподвижными контактами; *в* — узел регулировки уставок

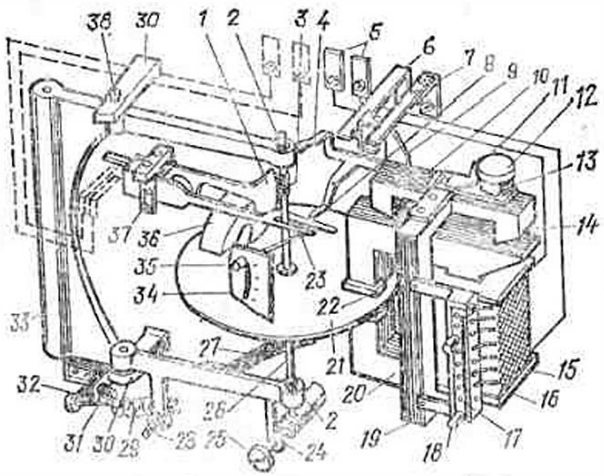


Рис. 7.13. Реле максимального тока РТ-80

Обмотка *15* для регулирования тока срабатывания выполнена с ответвлениями *16*, выведенными на штепсельный переключатель *17*. Уставка по току определяется положением штепсельных винтов *18*. Питание к обмотке подается через зажимы *5*. Ток срабатывания отсечки регулируют, изменяя расстояния между правым концом якоря и магнитопроводом регулировочным винтом *12* со шкалой уставок *13*. Упорная пластинка *11* предотвращает самопроизвольное

поворачивание регулировочного винта *12*. Повороту рамки *33* препятствует пружина *29*.

При токе в обмотке реле, равном току срабатывания, возникающие силы преодолевают силу пружины *29*. Рамка *33* и алюминиевый диск смещаются по часовой стрелке, червяк *3* входит в зацепление с зубчатым сектором *1* и стальная скоба *27* притягивается к магнитопроводу, чем предупреждается случайное расцепление сектора с червяком при работе реле. Зубчатый сектор начинает подниматься вверх и, когда его рычаг *8* приходит в соприкосновение с коромыслом *4*, коромысло поднимается, якорь поворачивается и его правый конец приближается к магнитопроводу, а через некоторое время резко притягивается к нему. При этом коромысло *4* воздействует упором *9* на подвижный контакт *7* и прижимает его к неподвижному контакту *6*. Очевидно, чем больше проходящий через обмотку ток, тем быстрее вращается диск, поднимается зубчатый сектор и срабатывает реле.

Если по обмотке реле проходит очень большой ток, равный току срабатывания электромагнитного элемента или превышающий его, правая часть якоря притягивается к магнитопроводу *20* и коромыслом *4* на левой части якоря воздействует на подвижный контакт *7*, который приходит в соприкосновение с контактом *6*. Короткозамкнутый виток *14* в правой части якоря обеспечивает четкую работу электромагнитного элемента без вибрации якоря. При этом реле срабатывает без выдержки времени, как бы отсекая зависимую от времени характеристику, и связь с ней электромагнитный элемент в реле РТ называют отсечкой. Ток срабатывания отсечки можно устанавливать винтом *12* от двух- до восьмикратного тока срабатывания индукционного элемента реле.

Реле РП (рис. 7.14) имеют одну обмотку *3*, размещенную на сердечнике *2*, якорь *1*, неподвижные контакты *6*, подвижные контакты (контактные мостики) *7*, разделенные изоляционными втулками *8*, возвратную пружину *5* и скобу *4*, на которой закреплен сердечник. Эти реле выпускают рассчитанными на напряжения постоянного тока 12, 24, 48, 110 и 220 В. Контактная система состоит из четырех замыкающих и одного размыкающего контактов. Промежуточные реле РП обычно используют в устройствах РЗА, когда требуется размножить сигнал, полученный от измерительных реле (тока, направления, мощности), и обеспечить большую мощность выходного сигнала. Поэтому они имеют большое число мощных замыкающих, размыкающих, переключающих контактов. Промежуточные реле работают на электромагнитном принципе и просты по устройству. Основными их элементами являются электромагнит с подвижным якорем и группа кинематически связанных с якорем контактов.

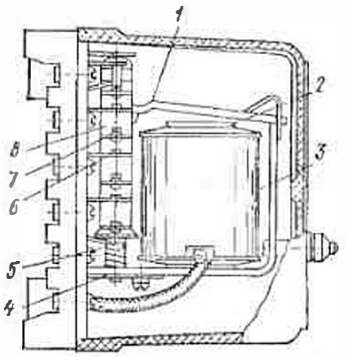


Рис. 7.14. Реле промежуточное РП

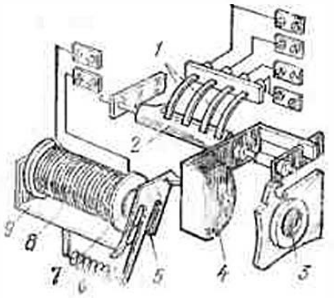


Рис. 7.15. Реле указательное РУ

Указательные реле РУ (рис. 7.15) служат для сигнализации о действии устройств РЗА и состоят из электромагнита, элементами которого являются сердечник *7* с обмоткой *8*, ярмо *9* и якорь *5*, возвратной пружины *6*, подвижных *2* и неподвижных *1* контактов. При обтекании обмотки *8* током якорь *5* притягивается к сердечнику, флажок *4* освобождается и падает, при этом замыкаются контакты, а закрашенная поверхность флажка видна в отверстии *3* крышки, что свидетельствует о срабатывании защиты.

Реле времени служат для создания выдержки времени, чем обеспечивается во многих случаях согласованная и правильная работа устройств РЗА. В *реле времени ЭВ* (рис. 7.16) пружина *1* всегда находится в натянутом состоянии. При подаче напряжения на обмотку *7* якорь *6* втягивается, освобождая рычаг *5* часового механизма *4*, который начинает двигаться под действием пружины *1*, обеспечивая равномерное движение подвижных контактов *3*, замыкающих через заданный промежуток времени контакты *2*.

Реле направления мощности РБМ (рис. 7.17) имеет магнитопровод с замкнутым якорем *13* прямоугольной формы с четырьмя выступающими внутрь полюсами *3*, на двух из которых расположена токовая обмотка *1*. Обмотка напряжения *2* размещена на ярме и состоит из четырех последовательно соединенных катушек. Между полюсами находится стальной цилиндрический сердечник *14*, часть боковой поверхности которого спилена на плоскость. В зазоре между полюсами и сердечником размещен полый алюминиевый ротор *4* (барабанчик), который выполнен в виде стакана, сидящего на оси *7*, проходящей внутри сердечника и установленной в подшипниках *6* и *15*. На оси закреплены также подвижный контакт *9* и ограничитель *8* угла поворота ротора. Для подвода тока к подвижному контакту служит спиральная возвратная пружина *5*, обеспе-

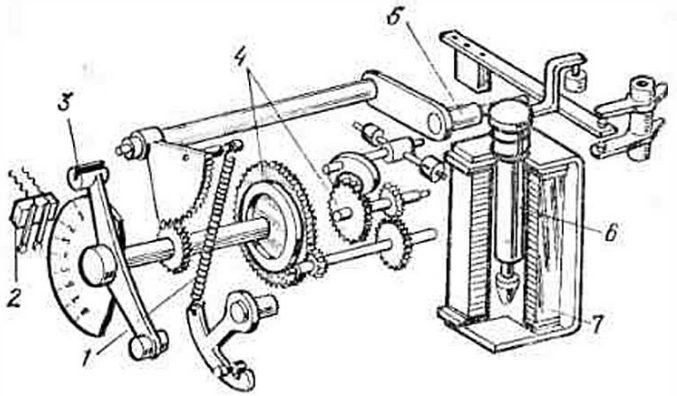


Рис. 7.16. Реле времени ЭВ

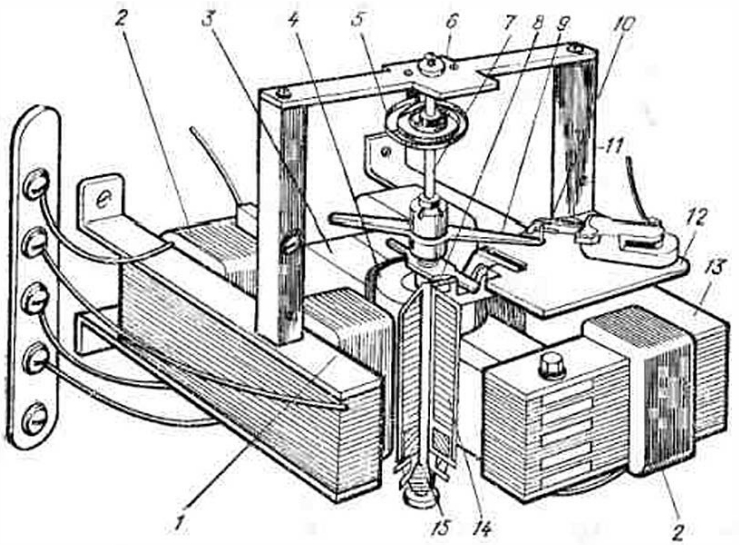


Рис. 7.17. Реле направления мощности РБМ

чивающая также возврат ротора в исходное положение. Неподвижный контакт *10* расположен на специальной площадке *12*, закрепленной на стойке *11*.

Для защиты трансформаторов применяют *газовые реле РГЧЗ* (Запорожского трансформаторного завода) и реле Бухгольца BF-80/Q (ГДР). *Реле РГЧЗ* (рис. 7.18,*а*) имеет нижнюю *7* и верхнюю *12* чашки, которые при заполнении корпуса *22* реле маслом поднимаются, поворачиваясь вокруг своих осей *6* и *11*. При этом

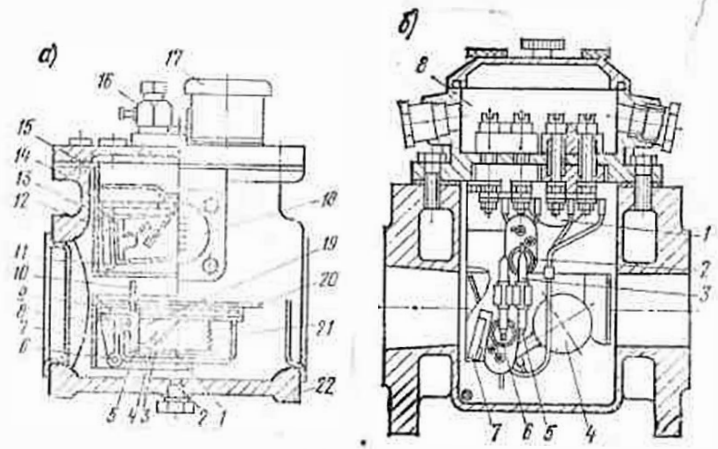


Рис. 7.18. Реле газовые
а — РГЧЗ; *б* — Бухгольца BF 80/Q

контакты реле размыкаются (подвижный *4* отходит от неподвижного *3*). Если масло из реле вытекает или вытесняется скопившимися газами, то по мере ухода его опускается чашка *12*, а затем чашка *7* и в той же последовательности замыкаются контакты. При движении потока масла слева направо (при установленном реле — в сторону расширителя трансформатора) пластина *10*, прикрепленная к изолирующей детали *19*, поворачивается вокруг оси *5* по часовой стрелке, преодолевая противодействие пружины *21*, и контакты нижней чашки замыкаются даже тогда, когда эта чашка будет поднята.

Полуэкраны *9* и *15* защищают чашки от прямого потока масла, а экраны *14* и *20* предохраняют от оседания шлама и других механических примесей на дно чашек. Изолирующая деталь *13*, несущая подвижный контакт *4* верхней чашки, закреплена на ее стенке, а изолирующая деталь *19*, несущая подвижный контакт *4* нижней чашки *7*, соединена с рычагом *1*, подвижно установленном на оси *5*, и имеет выступ *8*, упирающийся в стенку этой чашки. Зажимы выводов контактов находятся в коробке *17*. Пробка *2* служит для слива масла из реле, а кран *16* — для выпуска скопившихся газов. Корпус *22* имеет смотровое стекло *18* с нанесенными на нем делениями, позволяющими судить о количестве скопившегося в реле газа.

Реле Бухгольца (см. рис. 7.18,*б*) имеет верхний *1* и нижний *4* поплавки в виде пластмассовых шариков, несущие соответственно постоянные магниты *2* и *6*. В стеклянных герметично запаянных и закрепленных неподвижно трубках *5* и *3* находятся магнитоуправляемые контакты, соответственно взаимодействующие с магнитами

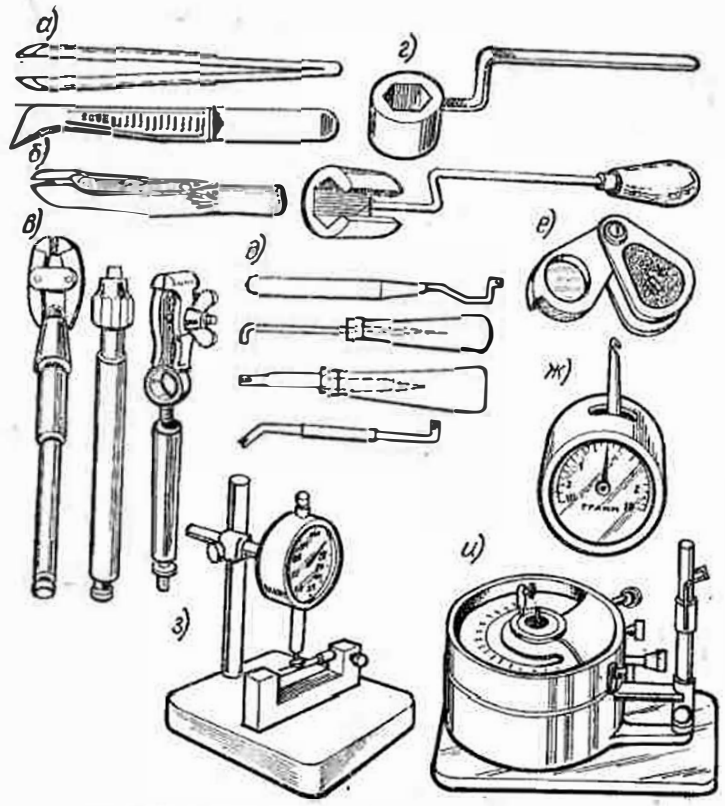


Рис. 7.19. Инструмент для сборки и регулировки реле
а, *б* — пинцеты; *в* — ручные тиски; *г* — ключи; *д* — лапки; *е* — лупа; *ж* — граммометр; *з* — индикатор; *и* — моментомер

2 и *6*. Зажимы выводов этих контактов расположены в коробке *8*. При утечке масла или вытеснении его газом сначала опускается верхний поплавок, а затем нижний. В той же последовательности замыкаются магнитоуправляемые контакты в трубках *5* и *3*. На контакт в трубке *3* воздействует также перемещающаяся при движении потока масла слева направо пластинка *7*. На крышку реле выведена кнопка кинематически связанного с поплавками штока. Воздействуя на эту кнопку, можно последовательно опускать верхний и нижний поплавки, имитируя срабатывание реле.

Аппараты и устройства РЗА городских электрических сетей обслуживают специалисты — релейщики. Виды обслуживания и выполняемые объемы работ описаны в табл. 7.43, применяемые при этом инструменты показаны на рис. 7.19.

Таблица 7.43. Перечень основных работ по техническому обслуживанию аппаратов и устройств РЗА

Вид обслуживания	Объем работ
Токовые реле РТМ, РТВ и токовые электромагниты отключения	
Н, К1, В, Н	Проверка регулировки механической части. Измерение полного сопротивления обмотки реле (электромагнита отключения) при опущенном и поднятом сердечнике и токах, равных току срабатывания
Н	Проверка тока срабатывания на рабочей отпайке при открытой крышке привода
Н, К1, В	Проверка тока срабатывания на заданной уставке при полностью собранном приводе
Н, К1, В	Снятие токовременной характеристики реле РТВ при полностью собранном приводе на заданной уставке при изменении тока от 1,1 тока срабатывания до получения ее независимой части
Реле минимального напряжения РН, РНВ и электромагниты управления с обмотками напряжения	
Н, К1, В	Проверка регулировки механической части. Проверка напряжения срабатывания и возврата реле (электромагнита)
Н, К1, В	Проверка времени срабатывания реле РНВ на заданной уставке
Н, К1, В	Проверка рабочим напряжением (измерение фазных или линейных напряжений), проверка действия реле на выключатель при отключении трансформатора напряжения
Реле РТ40 и РН50	
Н, К1, В	Проверка регулировки механической части и состояния контактных поверхностей
Н, К1, В	Проверка тока (напряжения) срабатывания и возврата реле на рабочей уставке, а также на всех делениях шкалы реле, на которых уставки изменяются оперативным персоналом
К1	Проверка тока (напряжения) срабатывания и возврата на рабочей уставке с контролем работы контактов
Н, К1, В	Проверка надежности работы контактов
Реле РТ80, РТ90	
Н, К1, В	Проверка регулировки механической части и состояния контактных поверхностей
Н	Проверка кратности срабатывания отсечки на рабочей уставке, проверка работы отсечки при токе, равном четырехкратному току уставки отсечки, но не более 150 А
Н, К1, В	Проверка тока срабатывания отсечки на рабочей уставке

Продолжение табл. 7.43

Вид обслуживания	Объем работ
Н, К1, В	Проверка тока срабатывания и возврата индукционного элемента на рабочей уставке, проверка характеристики времени действия индукционного элемента (в 2—3 точках) на рабочей уставке по шкале времени. Если по характеристике реле проверяют селективность действия защиты, то характеристику следует снимать более подробно
Н, К1, В	Проверка надежности работы контактов при токах от 1,05 тока срабатывания индукционного элемента до 10-кратного тока уставки
Н	Проверка надежности работы контактов при максимальном токе КЗ и дешунтирования электромагнита отключения, если реле используется в схеме на переменном оперативном токе с дешунтированием отключающего электромагнита
Реле РНТ 562—РНТ 567	
Н, К1, В	Проверка регулировки механической части и состояния контактных поверхностей исполнительного органа
Н, К1, В	Проверка тока и напряжения срабатывания и возврата исполнительного органа при отключенном БНТ
Н	Проверка правильности выполнения короткозамкнутых обмоток
Н, К1, В	Проверка тока срабатывания и возврата реле на рабочей уставке со стороны каждого плеча защиты
Н	Проверка коэффициента надежности реле
Н, К1, В	Проверка надежности работы контактов реле при токах от 1,05 до 5-кратного тока срабатывания
Реле РБМ 171, РБМ 177, РБМ 178, РБМ 271, РБМ 277, РБМ 278	
Н, К1, В	Проверка регулировки механической части и состояния контактных поверхностей
Н, К1, В	Проверка отсутствия самохода по току при закороченной обмотке напряжения
Н, К1, В	Проверка отсутствия самохода по напряжению при разомкнутой токовой обмотке
Н, К1, В	Определение угла максимальной чувствительности
Н, К1, В	Проверка мощности срабатывания при угле максимальной чувствительности и токе, равном номинальному значению. Проверка реле РБМ271, РБМ277 и РБМ278 производится при работе их в обе стороны

Вид обслуживания	Объем работ
Н, К1, В	Проверка поведения реле при сбросе обратной мощности от 10-кратной мощности срабатывания до максимальной возможной обратной мощности при КЗ на шинах подстанции. Проверка реле РБМ271, РБМ277 и РБМ278 производится при работе их в обе стороны
Н, К1, В	Проверка надежности работы контактов при подведении к реле мощности от 1,2 мощности срабатывания до максимальной мощности, возможной при КЗ и угле максимальной чувствительности
	Реле времени ЭВ112-ЭВ144, ЭВ215-ЭВ248
Н, К1, В	Проверка регулировки механической части и состояния контактных поверхностей
Н, К1, В	Измерение сопротивления постоянному току цепи обмотки при отпущенном и подтянутом якоре (термически устойчивых реле)
Н, К1, В	Измерение напряжения четкого срабатывания (для всех типов реле) и возврата (для реле ЭВ215, ЭВ225, ЭВ235, ЭВ245 и термически устойчивых реле)
Н, К1, В	Проверка времени срабатывания на рабочей уставке. Проверка на всех делениях шкалы тех реле, уставки которых изменяются оперативным персоналом
Н, К1, В	Десятикратный запуск и прослушивание часового механизма
О	Трехкратный запуск и прослушивание часового механизма
	Реле времени РВМ12 и РВМ13
Н, К1, В	Проверка регулировки механической части и состояния контактных поверхностей
Н, К1, В	Измерение токов четкого срабатывания и возврата реле при питании его поочередно от каждого насыщающегося трансформатора
Н, К1, В	Проверка времени срабатывания на рабочей уставке, а также на всех делениях шкалы тех реле, уставки на которых изменяются оперативным персоналом
К1, В	Проверка срабатывания на рабочей уставке
В, О	Пятикратный запуск
Н, К1, В	Проверка надежности работы контактов при токах от 1,05 тока срабатывания до максимального тока короткого замыкания
Н, К1, В, К	Проверка времени действия реле в схеме защиты на заданной уставке

Вид обслуживания	Объем работ
	Промежуточные реле РП23-РП26, РП232-РП233, РП251-РП256, РП311, ЭП1, РП211-РП215, РП221-РП225
Н, К1, В	Проверка регулировки механической части и состояния контактных поверхностей
Н	Проверка напряжения (тока) срабатывания и возврата реле по основным обмоткам
Н	Проверка тока (напряжения) удержания реле по дополнительным обмоткам
Н	Проверка однополярных выводов основной и дополнительных обмоток
Н, К1, В	Измерение времени действия тех реле, для которых оно задано картой уставок или инструкцией по наладке и эксплуатации. Если при измерении времени действия производилась регулировка реле, повторно проверяется напряжение срабатывания и возврата
	Промежуточные реле РП321 и РП341
Н, К1, В	Проверка регулировки механической части и состояния контактных поверхностей
Н, К1, В	Проверка тока срабатывания и возврата реле
Н	Проверка зависимости вторичного выпрямленного напряжения от тока при последовательном соединении первичных обмоток
Н, К1, В	Проверка надежности работы контактов при максимальном токе короткого замыкания и дешунтировании электромагнитов отключения
	Промежуточные реле РП351, РП352, РП8, РП9, РП11 и РП12
Н, К1, В	Проверка регулировки механической части и состояния контактных поверхностей
Н, К1, В	Проверка напряжения срабатывания по каждой обмотке реле
	Указательные реле ЭС21, РУ21, ЭС41 и БРУ4
Н, К1, В	Проверка регулировки механической части и состояния контактных поверхностей
Н	Проверка напряжения (тока) срабатывания реле. Для реле ЭС41 и БРУ4 проверка производится для каждой обмотки
	Трансформаторы тока
Н, К1, В	Измерение мегаомметром на напряжение 1000—2500 В сопротивления изоляции для всех вторичных обмоток на корпус и между собой
Н	Определение однополярных выводов первичной и вторичной обмоток и проверка их соответствия заводской маркировке

Вид обслуживания	Объем работ
Н	Проверка коэффициента трансформации на рабочем ответвлении (для встроенных трансформаторов тока проверка производится на всех ответвлениях)
Н, К1, В	Снятие характеристики намагничивания при рабочем коэффициенте трансформации
Н	Определение вторичной нагрузки на каждую из групп трансформаторов тока
	Трансформаторы напряжения
Н, К1, В	Измерение мегаомметром на напряжение 1000—2500 В сопротивления изоляции всех вторичных обмоток на корпус и между собой
Н	Определение однополярных выводов первичной и вторичных обмоток и проверка их соответствия заводской маркировке
Н, К1, В	Определение нагрузки на каждую из обмоток трансформатора напряжения
Н, К1, В	Определение потери напряжения в кабелях от трансформатора напряжения до нагрузки
	Блоки питания
Н, К1, В	Проверка надежности крепления элементов блоков: трансформаторов, переключателей, выпрямителей и конденсаторов. Проверка затяжек всех винтовых соединений и качества паек
Н	Провека исправности диодов измерением их сопротивления в прямом и обратном направлениях
Н, К1, В	Измерение сопротивления изоляции элементов блока и их цепей относительно корпуса и между собой
Н, К1, В	Снятие характеристики холостого хода и нагрузочной характеристики при рабочих уставках
Н	Определение времени заряда до напряжения 0,8 номинального блоков, заряжающих конденсаторы
Н, К1, В	Проверка действия элементов защиты, а также работы электромагнитов отключения (включения) при питании оперативных цепей от блоков питания
	Зарядные устройства и блоки конденсаторов
Н, К1, В	Проверка надежности крепления элементов: трансформаторов, переключателей, выпрямителей, конденсаторов. Проверка затяжек всех винтовых соединений и качества паек
Н, К1, В	Проверка механической части и контактных поверхностей реле

Вид обслуживания	Объем работ
Н	Проверка исправности диодов путем измерения их сопротивления в прямом и обратном направлении
Н	Проверка исправности конденсаторов с помощью мегаомметра на напряжение 500 В
Н, К1, В	Измерение сопротивления изоляции элементов и их цепей относительно корпуса мегаомметром на 1000 В
Н, К1, В	Проверка напряжения срабатывания и возврата реле напряжения на рабочей уставке
Н, К1, В	Проверка напряжения срабатывания и возврата поляризованного реле при подключенной нагрузке
Н	Определение времени заряда конденсаторов, если выключатели снабжены устройствами АПВ
Н, К1, В	Проверка совместной работы блоков конденсаторов и зарядного устройства действием на электромагниты включения (отключения). Определение минимального напряжения заряда, необходимого для четкого срабатывания электромагнитов
	Вторичные цепи
Н, К1, В	Внешний осмотр контрольных кабелей, их соединительных муфт и концевых заделок, рядов зажимов, контроль наличия заземления металлических оболочек кабелей, маркировки кабелей и их жил
Н, К1, В	Чистка от пыли
Н, К1, В, К	Измерение сопротивления изоляции относительно земли мегаомметром на 1000 В
Н	Испытание изоляции повышенным переменным напряжением 1000 В
К1, В	Испытание изоляции мегаомметром на напряжение 2500 В
	Элементы приводов коммутационных аппаратов
Н, К1, В	Измерение сопротивления постоянному току электромагнитов управления и контактора электромагнита включения
Н, К1, В	Проверка напряжения срабатывания электромагнитов управления, за исключением электромагнита включения электромагнитных приводов выключателей
Н, К1, В	Проверка времени включения (отключения) выключателя от подачи команды до замыкания (размыкания) силовых контактов
Н, К1, В	Проверка электрического устройства однократности включения привода (блокировки от «прыгания»)
Н, К1, В, К	Проверка правильности регулировки блок-контактов привода

Вид обслуживания	Объем работ
К1, В	Измерение изоляции вторичных цепей привода мегаомметром на 2500 В
Н	Испытание изоляции вторичных цепей привода переменным напряжением 1000 В
Н, К1, В	Проверка надежности работы привода при напряжении на зажимах электромагнитов включения и контактора, равном 0,8 номинального
К1, О	Проверка надежной работы привода при номинальном напряжении оперативного тока
Н, К1, К	Измерение времени работы короткозамыкателя и отделителя (для согласования с АПВ)
Н, К1, В	Измерение времени готовности привода (пружинных приводов с АПВ)

Примечание. Условные обозначения видов технического обслуживания: Н — проверка (наладка) при новом включении; К1 — первый профилактический контроль; К — второй и последующие профилактические контроли; В — профилактическое восстановление; ЧВ — частичное профилактическое восстановление; О — опробование.

7.8. Аккумуляторы

В подстанциях городских электрических сетей стационарные и стартерные аккумуляторы и аккумуляторные батареи применяют для создания независимых источников оперативного постоянного тока, питающих устройства релейной защиты и автоматики. Применяют аккумуляторы: кислотные стационарные типов С, СК, СН и стартерные — СТ, а также щелочные (железоникелевые) типа ЖН. Технические данные аккумуляторов приведены в табл. 7.44, 7.45, 7.46.

Таблица 7.44. Технические данные стационарных аккумуляторов

Номер аккумулятора	Номинальная емкость, А·ч	Размеры сосуда, мм			Масса без электролита, кг	Количество электролита плотностью 1,18 г/см³, л
		длина	ширина	высота		
Аккумуляторы С и СК						
1	36	180	215	270	6,8	3
2	72	130	215	270	12	5,5
3	108	180	215	270	16	8
4	144	260	215	270	21	11,6
5	180	260	215	270	25	11
6	216	205	220	485	30	15,5
8	288	205	220	485	37	14,5
10	360	270	220	485	46	21

Номер аккумулятора	Номинальная емкость, А·ч	Размеры сосуда, мм			Масса без электролита, кг	Количество электролита плотностью 1,18 г/см³, л
		длина	ширина	высота		
Аккумуляторы с намазными пластинами СН						
СН-1	40	95	221	307	8,7	2,2
СН-2	80	141	223	307	12,8	3,5
СН-3	120	181	221	307	17,1	4,8
СН-4	160	153	263	447	23	6
СН-5	200	176	263	447	26,7	7
СН-6	240	195	263	447	31,5	8
СН-8	320	234	256	432	36,5	10
СН-10	400	277	256	432	43,7	12

Примечания: 1. В обозначении типа: С — стационарный для длительных режимов разряда; К — то же, для коротких режимов разряда; З — закрытое исполнение; Э — эбонит, материал бака; число 1 — номер аккумулятора. Максимальный ток заряда аккумуляторов № 1 равен 9А. 2. Значения емкостей и токов разряда и заряда получают умножением значений емкостей и токов для № 1 на соответствующий номер аккумулятора. Например, параметры аккумулятора С-10 при 10-часовом разряде равны: емкость 36·10=360 А·ч, ток разряда 3,6·10=36 А, ток заряда 9·10=90 А. Аккумулятора С-1 — С-16, СК-1 — СК-16, СЗ-1 — СЗ-5 — в стеклянных сосудах; аккумуляторы С-16—С-32, СК-16 — СК-32 — в деревянных баках со вставками-чехлами из каландрированного пластиката толщиной 2—3 мм (числа в числителе), аккумуляторы СЭ-16 — СЭ-32 — в эбонитовых сосудах (числа в знаменателе). Аккумуляторы СН выпускают закрытого типа в стеклянных сосудах, которые поступают для монтажа в полностью собранном виде. 3. Аккумуляторы СК отличаются от аккумуляторов С только усиленными соединительными полосами. Напряжение $U_{ина}$ каждого аккумулятора для всех перечисленных типов принимают равным 2 В. 4. Капитальный ремонт аккумуляторной батареи выполняют через 12—15 лет эксплуатации. 5. Данные об аккумуляторах приведены по сокращенной шкале типов.

Основные требования, предъявляемые к электролитам аккумуляторов. Электролит свинцово-кислотного аккумулятора приготовляют из серной кислоты сортов А и Б, содержащих 92—94% кислоты, плотностью 1,83 г/см³ и чистой дистиллированной воды, содержащей не более 5 мг/л сухих веществ. Электролит приготовляют (табл. 7.47) в чистой эбонитовой, керамической, фаянсовой посуде или деревянном баке, выложенном внутри листовым свинцом. Применять для этой цели стеклянную посуду запрещается, так как при разведении серной кислоты выделяется большое количество теплоты, способной разрушить стекло.

Таблица 7.45. Основные технические данные свинцовых стартерных аккумуляторов

Тип аккумуляторной батареи	Номинальное напряжение, В	Емкость при 10-часовом разряде, А·ч	Разрядный ток при 10-часовом разряде, А	Габаритные размеры, мм	Масса, кг	
					без электролита	с электролитом
3СТ-60	6	60	6	179×178×237	12	14,9
3СТ-70	6	70	7	257×194×230	15	19,5
3СТ-84	6	84	8,4	272×188×230	18,7	21,3
3СТ-98	6	98	9,8	308×188×245	19,8	24,4
3СТ-135	6	135	13,5	335×180×240	23,1	29,4
6СТ-42	12	42	4,2	240×179×220	16,7	18,9
6СТ-54	12	54	5,4	282×182×236	19,3	24,7
6СТ-68	12	68	6,8	356×183×236	24,5	30,4
6СТ-126	12	126	12,6	386×188×245	32,9	41,5

Примечание. В обозначении типа батареи буквы СТ — стартерная.

Таблица 7.46. Основные технические данные щелочных железоникелевых аккумуляторов

Тип аккумуляторов	Номинальная емкость, А·ч	Номинальный разрядный ток 8-часового режима, А·ч	Габаритные размеры, мм	Количество электролита, л	Масса аккумулятора с электролитом, кг
ЖН-22	22	2,75	125×32×213	0,27	1,73
ЖН-45	45	5,65	125×53×213	0,45	2,85
ЖН-60	60	7,5	152×45×349	0,75	4,78
ЖН-100	100	12,5	152×70×349	1,2	6,80

Примечания: 1. Номинальное напряжение аккумулятора 1,25 В. 2. Основными достоинствами щелочных железоникелевых аккумуляторов являются высокая механическая прочность, отсутствие вредных испарений, простота обслуживания, малый саморазряд, возможность эксплуатации в условиях низких температур, отсутствие явлений коробления и разбухания пластин. 3. Аккумуляторы типа ЖН комплектуются в батареи с числом аккумуляторов преимущественно 4,5 и 10.

Таблица 7.47. Количество серной кислоты (плотность 1,83 г/см³) и дистиллированной воды, необходимых для приготовления электролита

Плотность электролита при 15°С, г/см³	Требуемое количество серной кислоты (плотность 1,83 г/см³)		Количество дистиллированной воды, л·кг
	л	кг	
1,21	0,204	0,374	0,836
1,22	0,215	0,394	0,826
1,23	0,227	0,416	0,814
1,24	0,237	0,432	0,808
1,25	0,248	0,452	0,798
1,27	0,268	0,49	0,78
1,28	0,28	0,512	0,768
1,3	0,302	0,542	0,748

Для приготовления электролита щелочных аккумуляторов применяют едкий калий и едкий литий. Технический едкий калий изготовляют трех сортов: высшего, А и Б, содержащих соответственно 96, 92 и 88% едкого калия. В щелочных аккумуляторах широко используют электролит, приготовленный из водного раствора реактивного едкого калия, отличающегося более высокой чистотой (меньшим содержанием примесей), чем технический едкий калий. Едкий литий добавляют в электролит для сохранения емкостных характеристик щелочного аккумулятора и структуры активных масс его положительных пластин. Электролит щелочных аккумуляторов приготовляют, используя едкий калий в виде порошка (твердая щелочь) или раствора плотностью 1,41 г/см³ (табл. 7.48).

Таблица 7.48. Данные для приготовления щелочных электролитов для железоникелевых и кадмиево-никелевых аккумуляторов

Характеристика электролита	Плотность приготовленного электролита, г/см³	Необходимое количество воды, л	
		на 1 кг твердой щелочи (КОН)	на 1 л раствора щелочи (КОН) плотностью 1,41 г/см³
Составной калиево-литиевый электролит КЛО	1,15—1,21	3	1
Калиево-литиевый зимний электролит КЛЗ	1,25—1,27	2	0,55
Калиевый зимний электролит КЗ	1,25—1,27	2	—

Примечание. Данные плотности приготовленного электролита приведены при температуре 20°С.

Городские электрические сети напряжением до 35 кВ включительно относятся к *электроустановкам с малыми токами замыкания* на земле. В установках с малыми токами замыкания на землю сопротивление заземляющего устройства $R_з$ при протекании расчетного тока замыкания на землю в любое время года должно удовлетворять условию

$$R_з \leq U/I_з,$$

где $U=250$ В, если заземляющее устройство используется только для установок напряжением выше 1000 В; $U=125$ В, если заземляющее устройство используется одновременно и для установок напряжением до 1000 В; $I_з$ — расчетный ток замыкания на землю, принимаемый равным не менее полуторакратному току уставки релейной защиты от междуфазных замыканий или трехкратному току плавких вставок предохранителей.

Сопротивление заземляющего устройства растеканию тока не должно превышать 4 Ом. При мощности генераторов и трансформаторов до 100 кВА включительно сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 10 Ом. В воздушных сетях напряжением до 1000 В, питаемых от генераторов и трансформаторов с глухозаземленной нейтралью, выполняют повторные заземления нулевых проводов линий независимо от материала опор ВЛ (деревянные, металлические или железобетонные) через каждые 250 м, а также на отпайках длиной свыше 200 м и на концах линий. Сопротивление заземляющих устройств каждого из повторных заземлений должно быть не более 10 Ом. В сетях, для которых допущено сопротивление заземляющих устройств генераторов и трансформаторов не более 10 Ом, сопротивление заземляющих устройств каждого из повторных заземлений (при количестве их не менее трех) должно быть не более 30 Ом.

ГЛАВА VIII. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИЙ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Эксплуатационные режимы работы электротехнических устройств городских электрических сетей приведены в табл. 8.1.

Таблица 8.1. Режимы и условия работы электротехнических устройств и электрооборудования городских подстанций

Режим	Условия работы, определяющие режим
Режим работы электротехнического устройства /режим работы/	Совокупность условий работы электротехнического устройства за определенный интервал времени с учетом их длительности, последовательности, а также значений и характера нагрузки

Продолжение табл. 8.1

Режим	Условия работы, определяющие режим
Номинальный режим электротехнического устройства	Режим работы электротехнического устройства, при котором значения его параметров не выходят за пределы, допустимые при заданных условиях эксплуатации
Режим холостого хода электротехнического устройства /холостой ход — ХХ/	Режим работы электротехнического устройства, при котором отсутствует нагрузка
Режим короткого замыкания /короткое замыкание — КЗ/	Режим работы электротехнического устройства соответствующего вида, при котором сопротивление электрической нагрузки практически равно нулю
Режим нагрузки электротехнического устройства	Режим работы электротехнического устройства, при котором происходит отдача энергии нагрузке
Номинальный режим электротехнического устройства	Режим работы электротехнического устройства, при котором значения его параметров равны номинальным
Продолжительный режим электротехнического устройства	Режим работы электротехнического устройства при неизменной нагрузке, продолжающейся не менее чем необходимо для достижения электротехническим устройством установившейся температуры охлаждающей среды
Кратковременный режим электротехнического устройства	Режим работы электротехнического устройства, при котором работа с неизменной нагрузкой, продолжающаяся менее чем необходимо для достижения электротехническим устройством установившейся температуры при неизменной температуре охлаждающей среды, во время которых оно охлаждается до температуры охлаждающей среды
Прерывисто-продолжительный режим электротехнического устройства	Режим работы электротехнического устройства, при котором продолжительный режим работы чередуется с отключениями
Перемежающийся режим	Режим работы электротехнического устройства, при котором работа с неизменной нагрузкой чередуется с работой в режиме холостого хода в случаях, когда продолжительность работы не настолько длительна, чтобы при неизменной температуре охлаждающей среды температура электротехнического устройства могла достигнуть установившегося значения

Продолжение табл. 8.1

Режим	Условия работы, определяющие режим
Повторно-кратковременный режим электротехнического устройства	Режим работы электротехнического устройства, при котором работа с неизменной нагрузкой, продолжающаяся менее чем необходимо для достижения электротехническим устройством установившейся температуры при неизменной температуре охлаждающей среды, чередуется с отключениями, во время которых оно не успевает охладиться до температуры охлаждающей среды

8.1. Эксплуатация шин и изоляторов РУ

А. Эксплуатация шин РУ. Основной задачей эксплуатации шин РУ является надзор за их состоянием и нагревом (см. табл. 7.3).

При эксплуатации шин особое внимание обращают на болтовые контактные соединения шин РУ друг с другом и с выводами аппаратов. Эти соединения должны удовлетворять следующим основным требованиям: а) плотность тока в контактном соединении шин не должна превышать 0,3 А/мм² для медных, 0,16 А/мм² для алюминиевых и 0,075 А/мм² для стальных; б) падение напряжения в контактном соединении не должно превышать более чем на 20% величину падения напряжения для целого участка шины равной длины; в) сопротивление контакта при температуре шин 70°С не должно превышать более чем на 20% сопротивление целого участка шины, равного длине контактного соединения при той же температуре.

Сопротивление в болтовом контактном соединении ($R_{кон}$) ориентировочно определяют из выражения

$$R_{кон} = \frac{k}{n\sqrt{E}}\,10^{-4},$$

где n — число болтов; E — усилие затягивания болта, кГ; k — коэффициент, равный 1,2 для меди, 10 — для алюминия и 75 — для стали.

Температура нагрева контактного соединения шин при нормальных режимах и рабочих токах не должна превышать температуру целого участка шины на расстоянии 1,5—2 м от места соединения. Контроль температуры нагрева осуществляется цветными индикаторами, отпадающими указателями или термосвечами. Проверку нагрева контактных соединений следует производить в часы наибольших нагрузок. Сила затягивания болтов контактного соединения шин должна обеспечивать нормируемые величины переходного сопротивления и стабильность контакта. Болты затягивают специальным ключом с регулируемым усилием (крутящим моментом) или гаечным ключом, но с применением динамометра. При завертывании

болтов и гаек обычными (гаечными, разводными и др.) ключами применение рычага не допускается. Плотность прилегания шин в контактном соединении контролируют щупом (10×0,05 мм), который не должен входить между контактными поверхностями шин на глубину более чем 6 мм. Сборные и соединительные шины РУ должны иметь расцветку фаз, предусмотренную ПУЭ.

Б. Эксплуатация изоляторов РУ. Одноэлементные опорные и проходные изоляторы РУ периодически подвергают испытаниям напряжений промышленной частоты, величины которых приведены в табл. 8.2.

Таблица 8.2. Испытательные напряжения опорных и проходных изоляторов РУ, рассчитанных на номинальные напряжения от 3 до 35 кВ, кВ$_{эфф}$

Изоляторы РУ	Номинальное напряжение изолятора, кВ					
	3	6	10	15	20	35
С нормальной изоляцией	22	29	38	51	61	90
С облегченной изоляцией	13	19	29	43	—	—

Примечание. Опорные многоэлементные изоляторы испытывают путем приложения напряжения 50 кВ$_{эфф}$ промышленной частоты к каждому элементу изолятора в течение 1 мин.

8.2. Эксплуатация измерительных трансформаторов

А. Эксплуатация трансформаторов тока. У трансформаторов тока, находящихся в эксплуатации, проверяют: наличие закороток на свободных концах вторичных обмоток, исправность изолирующих элементов, надежность присоединения шин РУ к выводам первичных обмоток, сохранность токопроводящего слоя графитовой краски (54% графита, 32% лака, 14% бензина), состояние изоляции вторичной обмотки, уровень масла (в маслонаполненных трансформаторах). Трансформаторы тока с пониженной изоляцией подвергают сушке первичным током при короткозамкнутой вторичной обмотке или вторичным током при короткозамкнутой первичной обмотке.

В процессе эксплуатации трансформаторов тока производят систематическую проверку сопротивления изоляции вторичных цепей (вторичных обмоток трансформатора тока, токовых катушек реле, контакторов и приводов, токовых цепей контрольно-измерительных

приборов и др.). Сопротивление изоляции вторичных цепей, измеренное мегаомметром на 1000 В, должно быть не менее 1 МОм для каждого присоединения. Вторичные цепи испытывают приложением в течение 1 мин напряжения переменного тока 2 кВ или же одноминутным испытанием изоляции мегаомметром на 2500 В. Периодичность испытаний повышенным напряжением 1 раз в 3 года, а измерения сопротивления изоляции — в сроки, определяемые местными инструкциями.

Не реже 1 раза в год проверяют масло эксплуатируемых трансформаторов тока сокращенным анализом и испытанием электрической прочности: масло должно отвечать нормам (см. табл. 3.3), а его пробивное напряжение (испытанное в стандартном разряднике) должно быть у трансформаторов тока на номинальное напряжение 35 кВ не менее 30 кВ. У находящихся в эксплуатации трансформаторов тока должны быть заземлены все металлические части, связанные со вторичной обмоткой (кожух, фланцы, основание, цоколь, тележка и т. п.), а также один из выводов вторичной обмотки, если это допустимо по условиям работы схемы релейной защиты. Работы, связанные с переключениями в цепях вторичных обмоток, а также с размыканием этих цепей, следует производить только после отключения трансформаторов тока от сети. Выполнение указанных операций без отключения трансформаторов тока допускается только в цепях, снабженных специальными зажимами для закорачивания.

Б. Эксплуатация трансформаторов напряжения. Трансформаторы напряжения подвергают осмотрам: 1 раз в сут.— в РУ с постоянным дежурным персоналом; 1—2 раза в мес.— в РУ без дежурного персонала. При осмотре трансформаторов напряжения проверяют: а) уровень масла в маслоуказателях и отсутствие течи масла из бака в арматуры; б) отсутствие влаги и скоплений пыли на выводах; в) целость заземляющей шины, соединяющей корпус (кожух, бак, цоколь) трансформатора напряжения с сетью заземления; г) отсутствие воспринимаемых на слух характерных звуков разряда (потрескивания) внутри трансформатора; д) сохранность добавочных сопротивлений, предохранителей и плавких вставок.

При ремонте электрооборудования РУ одновременно проверяют сопротивление изоляции обмоток и электрическую прочность масла трансформаторов напряжения. Сопротивление изоляции обмоток ВН не нормируется. Оценку качества изоляции обмотки ВН производят по ряду характерных величин: углу диэлектрических потерь, отношению сопротивления изоляции, замеренного при 15°С, к сопротивлению при 60°С ($R15/R60 > 1{,}2$, а также сравнением с данными предыдущих замеров. В последнем случае при снижении показателей более чем на 30% изоляция подлежит сушке.

8.3. Эксплуатация силовых трансформаторов

Вновь устанавливаемые в городских электросетевых подстанциях силовые трансформаторы, поступившие с заводов-изготовителей, можно не подвергать внутреннему осмотру с вскрытием, если не было нарушений условия их транспортирования и хранения, а также если трансформаторы: а) не имеют явных признаков повреждений, препятствующих нормальной эксплуатации; б) заполнены маслом до нормального уровня; в) залиты маслом, имеющим необходимую электрическую прочность. Перед включением в сеть все трансформаторы мощностью до 630 кВА должны пройти испытания, перечисленные в табл. 8.3.

Таблица 8.3. Перечень и нормы испытаний силовых трансформаторов мощностью до 630 кВ·А

Вид испытания	Способы и нормы испытаний
Измерение сопротивления изоляции обмотки ВН	При температурах обмотки 10, 20, 30°С сопротивление обмотки ВН должно составлять не менее 460, 300, 200 МОм
Проверка изоляции обмоток вместе с вводами повышенным напряжением промышленной частоты	При номинальном напряжении обмотки 3, 6, 10 кВ испытательное напряжение должно быть 5, 25, 35 кВ. Продолжительность приложения испытательного напряжения 1 мин
Проверка работы переключающего устройства и состояния его контактов	Должно без заеданий переключаться во все фиксированные положения по ступеням регулирования. На контактах не должно быть пленок окислов
Испытание бака гидравлическим давлением столба масла	Высота столба масла температурой не ниже 10°С над уровнем заполненного расширителя должна быть: 0,6 м — для гладких и трубчатых баков; 0,3 м — для баков волнистых или с радиаторами. Длительность испытания 1 мин
Фазирование трансформатора	Трансформатор должен быть сфазирован с сетью и с параллельно работающими трансформаторами

Вид испытания	Способы и нормы испытаний
Проверка и испытания масла у маслонаполненных трансформаторов	При наличии удовлетворяющих нормам показателей заводского испытания, проведенного не более чем за 6 мес, до включения трансформатора в работу, масло испытывают только на электрическую прочность и на содержание механических примесей: электрическая прочность масла трансформаторов 6 и 10 кВ должна быть не ниже 20 кВ; механические примеси должны отсутствовать
Испытание включением толчком на номинальное напряжение	После включения трансформатора в сеть на номинальное напряжение не должно наблюдаться явлений, препятствующих его нормальной работе

Находящиеся в эксплуатации силовые трансформаторы следует систематически контролировать на температуру нагрева отдельных частей, сравнивая с данными табл. 8.4.

В процессе эксплуатации трансформатора систематически проверяют равномерность распределения нагрузки по фазам. Показателем равномерности нагрузки является коэффициент $K_н$, определяемый по формуле

$$K_н = \frac{I_{макс} - I_{мин}}{I_{макс} + I_{ср} - I_{мин}} 100\ \%,$$

где $I_{макс}$, $I_{ср}$, $I_{мин}$ — ток максимально-, средне- и минимально загруженной фазы.

Нагрузка по фазам трансформатора должна быть распределена так, чтобы коэффициент неравномерности $K_н$ не превышал 10%. Допускается аварийная перегрузка масляных трансформаторов сверх номинальной мощности в следующих размерах: при перегрузке по току, %: 30, 45, 60, 75, 100, 200; длительность перегрузки мин: 120, 80, 45, 20, 10, 1,5. Допускается перегрузка масляных трансформаторов сверх $I_{ном}$ до 40% общей продолжительности не более 6 ч в сут в течение 5 сут подряд при условии, если коэффициент начальной нагрузки не более 0,93.

Для трансформаторов серий ТМ 6—10 кВ мощностью до 630 кВ·А, питающих коммунально-бытовую нагрузку, производственные, смешанные (производственные и коммунально-бытовые) и другие виды нагрузок с осенне-зимним максимумом и заполнением

Таблица 8.4. Допустимая температура нагрева частей трансформатора, °С

Нагреваемый объект	Трансформатор с естественным масляным охлаждением			Трансформатор с искусственным охлаждением			
				дутьевым		водным	
	Класс изоляции	Наибольшая допустимая температура нагрева	Наибольшее превышение температуры	Наибольшая допустимая температура нагрева	Наибольшее превышение температуры	Наибольшая допустимая температура нагрева	Наибольшее превышение температуры
Масло в верхних слоях	—	95	60	95	60	85	60
Обмотки	А	105	70	105	70	95	70
Магнитопровод	А	110	75	110	75	100	75

Примечания: 1. Для трансформаторов с естественной циркуляцией температура масла не должна превышать температуру окружающего воздуха более чем на 60°С, температура верхних слоев масла в нормальных условиях должна быть не более 85°С, а максимально допустимая температура — не более 95°С. 2. Трансформаторы, снабженные дутьевым устройством, допускают работу с отключенным дутьем при низкой температуре окружающего воздуха и нагрузке, не достигающей номинальной, если температура верхних слоев масла не более 55°С. Работа этих трансформаторов при номинальной нагрузке допускается только с включенным дутьем независимо от температуры масла.

расчетного суточного графика до 0,55 в местностях со среднегодовой T до 5°С допускаются перегрузки, указанные в табл. 8.5.

В местностях со среднегодовой T выше 5°С перегрузки должны быть уменьшены на 1% на каждый градус сверх 5°С. Продолжительность перегрузки силовых трансформаторов зависит от температуры нагрева верхних слоев масла (табл. 8.6). Величину допустимых систематических перегрузок определяют в зависимости от суточного графика нагрузки и недогрузки трансформатора в летнее время (табл. 8.7). Трансформаторы должны выдерживать без повреждений и остаточных деформаций внезапные короткие замыкания на замыкания, не превышающие 25-кратного номинального тока обмотки. Длительность протекания (с) тока короткого замыкания не должна превышать значения, равного

$$t = 900/k^2,$$

где k — кратность установившегося тока короткого замыкания.

Таблица 8.5. **Допустимые перегрузки трансформаторов, питающих коммунально-бытовую нагрузку**

Характер перегрузки	Вид установки трансформаторов	Допустимые перегрузки, доли S	
		6 кВ до 400 кВ·А	10 кВ до 630 кВ·А
Систематическая	Открытая	1,6	1,7
	Закрытая	1,5	1,6
Аварийная на время до 5 сут в год	Открытая	1,7	1,8

Таблица 8.6. Допустимая продолжительность перегрузки силовых трансформаторов в зависимости от температуры перегрева масла непосредственно перед включением увеличенной нагрузки (ч, мин)

Нагрузка в долях от номинальной	Температура нагрева, °С					
	18	24	30	36	42	48
1,05	5,50	5,25	4,50	4,00	3,00	1,30
1,1	3,55	3,25	2,50	2,10	1,25	0,10
1,15	2,50	2,25	1,50	1,20	0,35	—
1,2	2,05	1,40	1,15	0,45	—	—
1,25	1,35	1,15	0,50	0,25	—	—
1,3	1,10	0,50	0,30	—	—	—
1,35	0,55	0,35	0,15	—	—	—
1,4	0,40	0,25	—	—	—	—
1,45	0,25	0,10	—	—	—	—
1,5	0,15	—	—	—	—	—

Примечание. Приведенные величины перегрузки допускаются для силовых трансформаторов нормального исполнения отечественного производства.

Кратность установившегося тока короткого замыкания и допустимая длительность протекания его в зависимости от величины напряжения короткого замыкания приведены в табл. 8.8. Формулы для определения некоторых величин трансформатора и его вспомогательных устройств приведены в табл. 8.9.

Текущие осмотры трансформаторов. Правила технической эксплуатации рекомендуют осмотры трансформаторов, установленных в электросетевых подстанциях производить (без их отключения) не реже 1 раза в 6 мес. При осмотре следует проверить: а) отсутствие на изоляторах трещин, следов разряда, загрязнений, повреждений глазури; б) уровень и цвет масла в маслоуказателе, отсутствие течи масла; в) характер гудения трансформатора (оно

Таблица 8.7. **Условия примечания и формулы для расчета допустимых перегрузок силовых трансформаторов**

Условия применения перегрузок	Формула	Обозначения
Трехпроцентное правило: если коэффициент заполнения суточного графика $K_{з.г}$ меньше 100 %, то на каждые 10 % снижения $K_{з.г}$ допускается перегрузка 3 % сверх номинальной мощности трансформатора	$P_з = \frac{(100-a)}{10} 3$ $K_{з.г} = I_{ср}/I_м 100$	$P_з$ — допустимая перегрузка, %; a — максимальная величина суточной нагрузки, %; $K_{з.г.}$ — коэффициент заполнения суточного графика нагрузки, %; $I_{ср}$ — средний ток нагрузки за сутки, А; $I_м$ — максимальный ток нагрузки за сутки, А
Однопроцентное правило: если в летнее время средняя максимальная нагрузка меньше номинальной мощности трансформатора, в зимнее время допускается перегрузка в 1 % на каждый процент недогрузки летом, но всего не более чем на 15 %	$P_1 = (100-m) 1$	P_1 — допустимая перегрузка, %; m—максимальная величина летней нагрузки (средняя за лето), %
Суммарная перегрузка не более 30 % за счет суточной и летней недогрузок	$P = (P_1 + P_з) \leqslant 30\%$	P — суммарная перегрузка, %

Примечания: 1. Перегрузки до 30% и по одно- и трехпроцентным правилам допустимы для трансформаторов с естественным масляным и дутьевым охлаждением, установленных на открытом воздухе в местности, где среднегодовая температура воздуха равна 5°С, а максимальная не превышает 15°С. 2. Для трансформаторов, установленных внутри помещений, допустимые перегрузки по одно- и трехпроцентным правилам не должны превышать в сумме 20%.

должно быть равномерным, низкого тона, без посторонних звуков); г) состояние заземления кожуха трансформатора, пробивного предохранителя и видимых частей обмоток у трансформаторов с воздушным охлаждением; д) целостность и исправность плавких предохранителей низкого напряжения; е) исправное состояние вентиляции; ж) состояние контактов (по термоиндикаторам) ошиновки

Таблица 8.8. Допустимая длительность протекания тока короткого замыкания трансформаторов в зависимости от величины напряжения короткого замыкания

Напряжение, КЗ, %	Кратность установившегося тока	Допустимая длительность протекания тока, с	Напряжение, КЗ, %	Кратность установившегося тока	Допустимая длительность протекания тока, с
4	25	1,45	7	14,3	4,4
5	20	2,25	7,5	13,3	5,1
5,5	18	2,8	8	12,5	5,7
6,5	15,5	3,75	10,5	9,5	10,0

Таблица 8.9. Расчетные формулы для определения некоторых величин трансформатора и его вспомогательных устройств

Определяемые величины	Формулы	Обозначения
Потери вторичного напряжения при активной и индуктивной нагрузках	$\Delta U_2 = (\beta u_a \cos\varphi_2 + u_x \sin\varphi_2) + \beta/200 \times (u_a \sin\varphi_2 - u_x \cos\varphi_2)^2$, где $u_a = (P_м/S_н)\,100\%$; $u_x = \sqrt{u_{к.з}^2 - u_a^2}$, или $u_x = S_н x/(U_н^2 \cdot 10)$	ΔU_2 — потеря вторичного напряжения в трансформаторе, % от номинального; $S_н$ — номинальная мощность, кВА; $P_м$ — потери в меди при номинальной нагрузке (потери к. з.), кВт; P_{xx} — потери холостого хода, кВт; β — отношение фактической нагрузки к номинальной; $\cos\varphi$ — коэффициент мощности вторичной цепи; $U_{н.з}$ — напряжения к. з. трансформатора, %; u_a, u_x — активная и реактивная составляющие напряжения к. з.; $S_н$ — мощность к. з. на вторичной стороне трансформатора, кВА; $U_н$ — номинальное напряжение, кВ
Мощность к. з., на зажимах вторичной обмотки трансформатора	$S_к = S_н/U_{к.з}\,100$ (при условии U_1=const)	
Коэффициент полезного действия трансформатора, η	$\eta = \left(1 - \frac{P_{xx} + P_{к.з}\beta^2}{S_н \beta \cos\varphi_2\,100 + P_{xx} + P_{к.з}}\right)100$	η — КПД, %; S — нагрузка трансформатора, кВА; $P_{н.з}$ — потери короткого замыкания, кВт; r и x — активное и реактивное

Продолжение табл. 8.9

Определяемые величины	Формулы	Обозначения
Активное сопротивление двухобмоточного трансформатора	$r = P_{к.з} U_н^2/S_н^2$	сопротивления фазной обмотки трансформатора, Ом; $k_т$ — коэффициент теплопередачи — количество тепла в кДж, передаваемого от масла в окружающую среду в 1 ч через поверхность, равную 1 м², при разности температур, равной 1°С; F — поверхность, через которую передается тепло в окружающую среду (бак, крышка, радиаторы и пр.), м²; t_1 — температура, среды, °С; t_2 — температура масла, °С
Реактивное сопротивление двухобмоточного трансформатора	$x = 10u_x U_н^2/S_н^2$	
Количество теплоты, передаваемой маслом в окружающую среду через стенки бака, Q, ккал/ч (кДж/ч)	$Q = k_т F (t_2 - t_1)$	
Время, по истечении которого наступает установившийся температурный режим в трансформаторе, $T_у$	$T_у = 4{,}6\,\frac{G_т C \tau}{3600Q}$	$G_т$ — масса сердечника трансформатора, кг; τ — установившееся превышение температуры трансформатора над окружающей средой, °С; Q — количество теплоты, сообщенной нагреваемому трансформатору в 1 с, Дж/с (кДж/ч); C — теплоемкость нагреваемых тел трансформатора, Дж/кг×°С, принимаемая равной: для стали $C_с$ = 480 Дж/кг·°С; для меди (без изоляции) $C_м$=390 Дж/кг·°С; для трансформаторного масла $C_{т.м}$=1670 Дж/кг

Продолжение табл. 8.9

Определяемые величины	Формулы	Обозначения
Количество воздуха, необходимое для вентиляции камеры трансформатора, $Q_в$	$Q_в = \frac{W}{0{,}3\,(t_1 - t_2)}$, где $W = 860\,(P_{х.х} + P_м)$	$Q_в$ — количество воздуха, м³; W — количество выделяемой теплоты, ккал; t_1 — максимально допустимая температура горячего воздуха в камере, °С; t_2 — температура нагнетаемого воздуха, °С; $P_м$ — потери в меди при данной нагрузке, кВт; P — полные потери трансформатора, кВт
Поперечное сечение входного и выходного вентиляционных отверстий камеры трансформатора, м²	$F = 4{,}25\,P\sqrt{\frac{\Sigma}{H\,\Delta t^3}}$	H — высота столба воздуха в камере (тяга), м; Δt — разность температур входящего воздуха, равная 15°С; Σ — коэффициент сопротивления, равный 5

и присоединенных кабелей; з) исправность дверей, запоров, отсутствие течи в крыше камеры и состояние освещения.

Кроме этого, необходимо вести запись температуры масла, которую фиксирует максимальный термометр. После записи температуры термометр следует встряхнуть, опустить в гильзу теплоприемник и через 10 мин снова записать показание. Затем необходимо записать температуру воздуха в камере по настенному термометру. В случае обнаружения неисправностей следует немедленно доложить об этом старшему оперативному дежурному горэлектросети.

Признаками неисправной работы трансформатора являются: а) температура масла, превышающая 95°С при нормальной нагрузке; б) сильная течь масла и резкое понижение его уровня; в) сильный или неравномерный шум (гудение) и характерное для электрических разрядов потрескивание внутри трансформатора; г) изменение нормального цвета контактов на вводах трансформатора; д) появление скользящих разрядов по поверхности изоляторов; е) разрушение изоляторов на вводах трансформатора.

Городское электрохозяйство должно располагать нормативным запасом трансформаторного масла требуемого качества, расходуемого на долива и промывку трансформаторов, а также на восполнение потерь масла при его смене и регенерации (табл. 8.10).

Таблица 8.10. Нормы годового расхода трансформаторного масла

Количество масла в трансформаторе, т	Среднегодовой расход масла, залитого в трансформатор, %			Полный годовой расход масла, кг/год
	на доливку	на промывку	на пополнение потерь при смене и регенерации	
0,2	4,0	1,2	3	18
0,4	3,5	1,0	3	30
0,8	2,5	0,6	3	49
1	2,2	0,6	3	58
2	1,6	0,4	3	100
3	1,3	0,4	3	140
5	1,1	0,3	3	220
7	0,9	0,3	3	290
10	0,7	0,3	3	420

8.4. Эксплуатация масляных выключателей и приводов

Находящиеся в эксплуатации масляные выключатели городских электросетевых подстанций подвергают осмотрам, ревизиям и ремонтам, объемы и периодичность которых устанавливаются местными инструкциями и распоряжениями главного инженера электросети в зависимости от условий и режимов работы выключателей и результатов профилактических испытаний. При очередных осмотрах выключателей и приводов проверяют: а) уровень масла в горшках и баках выключателей; б) отсутствие грязи и влаги на токоведущих и изолирующих деталях выключателей; в) отсутствие следов дуги, ожогов, копоти на изоляторах и выброса масла из выключателей после отключения больших токов нагрузки или короткого замыкания; г) состояние контактов и степень нагрева в местах присоединения шин РУ к контактам выключателей; д) наличие крепежных деталей на частях, соединяющих выключатель с приводом; е) сохранность заземляющих устройств и прочность присоединения к ним частей выключателя и привода, подлежащих заземлению; ж) состояние сигнальных и блокировочных устройств, предотвращающих неправильные действия персонала при оперативных переключениях.

Выключатели и приводы, имеющие серьезные дефекты и представляющие угрозу для жизни обслуживающего персонала или препятствующие нормальной работе электроустановки, необходимо немедленно отключать и направлять в ремонт. Все вышедшие из ремонта выключатели и приводы должны быть испытаны и отрегулированы до их ввода в эксплуатацию так, чтобы их механические характеристики соответствовали заводским данным или данным табл. 8.11—8.13.

Таблица 8.11. Электрические характеристики масляных выключателей на напряжения 6—35 кВ

Тип	$I_{ном}$, кА	$I_{откл}$, кА	Предельный сквозной ток (амплитуда), кА	Время, с			Масса, т	
				отключения	включения	паузы АПВ	общая	масла
Маломасляные (горшковые)								
ВП-10	0,63; 1	20	52	0,12	0,3	0,5	0,09	0,005
ВМП-10	0,63	20	52; 64	0,1	0,3	0,5	0,16	0,005
ВМПП-10	0,63; 1; 1,6	20	52; 80	0,12	0,2	0,4	0,25	0,006
ВММ-10	0,4; 0,63	10	25	0,12	0,2	0,5	0,1	0,004
ВМГ-10	0,63; 1	20	52	0,1	0,3	0,5	0,14	0,005
ВМГП-10	0,63; 1	20	52	0,14	0,3	0,5	0,15	0,005
МГ-10	5; 9	105	300	0,2	0,8	—	2,2	0,55
МГГ-10	3,2; 4,5	45	120; 170	0,12	0,4	0,5	0,9	0,04
Многообъемные (баковые)								
ВП-35	0,4	5	16	0,12	0,2	0,5	0,86	0,37
ВБД-35	0,6	9,9	26	0,12	0,27	0,5	1,1	0,4
МКП-35	1	25	63	0,08	0,4	0,6	3,6	0,8

Примечание. В обозначении типа: В — выключатель; Б — баковый; Г — горшковый или генераторный; Д — с камерами принудительного дутья; К — камерный (МКП); М — масляный (второе М — маломасляный); П — подвесной или подстанционный (серия ВП); цифры — $U_{ном}$, кВ.

Таблица 8.12. Механические характеристики масляных выключателей на напряжения 6—35 кВ

Тип выключателя	Тип привода	Нормальное давление в контактах, кг	Ход в контактах, мм	Ход контактной траверсы, мм	Угол поворота вала, град	Максимальный статический момент на валу, кГ·м	Допустимая разновременность замыкания и размыкания контактов, мм	Скорость движения траверсы, м/с				Время от подачи команды до завершения операции, с			
								при включении		при отключении		при включении		при отключении	
								наибольшая	в момент замыкания контактов	наибольшая	в момент размыкания контактов	замыкания контактов	остановки траверсы	размыкания контактов	остановки траверсы
Маломасляные (горшковые)															
ВМГ-133	ПС-10	—	40±2	250±5	54	38	—	—	—	—	1,75	0,2	0,23	0,11	0,18
ВМП-10	ПЭ-11	—	60±3	242±2	—	—	—	4,5	3,1—3,9	4,2	2,7—3,3	0,18	0,21	0,1	0,17
МГ-10	ПС-31	14±1	—	415±5	—	—	5	—	—	—	—	—	0,65	—	—
МГГ-10	ПЭ-2	28±2	16±1	295±5	40	300	—	1,7	1,4	2,86	2,1	0,15	0,42	0,11	0,24
МГ-35	ПС-20	45—100	11±1	205±5	63	78	—	2,52	1,96	2,66	1,95	0,23	—	0,06	0,17
Многообъемные (баковые)															
ВМБ-10	ПРА-10	32±2	12±1	102±2	98±3	13±1	3	2,3	—	2,6	1,5	0,22	0,25	0,05	—
ВМ-35	ПС-10	17	12±2	235±5	85±3	20	4	1,7	—	2,45	1	—	0,06	—	—
МКП-35	ПЭ-2	—	16±1	280±2	65	—	4	2—2,5	1,5—2,1	2,8—3,5	1,5—1,7	0,4—0,43	0,45	0,05	0,2

Примечания: 1. Ход в контактах указан только для главных контактов. 2. Скорость движения траверсы, время включения и отключения приведены при номинальном значении напряжения оперативного тока при заполненных маслом баках, при температуре окружающего воздуха 10—20°С. 3. Нормальное давление в контактах у выключателя МГ-35 составляет: 0,45 кПа между неподвижным и промежуточным контактами и 1 кП между промежуточным и подвижным контактами. 4. Скорость включения контактов выключателя ВМП-10 указана при работе с приводом типа ПЭ-11. В случае применения приводов других типов максимальная скорость включения не должна превышать 4,5 м/с. Сведения о выключателях ВМБ и ВМГ-133 приведены в связи с наличием большого количества этих выключателей в городских электрических сетях.

Таблица 8.13. Электрические и механические характеристики электромагнитных и вакуумных масляных выключателей на напряжения 6 и 10 кВ

Тип выключателя	Предельный ток, кА	Ток термической устойчивости, кА	Время, с		Масса, кг
			отключения	включения	
ВЭМ-6-2000/38,5-100	100	38,5	0,06	0,35	0,96
ВЭМ-6К-2000/40-125	125	40	0,06	0,35	1,25
ВЭМ-6К-3200/40-125	125	40	0,06	0,35	1,25
ВЭМ-10/К,П/1250/12,5	52	20	0,06	0,25	0,61
ВЭМ-10Э/К,П/-1000/20	52	20	0,05	0,25	0,61
ВЭ-10-1250-20	51	20	0,06	0,08	0,54
ВЭ-10-1600-20	51	20	0,06	0,08	0,54
ВЭ-10-2500-20	51	20	0,06	0,08	0,54
ВЭ-10-1250-31,5	80	31,5	0,06	0,08	0,56
ВЭ-10-1600-31,5	80	31,5	0,06	0,08	0,56
ВЭ-10-2500-31,5	80	31,5	0,06	0,08	0,56
ВНВ-10/320-2	70	30	0,05	0,05	0,15
ВНВП-10-320-2	40	20	0,05	0,05	0,16

Примечания: 1. В обозначении типа: В — выключатель; Э — ЭМ — электромагнитный; К — для КРУ; Э — встроенный элекромагнитный привод; П — встроенный пружинный привод; первое число — $U_{ном}$, кВ; второе — $I_{ном}$, А; третье — $I_{откл}$, кА; 2. В обозначении вакуумных выключателей: Н — выключатель нагрузки; В — вакуумный; П — подвесной; в числителе $U_{ном}$, кВ; в знаменателе — $I_{ном}$, А; после дефиса — $I_{ном}$ отключения, кА. 3. Для управления выключателями ВЭМ-6 применяют приводы ПЭ-22; а выключателями ВЭ-10 — пружинные приводы.

Таблица 8.14. Режимы сушки изоляции баковых масляных выключателей

Тип выключателя	Намагничивающая обмотка					Длительность сушки, ч
	напряжение питания, В	ток, А	число витков	сечение провода, мм²	полная длина провода, м	
ВМБ-10	50	20—30	75	4—6	145	24—36
ВМ-35	12	100—150	14	25—35	32	48—72
МКП-35	50	40—60	55	10—16	126	48—72

Примечания: 1. Приведенные данные намагничивающей обмотки и времени сушки изоляции являются ориентировочными, так как они зависят также от расположения витков, расстоянии между ними, конструкции бака, утепления бака и т. п. 2. Намагничивающая обмотка наматывается равномерно (поверх теплоизоляции) по всей высоте бака; провод рекомендуется применять с асбестовой изоляцией. 3. Изолирующие экранные перегородки и цилиндры должны

быть удалены от внутренней стенки бака на расстояние не менее 100 мм или разобраны и сложены для сушки в средней части бака. 4. Наибольшая температура внутри бака не должна превышать 100—105°С, а вводов и других частей выключателей — 70—80°С; должна быть предотвращена возможность коробления изоляционных деталей и размягчения заливочной массы в вводах. Температура регулируется периодическими отключениями намагничивающей обмотки. 5. В процессе сушки периодически открывают отверстия в баке для удаления влаги выделяемой изоляцией. 6. После окончания сушки и охлаждения выключателя бак заливают через центрифугу чистым сухим трансформаторным маслом электрической прочностью 35 кВ, подогретым до температуры 35—40°С. Если через 24 ч электрическая прочность масла не снизится ниже 30 кВ, сушку изоляции следует считать удовлетворительной.

Отсыревшую в процессе эксплуатации изоляцию баковых выключателей сушат по методу индукционных потерь в стали бака (табл. 8.14).

Расстояния токопроводящих частей электрооборудования до различных элементов закрытых распределительных устройств (ЗРУ) должны быть не менее величин, приведенных в табл. 8.15.

Предельная температура нагрева частей электрических аппаратов не должна превышать данных, приведенных в табл. 8.16.

Электрооборудование РУ городских электрических сетей периодически испытывают повышенными напряжениями, нормированные значения которых приведены в табл. 8.17.

Таблица 8.15. Наименьшие расстояния от токопроводящих частей до различных элементов ЗРУ, см, при номинальном напряжении 3—35 кВ

Расстояния	Номинальное напряжение, кВ				
	3	6	10	20	35
От токопроводящих частей до заземленных конструкций и частей здания	6,5	9	12	18	29
Между проводниками разных фаз	7	10	13	20	32
От токопроводящих частей до сплошных ограждений	9,5	12	15	21	32
От токопроводящих частей до сетчатых ограждений	16,5	19	22	28	39

Продолжение табл. 8.15

Расстояния	Номинальное напряжение, кВ				
	3	6	10	20	35
Между неогражденными токопроводящими частями разных цепей	200	200	200	220	220
От неогражденных токопроводящих частей до пола	250	250	250	270	270
От неогражденных выводов из ЗРУ до земли при выходе их не на территорию ОРУ и при отсутствии проезда транспорта под выводами	450	450	450	475	475
От контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до оплиновки, присоединенной ко второму контакту	8	11	15	22	35

Примечание. Наименьшие допустимые расстояния (в свету) для столбовых трансформаторных подстанций до 35 кВ и мощностью не более 400 кВ·А: от земли до токопроводящих частей трансформатора — не менее 4,5 м; от земли до площадки (с перилами) для обслуживания подстанции — не менее 3 м; от остающихся под напряжением токопроводящих частей при отключенном разъединителе до уровня площадки обслуживания — не менее 2,5 м при 10 кВ и 3,1 м при 35 кВ. Положение разъединителя должно быть видно с площадки. Расстояние от земли до изоляторов линеда на ВЛ до 1000 В — не менее 4 м.

Таблица 8.16. Предельно допустимые температуры нагрева частей электрических аппаратов напряжением выше 1000 В

Части аппарата	$t_{доп}$ нагрева	
	превышение t над $t_{ср}$ окружающей среды 35°С	
	в воздухе	в масле
Токопроводящие (за исключением контактных соединений) и нетокопроводящие металлические части, неизолированные и не соприкасающиеся с изоляционными материалами	120/85	—
То же, но соприкасающиеся с трансформаторным маслом	—	90/55

Продолжение табл. 8.16

Части аппарата	$t_{доп}$ нагрева	
	превышение t над $t_{ср}$ окружающей среды 35°С	
	в воздухе	в масле
Токопроводящие и нетокопроводящие металлические части, изолированные или соприкасающиеся с изоляционными материалами, а также детали из изоляционных материалов классов нагревостойкости:		
Y	80/45	—
A	95/60	90/55
E	105/70	90/55
B, *F*, *H* и *C*	120/85	90/55
Масло трансформаторное в верхнем слое при использовании в качестве:		
дугогасящей среды	—	80/45
изолирующей среды	—	90/55
Контактные соединения из меди, алюминия или их сплавов без покрытия, с нажатием, осуществляемым болтами, винтами, заклепками и др. способами, обеспечивающими жесткость соединения	80/45	80/45

Примечание. Предельно допустимый нагрев $t_{доп}$ — это превышение температуры нагрева части аппарата t_a над температурой окружающей среды $t_{ср}$, принимаемой равной 35°С.

Таблица 8.17. Нормированные испытательные кратковременные напряжения промышленной частоты (действующие значения) электрооборудования с нормальной изоляцией, кВ

Класс напряжения электрооборудования, кВ	$U_{исп}$ одноминутное внутренней изоляции					
	Силовые трансформаторы относительно земли и других обмоток	Токоограничивающие реакторы	Аппараты и ТТ (кроме масляных), изоляторы (кроме вводов для трансформаторов, реакторов и аппаратов), испытываемые отдельно	Масляные ТТ и выключатели	Вводы для трансформаторов и аппаратов, испытываемые отдельно	Между контактами одного и того же полюса выключателей
3	18	24	24	24	24	24
6	25	32	32	32	32	32
10	35	42	42	42	42	42
15	45	55	55	55	55	55
20	55	65	65	65	65	65
35	85	95	95	95	95	95

ГЛАВА IX. ПРОКЛАДКА ГОРОДСКИХ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Канализация электрической энергии в городах осуществляется преимущественно по кабельным линиям, проложенным в земле в траншеях или блоках, а в необходимых случаях — в кабельных туннелях. В связи с ростом количества электробытовых приборов у населения городов, развитием жилищного строительства и повышением требований к электроснабжению городских потребителей электроэнергии предприятия городских электрических сетей заменяют имеющиеся кабели на кабели более соответствующие создавшимся нагрузкам, прокладывают новые кабельные линии, создают более гибкие схемы электроснабжения. Протяженность кабельной сети современного среднего по населению города составляет десятки километров. Эксплуатационное обслуживание городских кабельных сетей требует соответствующего надзора за ними, а также выполнения большого объема земляных, электромонтажных и других работ, связанных с прокладкой кабельных линий. В перечень основных работ по прокладке кабельных линий входят: подготовительные и земляные работы; прокладка кабелей в траншее, блоках и туннелях; соединение и оконцевание кабелей. К работам по прокладке кабельных линий приступают после выполнения подготовительных работ, перечень которых приведен в табл. 9.1.

Таблица 9.1. Перечень подготовительных работ при прокладке кабелей

Вид прокладки	Подготовительные работы
1. Прокладка кабельной линии в траншее	Доставка на трассу механизмов, инструментов и материалов, в том числе: а) землеройных механизмов; б) механизмов для разрушения твердых покрытий (асфальт, бетон, булыжные покрытия и т. п.); в) сит и лопат для просеивания земли; г) песка для подсыпки под кабель и засыпки кабеля; д) кирпича или бетонных плит для защиты кабеля от механических повреждений; е) переходных мостиков с перилами и настилами (для обеспечения безопасного перехода людей и переезда транспорта через траншею); ж) ограждений с фонарями; з) оборудования и приспособлений для раскатки и перемещения кабеля; и) кабеля в барабанах; к) трансформатора для прогрева кабеля (при прокладке в зимнее время)

Вид прокладки	Подготовительные работы
2. Проклака кабелей в блоках	Доставка на трассу механизмов, инструментов и приспособлений, указанных в п. 1 [за исключением в), г) и д)], а дополнительно труб асбестоцементных или керамических и блочных колодцев
3. Прокладка кабелей в туннелях	Доставка кабеля, оборудования для раскатки кабеля, конструкций для укладки на них кабелей и муфт, крепежных деталей

9.1. Прокладка кабелей в траншее

Объемы работ и нормы расхода материалов для защиты кабелей от механических повреждений при прокладке кабелей в траншее приведены в табл. 9.2.

Таблица 9.2. Объемы работ и нормы расхода материалов для защиты кабелей от механических повреждений при прокладке их в траншее (на 100 м траншеи)

Объем работ и норма расхода материала	Число кабелей в траншее					
	1	2	3	4	5	6
Минимальный объем удаляемой из траншеи земли, м³	31	31	43,3	51,7	68	80,5
Объем земли, засыпаемой в траншею (при подсыпке из грунта и защите кирпичом), м³	23,2	22,4	30,8	35,4	47,9	56,6
Количество кирпича (при защите кабеля кирпичом), шт.	800	1200	1600	2000	2400	2800
То же, железобетонных плит размером 400×250×60 (при защите кабеля плитами), шт.	250	400	500	650	780	940

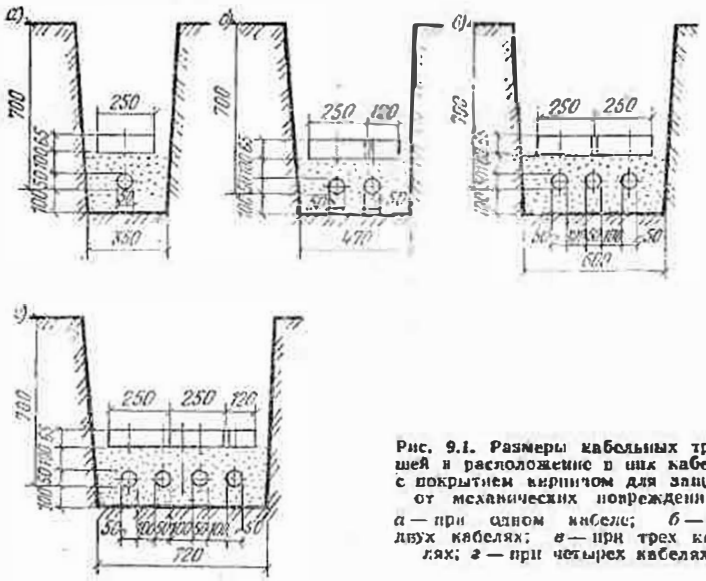


Рис. 9.1. Размеры кабельных траншей и расположение в них кабелей с покрытием кирпичом для защиты от механических повреждений

а — при одном кабеле; *б* — при двух кабелях; *в* — при трех кабелях; *г* — при четырех кабелях

Во избежание обвалов при рытье траншей с вертикальными стенками без крепления допустимая глубина рытья траншеи не должна быть более приведенных ниже величин:

Насыпной песчаный и гравелистый грунт . . .	1 м
Супесчаный и суглинистый грунт	1,2 м
Глина	1,5 м
Особо плотные грунты	2 м

Примечания: 1. Допустимые глубины рытья траншей приведены для грунтов естественной влажности и при отсутствии грунтовых вод. 2. При рытье траншей глубиной, превышающей указанные размеры, стенки траншеи должны быть укреплены досками толщиной не менее 40 мм и распорками из бревен диаметром не менее 130 мм.

Размеры траншей для прокладки кабелей напряжением до 10 кВ приведены в табл. 9.3, а порядок укладки защитных покрытий из кирпича показан на рис. 9.1.

Перечень механизмов и приспособлений, применяемых при прокладке кабелей, приведен в табл. 9.4.

Прокладку кабеля по трассе производят одним из способов, указанных в табл. 9.5.

Передача электрической энергии по кабельным линиям, проложенным в траншеях, является наиболее распространенным способом

Таблица 9.3. Размеры траншей для прокладки кабелей напряжением до 10 кВ

Тип траншеи	Число кабелей в траншее	Ширина траншеи (по дну), мм		Порядок укладки защитных покрытий из кирпича (см. рис. 9.1)
		с защитой кабеля	без защиты кабеля	
Т-1	1	350	350	*а*
Т-2	2	470	350	*б*
Т-3	3	600	500	*в*
Т-4	4	720	650	*г*

Примечание. С увеличением числа прокладываемых кабелей свыше четырех с защитой их кирпичом или железобетонными плитами ширину траншеи увеличивают (по ее дну) на 120—130 мм на каждый последующий кабель.

Таблица 9.4. Перечень основных механизмов и приспособлений, применяемых при прокладке кабелей

Механизмы и приспособления	Назначение оборудования
Автомобильные краны	Погрузка и выгрузка барабанов с кабелем
Автомобиль с лебедкой	То же
Кабельные транспортеры типа ТКБ-5 и ТКБ-10	То же, раскатка кабеля
Трубоукладчик, укомплектованный грузозахватным приспособлением	Раскатка кабеля в траншеях
Комплект распорных линейных и угловых роликов	Раскатка кабеля в туннелях
Ручные лебедки грузоподъемностью до 1 т	Раскатка кабеля и протяжка через блочные устройства
Электрифицированные лебедки грузоподъемностью до 3 т	То же
Привод ПЭУ-2	»
Кабельные конусные зажимы	Соединение кабеля с тросом за жилы
Проволочные чулки	То же, за оболочку
Кабельные домкраты (винтовые ДК-3) и безосевые	Установка барабанов с кабелем для раскатки
Барабаноподъемник	То же
Предохранитель кабельный	Контроль усилия тяжения
Набор приспособлений, состоящий из ершей и контрольного цилиндра	Чистка и проверка блочной канализации
Разъемные воронки	Установки в местах выхода труб со стороны протяжки кабеля

Продолжение табл. 9.4

Механизмы и приспособления	Назначение оборудования
Установка БГ-3	Выполнение проколов грунта на переходах

Примечание. Перечень, характеристики и количество необходимых механизмов и приспособлений определяют в каждом отдельном случае в зависимости от характера и объема предстоящих работ.

Таблица 9.5. Способы прокладки кабелей

Способ прокладки	Краткое описание	Область применения
С помощью движущегося кабельного транспортера, автомобиля или трубоукладчика	Барабан с кабелем устанавливают на транспортере, в кузове автомобиля или на специальной траверсе трубоукладчика. При раскатке кабеля рабочие принимают сматываемый с барабана кабель и укладывают его на дно траншеи	Во всех случаях, когда механизм может свободно передвигаться вдоль трассы и когда в траншее нет препятствий (труб, блоков и др.)
Тяжением кабеля канатом с помощью приводной лебедки	Барабан с кабелем устанавливают в одном из концов трассы. Раскатку кабеля вдоль траншеи производят по роликам тяжением каната приводной лебедки	В тех случаях, когда способ прокладки с движущегося механизма по каким-либо причинам не применим
Тяжением кабеля трактором или автомобилем	То же, но тяжение кабеля производят трактором или автомобилем	То же
Тяжением кабеля канатом с помощью ручной лебедки	То же, но с применением ручной лебедки	То же, но при небольших длинах кабеля и в случае невозможности применения приводной лебедки

Примечание. В случае невозможности прокладки кабеля с барабана на полную длину допускается оставшийся на барабане кабель разматывать и прокладывать вручную методом петли.

канализации электроэнергии в городах. При прокладке кабельной линии в траншеях должны быть соблюдены допустимые разности уровней между высшей и низшей точками расположения кабеля по трассе (табл. 9.6).

При изменении конфигурации трассы радиусы изгиба кабелей следует выбирать в зависимости от конструкции кабеля, точнее от материала изоляции (бумажная, поливинилхлоридная или резиновая) и оболочки кабеля (металлическая, поливинилхлоридная), а также в зависимости от того, бронирован или не бронирован кабель (табл. 9.7).

Таблица 9.6. Наибольшая допустимая разность уровней кабелей с бумажной пропитанной изоляцией

$U_{ном}$, кВ	Пропитка изоляции	Кабели	Разность уровней, м
1 и 3	Вязкая	Небронированные:	
		в алюминиевой оболочке	25
		в свинцовой оболочке	20
		Бронированные в алюминиевой или свинцовой оболочке	25
	Обедненная	Небронированные и бронированные:	
		в алюминиевой оболочке	Без ограничения
		в свинцовой оболочке	100
6	Вязкая	Небронированные и бронированные:	
		в алюминиевой оболочке	20
		в свинцовой оболочке	15
	Обедненная	Небронированные и бронированные в алюминиевой или свинцовой оболочке	100
10	Вязкая	Небронированные и бронированные в алюминиевой или свинцовой оболочке	15

$U_{ном}$, кВ	Пропитка изоляции	Кабели	Разность уровней, м
20 и 35	Вязкая	Небронированные и бронированные в алюминиевой или свинцовой оболочке	5

Примечания: 1. Данные о допустимой разности уровней кабелей приведены в таблице без учета случаев применения стопорных или эпоксидных муфт. 2. Допускается прокладка кабелей с нестекающей изоляцией, с пластмассовой и резиновой изоляцией на трассах с неограниченной разностью уровней между высшей и низшей точками их расположения.

Таблица 9.7. Наименьшие допустимые радиусы внутренней кривой изгиба кабелей

Конструкция кабеля	Кратность радиуса внутренней кривой изгиба по отношению к его наружному диаметру
Силовые многожильные кабели с обедненно пропитанной изоляцией и нестекающей пропиткой в общей свинцовой или алюминиевой оболочке, бронированные	25
Силовые многожильные кабели с бумажной изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке для каждой жилы, а также с поливинилхлоридной изоляцией и в поливинилхлоридной оболочке поверх каждой жилы, бронированные и небронированные	25
Силовые многожильные кабели с бумажной пропитанной изоляцией в общей свинцовой или алюминиевой оболочке, а также с поливинилхлоридной изоляцией и оболочкой, бронированные и небронированные	15
Контрольные кабели с бумажной пропитанной изоляцией и свинцовой оболочке, бронированные и небронированные	15
Силовые и контрольные кабели с резиновой изоляцией, в свинцовой или поливинилхлоридной оболочке, бронированные	10
Силовые и контрольные кабели с резиновой изоляцией в свинцовой или поливинилхлоридной оболочке, небронированные	6

Прокладку кабелей параллельно зданиям, подземным коммуникациям, автомобильным дорогам и электрифицированному транспорту, а также их пересечение другими кабелями следует выполнить с соблюдением приведенных ниже допустимых минимальных расстояний, мм:

До фундаментов зданий	600
Между силовыми кабелями напряжением до 10 кВ включительно и между контрольными и силовыми кабелями (при параллельной прокладке)	100
Между кабелями, эксплуатируемыми различными организациями, и между силовыми кабелями и кабелями связи (при параллельной прокладке и пересечениях)	500
До стволов деревьев	2000
До трубопроводов (при параллельной прокладке)	500
До нефте- и газопроводов (при параллельной) прокладке	1000
До теплопроводов (при параллельной) прокладке	2000
До оси пути железной дороги:	
неэлектрифицированной	3250
электрифицированной	10 750
До оси трамвайного пути	2750
До вертикальной плоскости, проходящей через крайний провод линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше	10 000
До заземленных частей опор воздушных линий электропередачи напряжением, кВ	
1—35	5000
110 и выше	10 000
До опоры воздушной линии напряжением до 1 кВ	1000
До трубопроводов при пересечении их кабельными линиями	500
До теплопроводов при пересечении их кабельными линиями (теплопровод должен иметь усиленную теплоизоляцию на длине 2 м в обе стороны от крайних кабелей)	500
При пересечении кабельными линиями железных или автомобильных дорог (кабель должен прокладываться в туннелях, блоках, трубах) до полотна дорог	1000
При пересечении водоотводных канав вдоль дорог (кабель должен прокладываться в трубах) до дна канавы	500
Между кабельными муфтами и ближайшим кабелем	250

Прокладку кабелей при низких температурах окружающего воздуха допускается производить только после прогрева их в обогреваемом помещении или при помощи специальных трансформаторов. Режим прогрева кабеля в помещении или тепляке, предельно допустимые температуры нагрева жил кабелей специальными трансформаторами, а также величины прогрева трехжильных кабелей до 10 кВ на барабанах приведены в табл. 9.8 —9.1 Время прокладки кабеля после прогрева указано в табл. 9.11.

При прокладке кабелей усилия тяжения для кабелей на напри-

жения 1—10 кВ не должны превышать значений, приведенных в табл. 9.12.

Каждая кабельная линия должна иметь маркировку, выполняемую в виде надписей на металлических, свинцовых или пластмассовых бирках, привязанных к кабелю и муфтам мягкой оцинкованной проволокой. Прокладываемые в земле (траншее) кабеля выбирают, учитывая рекомендации, приведенные в табл. 9.13.

Таблица 9.8. Режим прогрева кабеля в помещении или тепляке

Температура воздуха (в помещении или тепляке), °С	Продолжительность прогрева кабеля, ч
10—20	50—60
25—30	30—40
35—40	20—25

Примечания: 1. Для лучшего прогрева кабеля в помещении рекомендуется обшивку барабана снять, а барабан с кабелем поднять на домкратах и через каждые 10—12 ч поворачивать вокруг оси на 180°С. 2. Приведенные данные продолжительности нагрева кабелей в зависимости от температуры взять из практики на примере прогрева трехжильных кабелей напряжением 6 и 10 кВ и с сечением жил 3×70—3×120 мм², с бумажной пропитанной изоляцией, с металлической оболочкой и бронированных стальными лентами.

Таблица 9.9. Предельно допустимые температуры нагрева жил кабелей специальными трансформаторами

Конструкция кабелей	Предельно допустимая температура, °С
Кабель напряжением 10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией	60
То же, но напряжением 6 кВ с поливинилхлоридной или резиновой изоляцией	65
То же, но напряжением до 3 кВ с бумажной пропитанной изоляцией	80

Примечание. При нагреве жил кабеля током необходимо учитывать, что температура, измеряемая на поверхности верхних витков кабеля, может отличаться от действительной температуры нагрева жил на 15—20°С, поэтому прогрев током необходимо прекратить в момент, когда температура оболочки верхних витков кабеля на барабане достигает 40—45°С.

Таблица 9.10. Прогрев на барабанах трехжильных кабелей напряжением до 10 кВ

Сечение жил кабеля, мм²	Наибольший допустимый ток прогревания, А	Напряжение, необходимое для питания кабеля длиной 300 м, В	Ориентировочная продолжительность (мин) прогревания кабеля при температуре окружающего воздуха, °С		
			0	—10	—20
10	76	69	60	75	95
16	102	58	60	75	100
25	130	48	70	90	105
35	160	42	75	95	110
50	190	34	90	110	135
70	230	30	100	120	150
95	285	27	100	125	150
120	330	25	100	140	170
150	375	22	125	150	185
185	425	18	135	170	210
240	490	16	150	190	240

Примечания: 1. При длине кабеля, отличной от указанной в этой таблице, подводимое к нему напряжение соответственно изменяется. 2. Для прогрева кабеля применяют специальный трансформатор мощностью 20 кВА с первичным напряжением 380 или 220 В и вторичным напряжением на десяти ступенях 7—98 В. 3. Величину тока прогрева в каждой фазе периодически проверяют токоизмерительными клещами.

Таблица 9.11. Время прокладки кабеля после прогрева, мин

Температура окружающего воздуха, °С	Максимальное время, в течение которого кабель должен быть уложен в траншее, мин
—5	120
—10	60
—20	30

Примечание. Прокладка кабеля при температуре ниже —20°С допускается при условии непрерывного прогрева его в течение всего времени раскатки вдоль траншеи и прокладки в траншее.

Трасса кабельной линии, проложенной в земле (траншее), должна быть координирована по отношению к фундаментальным сооружениям или специально установленным ориентирам при помощи опознавательных знаков (пикетов), образцы которых приведены в табл. 9.14.

Таблица 9.12. Допустимые усилия тяжения для кабелей напряжением 1—10 кВ

Сечение кабеля, мм	Допустимые усилия тяжения, кН				
	за алюминиевую оболочку кабеля напряжением, кВ			за жилы	
	1	6	10	медные	многопроволочные алюминиевые
3×25	1,7	2,8	3,7	3,4	2,9
3×35	1,8	2,9	3,9	4,9	3,9
3×50	2,3	3,4	4,4	7,0	5,9
3×70	2,9	3,9	4,9	10,0	6,2
3×95	3,4	4,4	5,7	13,7	6,5
3×120	3,9	4,9	6,4	17,6	6,9
3×150	5,9	6,4	7,4	22,0	8,8
3×185	6,4	7,4	8,3	26,0	10,8
3×240	7,4	9,3	9,8	35,0	13,9

Примечание. Тяжение кабелей с пластмассовой и свинцовой оболочками допускается только за жилы.

9.2. Прокладка кабелей в блоках

Прокладку кабелей в блоках применяют в городских электрических сетях при прохождении трассы кабельной линии через участки, насыщенные различными коммуникациями, а также при необходимости защиты кабелей от механических повреждений и блуждающих токов. Блоки сооружают преимущественно из железобетонных панелей или асбестоцементных труб. Для сооружения блоков могут быть использованы керамические трубы, трубы из полиэтилена или винипласта[1]. Блоки ББ составляют из двухканальных и трехканальных железобетонных панелей типов ПК-2 и ПК-3 длиной 5995 мм или ПК-2а и ПК-3а длиной 2995 мм. Каналы панелей обрабатывают так, чтобы исключалась опасность повреждения кабелей при затяжке их в блоки.

Для блочной конструкции БА применяют асбестоцементные трубы (для безнапорных трубопроводов) с диаметром условного прохода 100 или 125 мм. При прокладке блоков в сухих грунтах наружные поверхности асбестоцементных труб окрашивают двумя слоями гидроизоляции, а при прокладке в насыщенных водой грунтах покрывают двумя слоями оклеечной гидроизоляции. Трубы

[1] Трубы из полиэтилена и винипласта в городских кабельных сетях применяют пока в ограниченном количестве вследствие их высокой стоимости и низкой механической прочности.

Таблица 9.13. Кабели, рекомендуемые для прокладки в земле (траншеях)

Область применения	Кабель прокладывается на трассе	Кабели		
		с бумажной пропитанной изоляцией		с пластмассовой и резиновой изоляцией и оболочкой
		в процессе эксплуатации кабель не подвергается растягивающим усилиям	в процессе эксплуатации кабель подвергается значительным растягивающим усилиям	в процессе эксплуатации кабель не подвергается растягивающим усилиям
В земле (траншеях) с низкой коррозионной активностью	Без блуждающих токов	ААШв, ААШп, ААБл, АСБ	ААП2л, АСПл, ААП2л, АСПл	ААВГ, АПсВГ, АПвВГ, АПВГ
	С блуждающими токами	ААШв, ААШп, ААБ2л, АСБ	ААП2л, АСПл	АВВБ, АПВБ, АПсВБ, АППБ, АПаПБ, АПБбШв
В земле (траншеях) со средней коррозионной активностью	Без блуждающих токов	ААШв, ААШп, ААБл, ААБ2л, АСБ, АСБл	ААПл, АСПл	АПвБбШв, АВБбШв, АПсБбШв
	С блуждающими токами	ААШп, ААШв, ААБ2л, ААБв, АСБл, АСБ2л	ААП2л, АСПл	АПАШв, АПсАШв, АВАШв, АВРБ, АНРБ, АВАБл, АПАБл

Продолжение табл. 9.13

Область применения	Кабель прокладывается на трассе	Кабели с бумажной пропитанной изоляцией: в процессе эксплуатации кабель не подвергается растягивающим усилиям	Кабели с бумажной пропитанной изоляцией: в процессе эксплуатации кабель подвергается значительным растягивающим усилиям	Кабели с пластмассовой и резиновой изоляцией и оболочкой: в процессе эксплуатации кабель не подвергается растягивающим усилиям
В земле (траншеях) с высокой коррозионной активностью	Без блуждающих токов	ААШп, ААШв, ААБ2л, ААБ2лШв, ААБ2лШп, ААБв, АСБл, АСБ2л	ААП2лШв, АСП2л	
	С блуждающими токами	ААШп, ААБв, АСБ2л, АСБ2лШв	ААП2лШв, АСП2л	

Примечание. Буквенные обозначения марок кабелей: А — (первая буква) — алюминиевая жила; А — (вторая буква) — алюминиевая оболочка; Б — бронепокров из плоских лент; б — отсутствие подушки у защитного покрова; В — поливинилхлоридная оболочка (первая буква) или изоляция жил (вторая буква) при расположении в начале или в середине обозначения марки; В через дефис в конце обозначения — обедненно-пропитанная изоляция; в — в середине обозначения — изоляция из вулканизированного полиэтилена; в конце обозначения — подушка защитного покрова с поливинилхлоридным шлангом; Г — отсутствие наружного покрова поверх брони или металлической оболочки; К — бронепокров из стальных круглых проволок; л — усиленная подушка у защитного покрова; 2л — особо усиленная подушка у защитного покрова; Н — резиновая маслостойкая оболочка, не распространяющая горения; н — негорючий наружный покров у защитного покрова; О — отдельная оболочка каждой жилы; П в начале или в середине обозначения — полиэтиленовая оболочка или изоляция жил; в конце обозначения — бронепокров из стальных плоских проволок; п — подушка с полиэтиленовым шлангом у защитного покрова; Р — резиновая изоляция жил; С — свинцовая оболочка; с — изоляция из самозатухающего полиэтилена; СТ — стальная гофрированная оболочка; Ц — бумажная изоляция с нестекающим составом на основе церезина; Шв — наружный покров из поливинилхлоридного шланга; Шп — наружный покров из полиэтиленового шланга. Медные жилы, бумажная пропитанная изоляция, подушка нормального исполнения и нормальный наружный покров во всех марках не имеют буквенных обозначений.

Таблица 9.14. Образцы опознавательных знаков (пикетов), применяемых на кабельных трассах

Обозначаемый элемент кабельной трассы	Образец опознавательного знака	Обозначаемый элемент кабельной трассы	Образец опознавательного знака
Кабельная траншея	ПК6 10	Пересечение траншеи с трубопроводом	ПК12 6 7
Поворот траншеи	ПК10 15 10	Пересечение траншеи с автомобильной дорогой	ПК13 15
Лис направляющие траншеи	ПК24 5(15)	Пересечение траншеи с электрифицированной железной дорогой	ПК9 5 9
Соединительная кабельная муфта	ПК4 8	Пересечение двух траншей	ПК5 2 10

Примечания: 1. Пересечение кабельной траншеи с неэлектрифицированной железной дорогой обозначается без знака стрелы. 2. Размер опознавательных знаков 300×300 мм.

на стыках соединяют манжетами длиной 150—200 мм из асбестоцемента или листовой стали толщиной 1—1,2 мм. Места стыков труб заделывают бетоном и покрывают соответствующей гидроизоляцией.

Для сооружения блоков БК применяют трубы керамические (канализационные) с диаметром ствола 125 мм, длиной 1000 и 1200 мм. Поперек горизонтальных рядов труб блока устанавливают

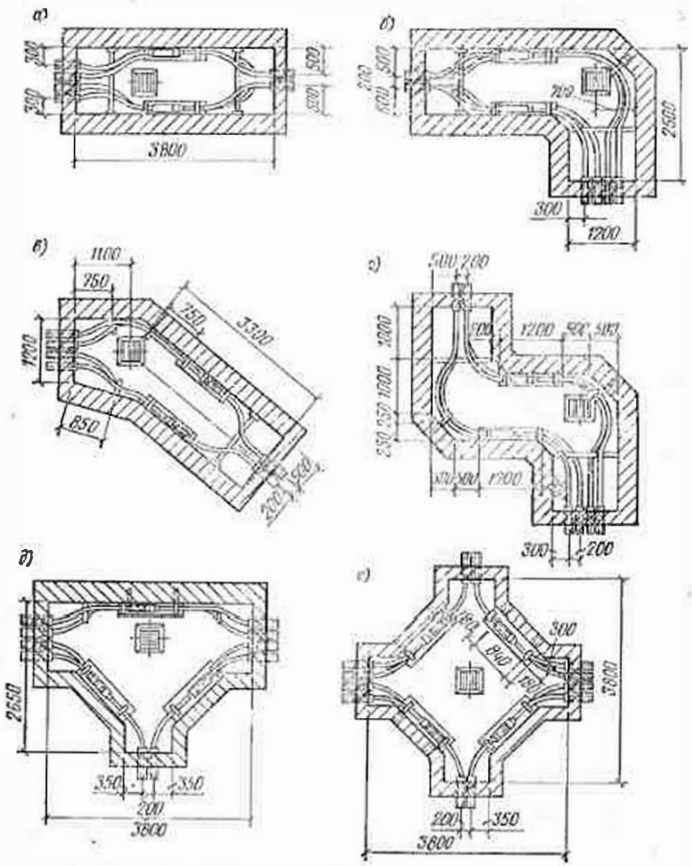


Рис. 9.2. Кабельные колодцы городских кабельных сетей
а — проходной; *б* — угловой; *в* — тупоугольный; *г* — Z-образный; *д* — Т-образный; *е* — крестообразный

(на расстояния 100—150 мм от раструбов) дистанционные прокладки из дерева (досок). Каждый кабельный блок должен иметь до 10% резервных каналов, но не менее одного канала. Глубину заложения в землю кабельных блоков следует принимать исходя из местных условий, но не менее расстояний, допустимых при прокладке кабелей в траншеях. В местах изменения направления трассы или разветвления кабельных линий, проложенных в блоках, и в местах перехода кабелей из блоков в землю сооружают кабельные колодцы (рис. 9.2), обеспечивающие удобное протягивание кабелей, прокладываемых вновь, а также позволяющие легко и быстро заменять их в процессе эксплуатации. Для стока влаги блоки укладывают с уклоном в сторону колодцев не менее чем 100 мм на каждые 100 м. Кабельные колодцы сооружают на прямолинейных участках трассы на расстоянии друг от друга, определяемом рельефом местности, строительной длиной прокладываемых кабелей, а также величиной предельно допустимого тяжения кабеля при его затяжке в канал блока.

9.3. Прокладка кабелей в туннелях

Кабельные линии городских электрических сетей прокладывают в туннелях в случаях: а) прохождения в одном направлении большого количества кабелей (свыше 30); б) если нет возможности применить другие способы прокладки (в блоках и др.); в) наличия неиспользуемых или частично загруженных готовых и пригодных для прокладки кабелей туннелей различных министерств и ведомств. Туннели для кабельной канализации выполняют высотой 2,1 м и шириной 1,5 или 1,8 м. Внутри туннелей через каждые 180—200 м делают огнестойкие перегородки, делящие туннель на отсеки. В каждом отсеке должны быть огнестойкие двери в перегородке или металлические люки в перекрытии. Люки диаметром 700 мм снабжают двумя металлическими крышками, из которых нижняя (стальная) имеет приспособление для замка, а верхняя (чугунная) закрывает доступ к горловине люка.

Для прокладки кабельных линий применяют различные кабельные конструкции. Наименьшие допустимые расстояния для кабельных конструкций, а также для кабелей при прокладке их в туннеле составляют, в мм:

Высота	1800
Горизонтальное расстояние (в свету) между конструкциями при двухстороннем расположении (ширина прохода)	1000
Расстояние от конструкции до стены при одностороннем расположении (ширина прохода)	900
Вертикальное расстояние (в свету) между горизонтальными конструкциями для кабелей напряжением до 10 кВ при числе кабелей свыше 4	0,6 длины консоли конструкции
Расстояние между опорными конструкциями по длине сооружения	800
Вертикальное и горизонтальное расстояние (в свету) между силовыми кабелями напряжением до 10 кВ	35, но не менее диаметра кабеля
Горизонтальное расстояние между контрольными кабелями и кабелями связи	не нормируется

Примечания: 1. При двухстороннем расположении конструкций контрольные кабели и кабели связи размещают по возможности на стороне, противоположной силовым кабелям, а при одно-

стороннем — под силовыми кабелями. 2. Силовые кабели напряжением до 1 кВ размещают под кабелями напряжением 6 и 10 кВ и отделяют от последних огнестойкими перегородками. 3. Конструкции для туннельной канализации кабелей выбирают в зависимости от принятого способа прокладки (по стенам, потолкам и т. п.), а также от количества кабелей и их наружного диаметра.

Количество конструкций, необходимых на каждые 100 м туннеля, зависит от размеров туннеля, способа монтажа конструкции и количества размещаемых кабелей.

ГЛАВА X. СОЕДИНЕНИЯ И ОКОНЦЕВАНИЯ КАБЕЛЕЙ

10.1. Инструменты и кабельные гарнитуры для соединения и оконцевания кабелей

За соблюдением технологии выполнения работ по соединению и оконцеванию кабелей, а также за соблюдением при этом правил безопасности труда осуществляет контроль уполномоченный на это инженерно-технический персонал (мастер, руководитель работ). Работы по соединению и оконцеванию кабелей выполняют на предварительно подготовленном рабочем месте с применением специального инструмента (табл. 10.1) и механизмов (табл. 10.2, рис. 10.1).

Таблица 10.1. Перечень инструмента и принадлежностей для монтажа муфт и заделок

Инструменты и принадлежности	Количество	Инструменты и принадлежности	Количество
Аптечка	1	Клещи газовые длиной 200 мм	1
Банки металлические емкостью 0,5 и 1,5 л	2	Клещи для снятия резиновой и пластмассовой изоляции жил кабелей	1
Бидоны	2	Ключи разводные № 3	2
Бронерезка	1	Ключ гаечный 3/8×1/2	1
Ванночка для парафина	1	Коврик резиновый с рифленой поверхностью	1
Ведро цилиндрическое вместимостью 10—12 л	1	Кусачки	1
Воронка для заливки массы в муфту	1	Конш для разогрева припоя	1
Зеркало для осмотра муфт и кабелей	1	Крючок с деревянной ручкой	1
Зубила 25×200 и 35×400 мм	2	Лампа паяльная или пропановая горелка с баллоном и шлангом	2
Канистра вместимостью 5 л	1	Ложка	1
Кастрюля с крышкой для разогрева кабельной массы	1	Лоток для инструмента	1
Кисти малярные разные	2		

Продолжение табл. 10.1

Инструменты и принадлежности	Количество	Инструменты и принадлежности	Количество
Лопатка штыковая (саперная)	1	Перчатки брезентовые (или рукавицы)	2
Лом стальной	1	Пинцет	1
Лоток из кровельной стали	1	Планшет для мелкого инструмента	1
Мешалки для размешивания эпоксидного компаунда, кабельной массы и припоя	3	Плоскогубцы универсальные длиной 200 мм	1
Метр стальной	1	Подставка инвентарная для монтажа соединительных муфт	1
Молоток слесарный массой 0,6 кг	1	Полотна ножовочные	6
Молоток деревянный	1	Противень для прошпарочной массы 520×310 мм	1
Набор напильников (трехгранный драчевый 12″ — 1 шт., личной 8″ — 1 шт., круглый драчевый 10″ — 1 шт.)	1 компл.	Разогреватель заливочной массы и припоя (электрический газовый или жаровня)	1
		Разбортовка	1
Нож монтерский складной	1	Рулетка стальная длиной 10 м	1
Нож монтерский простой	1	Сундуки для инструментов и материалов	2
Нож для снятия алюминиевой оболочки	1	Термос для подогрева банки с комплектом бумажных роликов и рулонов	1
То же, пластмассовой оболочки	1	Термометр со шкалой до 300°С в металлической оправе	1
Ножницы для перерезания кабеля	1	Шаблоны для изгибания жил	2
Ножовка по металлу	1	Штангенциркуль	1
Оболочка для осаживания свинцовой трубы	1	Щетка стальная	1
Отвертка длиной 100 мм	1	Ящик металлический запираемый	1
Очки защитные с кожаным ободком	2		
Палатки брезентовые с каркасом	2		
Перчатки полиэтиленовые с бязевой подкладкой или резиновые (медицинские)	2 пары		

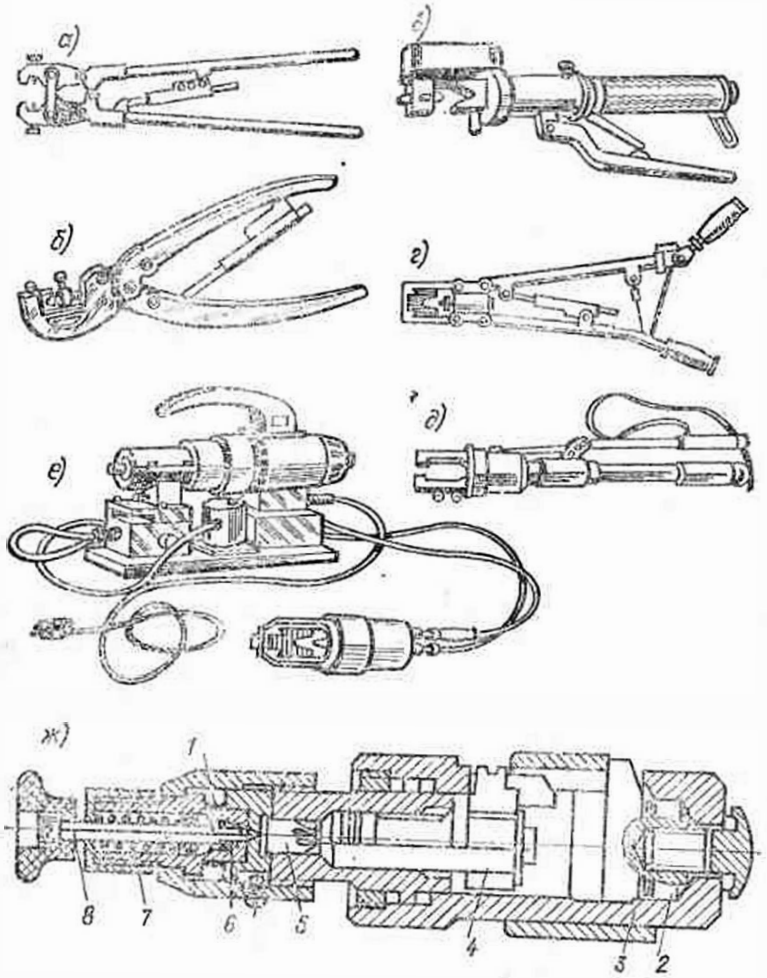


Рис. 10.1. Инструменты и механизмы для соединения и оконцевания жил кабелей опрессовкой

а — пресс-клещи ПК-1М; *б* — пресс-клещи ПК-2М; *в* — пресс-клещи ГКМ; *г* — пресс механический ручной РМП-7М; *д* — пресс гидравлический ручной ПГР-20; *е* — пресс гидравлический с электроприводом ПГЭП-2М; *ж* — пресс пиротехнический ППО-95: *1* — пружина возврата; *2* — матрица; *3* — корпус; *4* — пуансон; *5* — патрон; *6* — пружина отбоя; *7* — пружина ударника; *8* — ударник

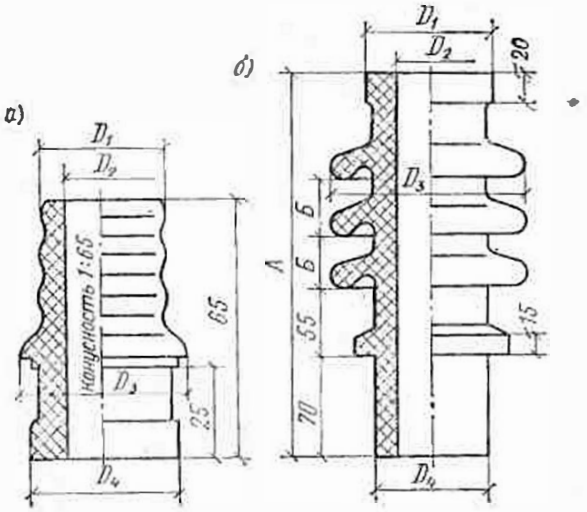


Рис. 10.2. Фарфоровые детали воронок и муфт

а — втулка для установки в концевых стальных воронках (в заделках типа КВБ); *б* — изолятор концевой мачтовой муфты типа КН

Таблица 10.2. Механизмы для соединения и оконцевания алюминиевых и медных жил кабелей опрессовкой

Изделие	Тип	Область применения
Пресс-клещи (см. рис. 10.1, *а*)	ПК-1М	Соединение и оконцевание опрессовкой алюминиевых жил кабелей сечением 16—35 мм²
Пресс-клещи (см. рис. 10.1, *б*)	ПК-2М	
Пресс-клещи (см. рис. 10.1, *в*)	ГКМ	То же
Пресс ручной механический (см. рис. 10.1, *г*)	РМП-7М	Соединение и оконцевание опрессовкой алюминиевых жил сечением 16—240 мм² двузубым вдавливанием и медных жил сечением 16—70 мм² однозубым вдавливанием
Пресс гидравлический ручной (см. рис. 10.1, *д*)	ПГР-20М1	Скругление секторных жил сечением 25—240 мм². Оконцевание и соединение опрессовкой алюминиевых и медных жил сечением 16—240 мм²

Изделие	Тип	Область применения
Пресс гидравлический с электроприводом (см. рис. 10.1, *е*)	ПГЭП-2М	Соединение и окопцевание опрессовкой алюминиевых жил сечением 10—240 мм² двузубым и медных жил сечением 16—95 мм² — однозубым вдавливанием. Скругление секторных однопроволочных алюминиевых жил сечением 25—240 мм² и комбинированных секторных жил сечением 120—185 мм²
Пресс пиротехнический (см. рис. 10.1, *ж*)	ППО-95 ППО-95М	Оконцевание алюминиевых жил сечением 25—95 мм² наконечником

Кабельные гарнитуры. В состав кабельных гарнитуров входят фарфоровые распорные пластины (табл. 10.3), фарфоровые втулки (рис. 10.2*а*, табл. 10.4), фарфоровые изоляторы (рис. 10.2,*б*, табл. 10.5) соединительные и ответвительные гильзы (рис. 10.3, табл. 10.6, 10.7).

Таблица 10.3. Фарфоровые распорные пластины, применяемые для соединения жил кабелей в муфтах

Тип распорной пластины	Сечение жил соединяемых кабелей, мм²		Тип применяемой муфты	Тип распорной пластины	Сечение жил соединяемых кабелей, мм²		Тип применяемой муфты
	трехжильных	четырехжильных			трехжильных	четырехжильных	
Р1-3	До 16	—	М-40	Р5-4	—	150	М-60
Р2-3	25; 35	—	М-40	Р6-4	—	185	М-70
Р3-3	50; 70	—	М-50	РМ3-14	До 35	—	М-40
Р4-3	95; 120	—	М-50	РМ3-22	50—95	—	М-50
Р5-3	150; 185	—	М-60	РМ3-28	120—185	—	М-60
Р6-3	240	—	М-70	РМ3-32	240	—	М-70
Р1-4	—	До 16	М-40	РМ4-14	—	До 16	М-40
Р2-4	—	25; 35	М-50	РМ4-18	—	25—70	М-50
Р3-4	—	50; 70	М-50	РМ4-26	—	95—150	М-60
Р4-4	—	95; 120	М-60	РМ4-28	—	185	М-70

Примечание. Распорные пластины типа Р применяются при соединении в муфтах жил кабелей опрессованием или контактной сваркой, а типа РМ — при соединении жил кабелей пайкой.

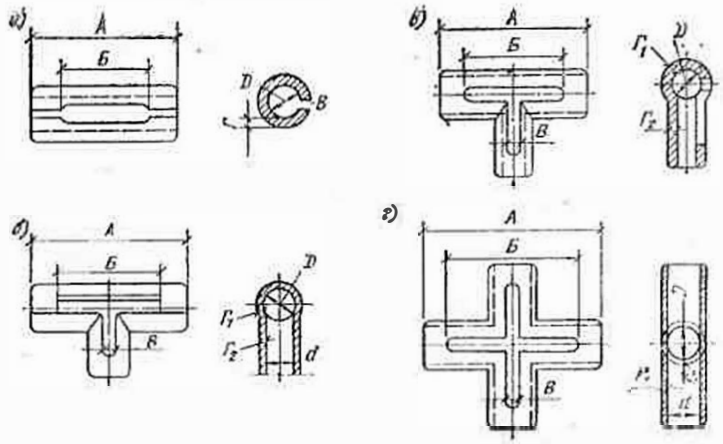


Рис. 10.3. Гильзы медные для пайки жил кабелей

а — соединительная типа ГМ; *б* — ответвительная разъемная типа ГОР; *в* — ответвительная неразъемная типа ГОН; *г* — ответвительная крестообразная типа ГОК

Таблица 10.4. Фарфоровые втулки заделок типа КВБ

Втулки	Напряжение, кВ		Размеры, мм (см. рис. 10.2, *а*)			
	3—6	10				
	Сечение жил, мм²		D_1	D_2	D_3	D_4
ВТ-12	До 16	—	22	12	31	27
ВТ-20	25—50	До 16	32	20	42	37
ВТ-25	70—120	25—50	38	25	47	42
ВТ-30	150—185	70—120	42	30	52	48
ВТ-33	240	150 и 185	48	33	57	53
ВТ-38	—	240	52	38	62	58

Таблица 10.5. Фарфоровые изоляторы для концевых муфт типа КН

Типоразмер муфты	Напряжение, кВ	Размеры, мм (см. рис. 10.2, *б*)					
		А	Б	D_1	D_2	D_3	D_4
КН6-I	6	265	37	69	40	120	63
КН6-II	6	265	37	79	50	130	73
КН10-I	10	295	52	69	40	130	63
КН10-II	10	295	52	79	50	140	73
КН06-I	6	215	37	100	50	135	75
КН06-II	6	215	37	110	60	145	85
КН010-I	10	244	42	100	50	135	75
КН010-II	10	244	42	110	60	145	85

7* Зак. 278

Таблица 10.6. Размеры медных гильз, применяемых для соединения жил кабелей пайкой, мм (см. рис. 10.3, *а*)

Тип гильзы	Сечение соединяемых жил, мм²	*А*	*Б*	*В*	*Г*	*Д*
ГМ-16; ГМ-35	16; 25; 35	50	30	1,5	1,5	6; 7; 9
ГМ-50; ГМ-70	50; 70	60	40	1,5	2	10; 12
ГМ-95; ГМ-120	95; 120	70	40	1,5	2,5	14; 16
ГМ-150; ГМ-185; ГМ-240	150; 185 240	80 90	50 60	2 2	3 3,5	18; 20 22

Таблица 10.7. Размеры медных гильз, применяемых для ответвления жил кабелей пайкой, мм (см. рис. 10,3, *б*, *в*, *г*)

Тип гильзы	Сечение жил кабелей, мм²		*А*	*Б*	*В*	$Г_1$	$Г_2$	*Д*	*d*
	основных	ответвительных							
ГОН; ГОР; ГОК-16-16	16	16	50	30	4	2	2	6	6
ГОН; ГОР; ГОК-25-16	25	16	50	30	4	2,5	2,5	7	7
ГОН; ГОР; ГОК-25-25	25	25	50	30	4	2,5	2,5	7	7
ГОН; ГОР; ГОК-35-16/25	35	16 и 25	50	30	4	2,5	2,5	9	7
ГОН; ГОР; ГОК-35-35	35	35	50	30	4	2,5	2,5	9	9
ГОН; ГОР; ГОК-50-16/25	50	16 и 25	60	40	5	3	3	10	7
ГОН; ГОР; ГОК-50-35/50	50	35 и 50	60	40	5	3	3	10	10
ГОН; ГОР; ГОК-70-16/25	70	16 и 25	60	40	3,5	3,5	2,5	12	7
ГОН; ГОР; ГОК-70-35/50	70	35 и 50	60	40	5	3,5	3,5	12	10
ГОН; ГОР; ГОК-70-70	70	70	60	40	5	3,5	3,5	12	12
ГОН; ГОР; ГОК-95-16/25	95	16 и 25	70	40	5	4	2,5	14	7
ГОН; ГОР; ГОК-95-35/50	95	35 и 50	70	40	5	4	3	14	10
ГОН; ГОР; ГОК-95-70/95	95	70 и 95	70	40	5	4	4	14	14
ГОН; ГОР; ГОК-120-16/25	120	16 и 25	70	40	5	4	2,5	16	7
ГОН; ГОР; ГОК-120-35/50	120	35 и 50	70	40	5	4,5	3	16	10
ГОН; ГОР; ГОК-120-70/95	120	70 и 95	70	40	5	4,5	4,5	16	14

Тип гильзы	Сечение жил кабелей, мм²		*А*	*Б*	*В*	$Г_1$	$Г_2$	*Д*	*d*
	основных	ответвительных							
ГОН; ГОР; ГОК-120-120	120	120	70	40	5	4,5	4,5	16	16
ГОН; ГОР; ГОК-150-16/25	150	16 и 25	80	50	6	4,5	2,5	18	7
ГОН; ГОР; ГОК-150-35/50	150	35 и 50	80	50	6	4,5	3	18	10
ГОН; ГОР; ГОК-150-70/95	150	70 и 90	80	50	6	4,5	4,5	18	14
ГОН; ГОР; ГОК-150-120/150	150	120—150	80	50	6	4,5	4,5	18	18

Примечания: 1. В обозначении медных ответвительных гильз ГОН, ГОР и ГОК: Г — гильза; О — ответвительная; Н — неразъемная, Р — разъемная; К — крестообразная. 2. Допустимые отклонения гильз по толщине ($Г_1$, $Г_2$), диаметру (*Д* и *d*) не более ±0,2 мм.

10.2. Соединение и ответвление кабелей напряжением до 1 кВ в чугунных муфтах

Трех- и четырехжильные кабели с бумажной изоляцией до 1 кВ городских кабельных сетей соединяют при помощи чугунных муфт типа СЧо (рис. 10.4,*а*) обычного исполнения и СЧм (рис. 10.4,*б*) — малогабаритных (табл. 10.8). Для ответвления кабелей применяют чугунные ответвительные муфты (табл. 10.9) типа О (рис. 10.5) следующих трех исполнений: От — Т-образные (рис. 10.5,*а*); Оу — У-образные (рис. 10.5,*б*) и Ок — крестообразные (рис. 10.5,*в*).

Таблица 10.8. Размеры чугунных соединительных муфт, мм (см. рис. 10.4)

Типоразмер муфты	Сечение жил кабеля, мм		*А*	*Б*	*В*	*Г*	*Д*	*d*	*S*	Масса муфты, кг
	трехжильных	четырехжильных								
СЧо-40	До 35	До 16	580	460	153	170	164	40	5	8,7
СЧо-50	50—95	25—70	720	580	185	210	180	50	5	19,6
СЧо-60	120—185	95—150	830	650	208	240	210	60	6	31,2
СЧо-70	240	185	900	710	235	260	250	70	6	37,7
СЧм-40	До 35	До 16	475	375	106	134	98	40	4	4,8
СЧм-50	50—95	25—70	560	440	117	149	111	50	5	11
СЧм-60	120—150	95—150	630	500	130	174	128	60	5	16,4
СЧм-70	185—240	185	700	570	138	182	136	70	5	20

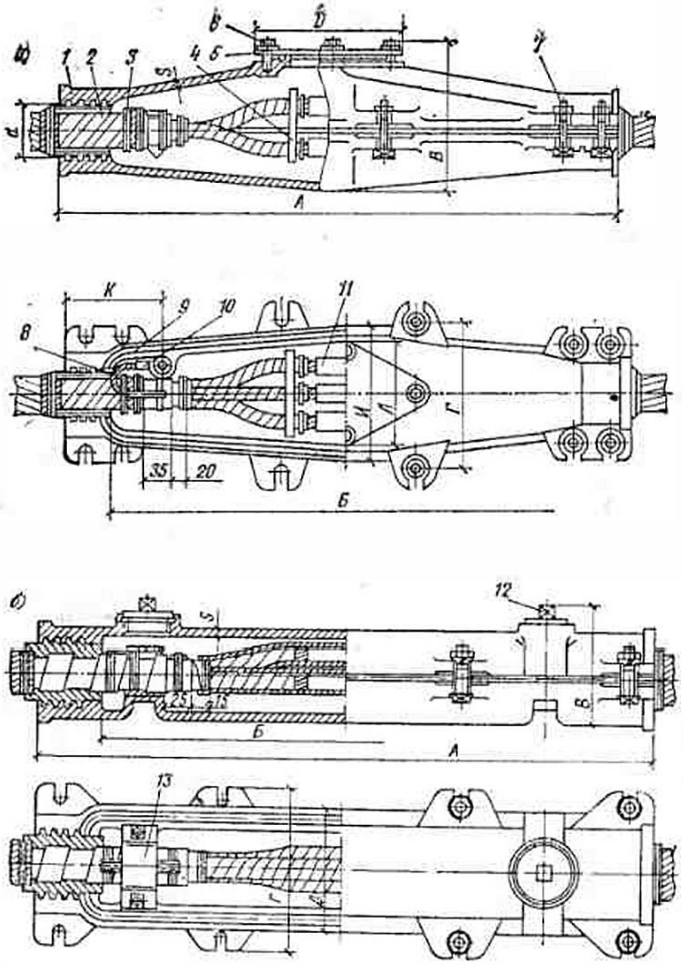


Рис. 10.4. Чугунные соединительные муфты типа СЧ для соединения кабелей на напряжения до 1 кВ

а — типа СЧо (обычного исполнения); *б* — СЧм (малогабаритная); *1* — верхняя часть муфты; *2* — подмотка из смоляной ленты; *3* — проволочный бандаж; *4* — фарфоровая распорка; *5* — крышка; *6* — болт крепления крышки; *7* — стягивающий болт; *8* — провод заземления; *9* — нижняя часть муфты; *10* — наконечник; *11* — соединительная гильза; *12* — пробка; *13* — хомут

Разделку конца кабеля напряжением до 1 кВ для соединения его жил в чугунной муфте выполняют по рис. 10.6, руководствуясь данными табл. 10.10. Медные и алюминиевые жилы кабелей соединяют в гильзах, типоразмеры которых приведены в табл. 10.11.

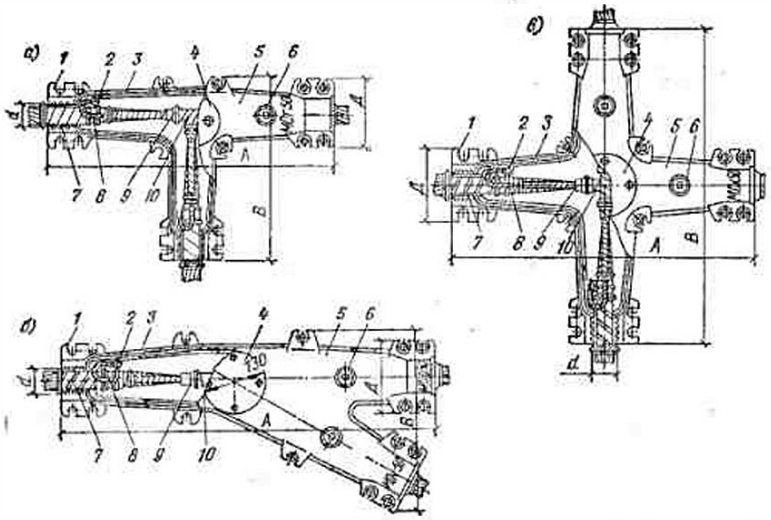


Рис. 10.5. Чугунные ответвительные муфты типа О для кабелей до 1 кВ

а — типа От (Т-образного исполнения); *б* — типа Оу (У-образного исполнения); *в* — типа Ок (крестообразного исполнения); *1* — нижняя половина муфты; *2* — болт заземления; *3* — уплотняющая прокладка; *4* — крышка заливочного отверстия; *5* — верхняя половина муфты; *6* — пробка резьбовая; *7* — подмотка смоляной лентой; *8* — провод заземления; *9* — распорный бумажный ролик; *10* — подмотка бумажной лентой

Таблица 10.9. Размеры чугунных ответвительных муфт, мм (см. рис. 10.5)

Типоразмер муфты	Сечение жил кабеля, мм²		А*	Б*	В	Д	d	Толщина стенки, мм	Масса литья, кг
	трехжильного	четырехжильного							
От-40	До 35	До 16	670	159	400	130	40	5	15,2
От-50	50—95	25—70	760	168	450	154	50	6	21,8
От-60	120—185	95—150	900	198	530	180	60	6	31,4
От-70	240	185	1010	225	605	200	70	7	42,8
Оу-40	До 35	До 16	715	159	310	130	40	5	21,2
Оу-50	50—95	25—70	805	168	345	154	50	6	24,6
Оу-60	120—185	95—150	950	198	420	180	60	6	35,5
Оу-70	240	185	1100	225	480	200	70	7	40,3
Ок-40	До 35	До 16	670	159	670	130	40	5	27
Ок-50	50—95	25—70	760	168	760	154	50	6	40,8
Ок-60	120—185	95—150	900	198	900	180	60	6	47,3
Ок-70	240	185	1010	225	1010	200	70	7	56,8

* Размер Б (высота муфты) на рис. 10.5 не показан.

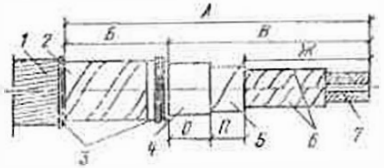


Рис. 10.6. Разделка конца кабеля для монтажа соединительной или ответвительной чугунной муфты

1 — наружный джутовый покров; *2* — броня; *3* — проволочные бандажи; *4* — оболочка; *5* — поясная изоляция; *6* — изоляция жил; *7* — жилы кабеля

Таблица 10.10. Размеры разделки конца кабеля напряжением до 1 кВ при соединении ответвлений в чугунной муфте, мм (см. рис. 10.6)

Типоразмер муфт	А	Б	В	Ж	●	П
СЧо-40	295	125	170	115	35	20
СЧо-50	365	135	230	175	35	20
СЧо-60	420	155	265	210	35	20
СЧо-70	455	160	295	240	35	20
СЧм-40	245	105	140	100	25	15
СЧм-50	290	120	170	130	25	15
СЧм-60	310	130	180	140	25	15
СЧм-70	355	130	225	185	25	15
От, Ок-40	350	125	225	170	35	20
От, Ок-50	395	135	260	205	35	20
От, Ок-260	460	155	305	250	35	20
От, Ок-70	525	160	365	310	35	20
Оу-40	350/395	125	225/270	170/215	35	20
Оу-50	395/440	135	260/305	205/250	35	20
Оу-60	460/520	155	305/365	250/310	35	20
Оу-70	525/615	160	365/495	310/440	35	20

Примечание. Для У-образных ответвительных муфт в числителе приведены размеры разделки основного кабеля для левой части муфты, а в знаменателе — размеры разделки основного кабеля для правой части муфты и ответвляемого кабеля.

10.3. Соединение кабелей напряжением 6 и 10 кВ в свинцовых и алюминиевых муфтах

Свинцовые и алюминиевые муфты применяют для соединения кабелей в алюминиевой или свинцовой оболочке с защитными покровами или без них, рассчитанных на напряжение 6 и 10 кВ, проложенных в земле, туннелях, каналах и других кабельных сооружениях при температуре окружающей среды от +50 до —50°С, относительной влажности не более 98% и температуре до 35°С. Алюминиевые муфты предназначены для соединения строительных длин кабелей одинакового сечения только в алюминиевой оболочке при соблюдении условий прокладки. Свинцовые и алюминиевые

Таблица 10.11. Типоразмеры гильз, остаточная толщина и механизмы для опрессования алюминиевых и медных жил кабелей

Сечение жилы кабеля, мм²		Типоразмер соединительной гильзы		Остаточная толщина после опрессования гильзы, мм		Механизмы, рекомендуемые для опрессования соединительных гильз	
алюминиевой	медной	алюминиевой	медной	алюминиевой	медной	алюминиевой	медной
16н	16н	ГА-5,4	ГМ-6	4,5	4,5	ГКМ, ПК-1м	РМП-7
25н	25н, 25с	ГА-7	ГМ-7	6	4,5	ГКМ, ПК-1м	
35н	35н, 35с	ГА-8	ГМ-8	7	4,5	ПК-1м	
50н	50н, 50с	ГА-9	ГМ-9, ГМ-10	8	6,1; 7		
70н	70н	ГА-11	ГМ-11	9	8,2	РМП-7, РГП-7м	РГП-7м
70с	70с	ГА-12	ГМ-12	9	8,2		
95н	95н	ГА-13	ГМ-13	10	8,2		
95с, 120н	95с, 120н	ГА-14	ГМ-14, ГМ-15	11	9,1		
120с, 150н	120с	ГА-16	ГМ-16	12	10,2		
150с	150н, 150с	ГА-17	ГМ-17	12	12,5		
185н	185н	ГА-18	ГМ-18	13	13	ПГЭП-2	ПГЭП-2
185с	185с	ГА-19	ГМ-19	13	13		
240н	240н	ГА-20	ГМ-20	15	14,4		
240с	240с	ГА-22	ГМ-20	16	14,4		

Примечания: 1. В обозначении сечения жил кабелей приняты следующие сокращения: н — нормальная (круглая) многопроволочная жила; с — секторная многопроволочная жила. 2. В обозначении опрессовочных механизмов: ПК-1м — пресс-клещи большие модифицированные с блокирующим устройством; ГКМ — гидравлические клещи монтажные; РМП-7м — ручной механический пресс с создаваемым усилием 7 Т; РГП-7м — ручной гидравлический пресс с создаваемым усилием 7 Т, модернизированный; ПГЭП-2 — пресс гидравлический с электрическим приводом.

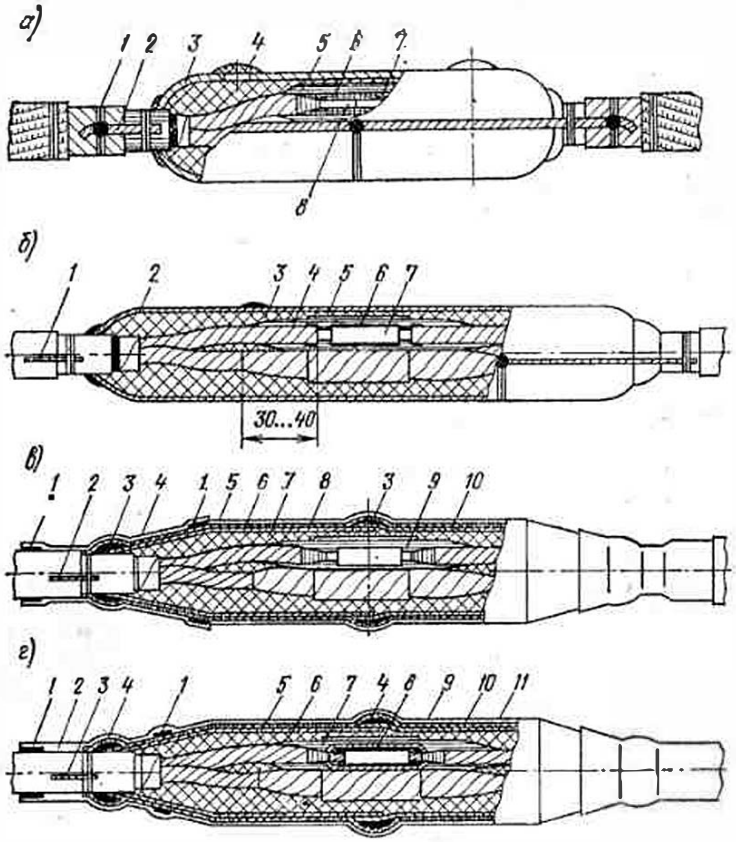
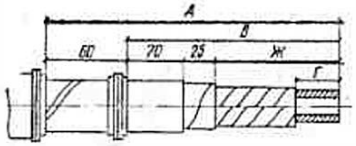


Рис. 10.7. Соединительные муфты

а — свинцовая СС: *1* — бандаж; *2* — провод заземления; *3* — корпус муфты; *4* — заливочное отверстие; *5* — подмотка рулонами; *6* — подмотка роликами шириной 10 мм; *7* — то же, шириной 5 мм; *8* — соединительная гильза; *б* — свинцовая ССсл: *1* — провод заземления; *2* — свинцовый корпус муфты; *3* — заливочный состав; *4* — подмотка из ленты ЛЭТСАР КФ-0,5; *5* — бандаж из стеклоленты; *6* — адгезионная подмотка из ленты ЛЭТСАР ЛПм; *7* — гильза; *в* — алюминиевая СА; *1* — герметизирующая подмотка лентой ЛЭТСАР ЛПм; *2* — провод заземления; *3* — пайка полумуфт; *4* — малая термоусаживаемая трубка (переходник); *5* — большая термоусаживаемая трубка; *6* — противокоррозионная подмотка (лавсан); *7* — заливочный состав; *8* — левая полумуфта; *9* — подмотка бумажными роликами; *10* — правая полумуфта; *г* — алюминиевая СНсл: *1* — герметизирующая подмотка маслостойкой самоскленвающейся лентой ЛЭТСАР ЛПм; *2* — малая термоусаживаемая трубка (переходник); *3* — провод заземления; *4* — пайка полумуфт; *5* — левая полумуфта; *6* — заливочный состав; *7* — подмотка лентой ЛЭТСАР КФ-0,5; *8* — подмотка лентой ЛЭТСАР ЛПм; *9* — правая полумуфта; *10* — противокоррозионное покрытие (битум и лавсан); *11* — большая термоусаживаемая трубка

Рис. 10.8. Разделка конца кабеля при соединении жил в свинцовой и алюминиевой муфте



муфты применяют для прокладки на трассах с разностью уровней, допустимой для кабелей с бумажной изоляцией и вязкой пропиткой. Конструкции муфт показаны на рис. 10.7.

Корпус свинцовой соединительной муфты представляет собой свинцовую трубу, концам которой придана сферическая форма для пайки к металлической оболочке кабеля. Место соединения жил изолировано бумажными роликами и рулонами для муфты СС (см. рис. 10.7,*а*) или самоскленвающимися лентами — для муфты ССсл (см. рис. 10.7,*б*). Внутренняя полость муфты заполнена битумным или маслоканифольным составом через отверстия, вырубаемые при монтаже и запаянные после окончания заливки.

Муфты алюминиевые изготовляют двух марок: СА с подмоткой бумажными роликами и рулонами (см. рис. 10.7,*в*) и САсл с подмоткой самоскленвающимися маслостойкими лентами (см. рис. 10.7,*г*). Корпус алюминиевой муфты состоит из двух половин, соединяемых пайкой. Каждая полумуфта имеет цилиндрическую и коническую части для припайки к оболочке кабеля. Полумуфты должны поступать на монтаж заранее облуженными. Алюминиевый корпус муфты защищают от коррозии дополнительными наружными подмотками и термоусаживаемыми трубками. Разделку кабеля, рассчитанного на напряжение 6 и 10 кВ для соединения в свинцовой или алюминиевой муфте, выполняют согласно рис. 10.8 и данным табл. 1012 или 10.13.

Таблица 10.12. Размеры разделки кабеля для монтажа свинцовых и алюминиевых муфт на напряжение 6 и 10 кВ

Типоразмер муфты	Размеры, мм (см. рис. 10.8)		
	А	*В*	*Ж*
СС-60; СА-60	330	270	175
СС-70; СА-70	345	285	190
СС-80; СА-80	370	310	215
СС-90; СА-90	380	320	225
СС-100; СА-100	405	345	250
СС-110; СА-110	450	390	294

Примечание. Длина оголенной части жил (размер *Г* на рис. 10.8) зависит от принятого способа соединения жил (пайкой, термитной сваркой и др.).

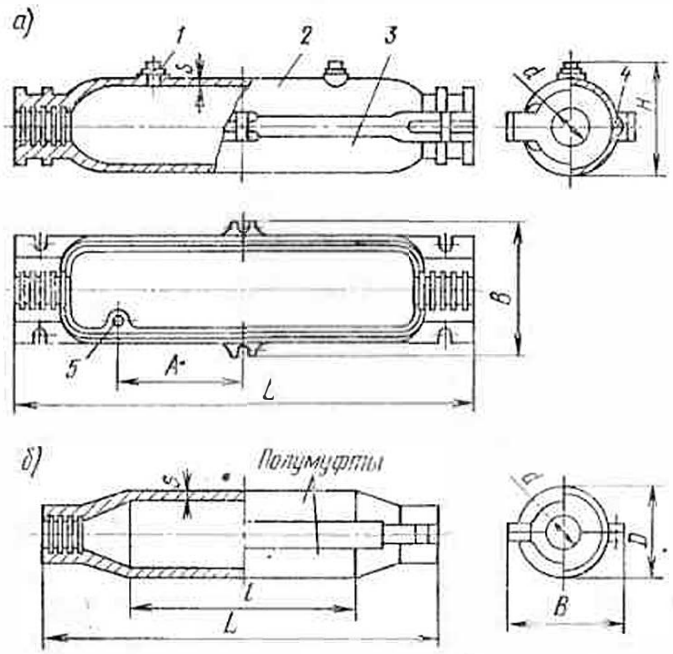


Рис. 10.9. Кожухи чугунные для защиты соединительных муфт
а — герметичные КзЧг; *б* — негерметичные КзЧ; *1* — пробка; *2* — верхний полукожух; *3* — нижний полукожух; *4* — выступ; паз; *5* — площадка для заземления

Таблица 10.13. Длина изоляции, снимаемой с алюминиевых жил кабелей, при соединении их в свинцовой и алюминиевой муфте термитной сваркой

Сечение жил, мм	16; 25	35; 50	70	95; 120	150; 185	240
Длина снимаемой изоляции, мм	50	55	60	65	70	75

Муфты проложенных в земле кабелей защищают от почвенной коррозии и механических повреждений. Для защиты от почвенной коррозии свинцовую муфту и примыкающие к ней участки кабелей с алюминиевой оболочкой покрывают слоем битумного состава, поверх которого накладывают последовательно два слоя поливинилхлоридной ленты толщиной 0,2 или 0,3 мм, а затем покрывают битумнозной массой или асфальтовым лаком. Для защиты соединительных муфт кабелей, проложенных в земле ниже уровня грунтовых вод, но выше уровня промерзания почвы, применяют чугунные кожухи герметичного исполнения (рис. 10. 9,*а*). В остальных случаях применяют чугунные кожухи негерметичного исполнения (рис. 10.9,*б*) или кожухи из стеклопластика. Размеры защитных кожухов приведены в табл. 10.14 и 10.15.

Таблица 10.14. Размеры чугунных герметичных кожухов КзЧг, мм (см. рис. 10.9, *а*)

Тип кожуха	*A*	*B*	*H*	*L*	*d*	*S*
КзЧг-55	310	195	174	880	55	6
КзЧг-65	355	215	200	970	65	6
КзЧг-75	395	248	232	1080	70	7

Таблица 10.15. Размеры чугунных негерметичных кожухов КзЧ, мм (см. рис. 10.9, *б*)

Тип кожуха	*B*	*D*	*L*	*d*	*l*	*S*
КзЧ-55	140	108	750	55	502	6
КзЧ-65	150	130	840	65	576	6
КзЧ-75	160	149	1000	75	716	7

10.4. Соединение и ответвление кабелей с бумажной изоляцией напряжением 1, 6 и 10 кВ в эпоксидных и стопорных муфтах

Эпоксидные муфты типа СЭ применяют в городских кабельных сетях для соединения кабелей с бумажной изоляцией, рассчитанные на напряжение до 10 кВ при прокладке непосредственно в земле, а также в качестве стопорных муфт при разности уровней между высшей и низшей точками трассы, превышающей 15 м.

Соединительные эпоксидные муфты СЭ бывают следующих исполнений: а) СЭп (рис. 10, 10,*а*) — с эпоксидным корпусом, имеющим поперечный разъем в средней части; провод заземления расположен вне муфты (муфта применяется для соединения кабелей напряжением 6 и 10 кВ); б) СЭв (см. рис. 10.10,*б*) — с эпоксидным корпусом, имеющим продольный разъем в вертикальной плоскости; провод заземления расположен в специальном пазу в нижней части корпуса СЭв. Применяют для тех же целей, что и муфту типа СЭп; в) СЭм (см. рис. 10.10,*в*) — с эпоксидным корпусом, герметизацию которого производят свинцовыми манжетами. Используют в город-

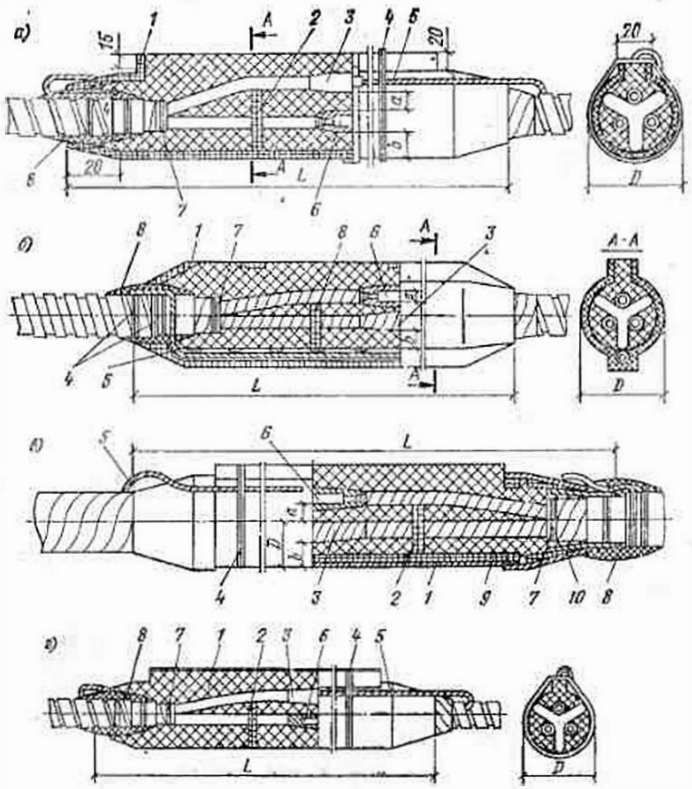


Рис. 10.10. Типы эпоксидных соединительных муфт

а — СЭп; *б* — СЭв; *в* — СЭм; *г* — СЭс; *1* — корпус муфты; *2* — распорка; *3* — подмотка жилы; *4* — бандаж из проволоки; *5* — провод заземления; *6* — соединение жил; *7* — бандаж из суровых нитов; *8* — герметизирующая подмотка; *9* — экран корпуса; *10* — свинцовая манжета

ских кабельных сетях для соединения кабелей напряжением 6 и 10 кВ, если нет соединительных эпоксидных муфт других типов, менее сложных для монтажа; г) СЭс (см. рис. 10.10,*г*) — с корпусом из кровельной стали. Применяют для соединения кабелей напряжением до 1 кВ. Размеры эпоксидных соединительных муфт типа СЭ приведены в табл. 10.16.

Ответвление трех- и четырехжильных кабелей напряжением до 1 кВ осуществляется в ответвительных эпоксидных муфтах типа ОЭ (рис. 10.11), изготовляемых на месте монтажа путем заливки эпоксидного компаунда в съемную жесткую форму из металла или пластмассы. Размеры ответвительных эпоксидных муфт типа ОЭ приведены в табл. 10.17.

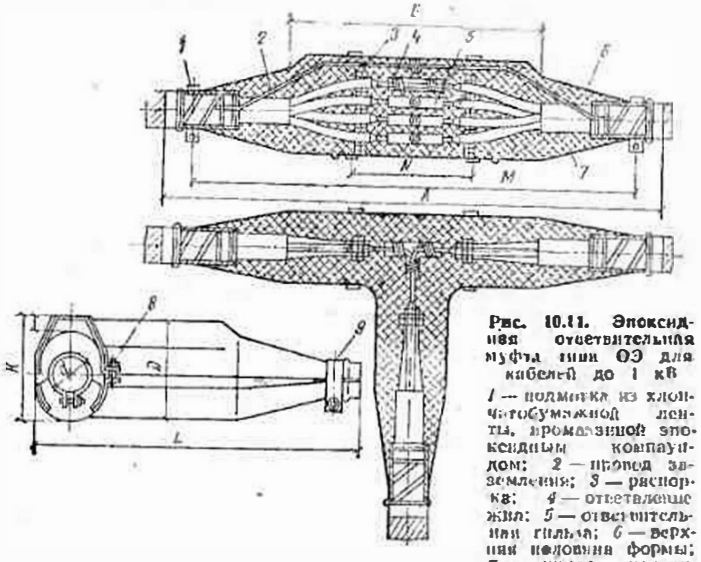


Рис. 10.11. Эпоксидная ответвительная муфта типа ОЭ для кабелей до 1 кВ

1 — подмотка из хлопчатобумажной ленты, промазанной эпоксидным компаундом; *2* — провод заземления; *3* — распорка; *4* — ответвление жил; *5* — ответвительная гильза; *6* — верхняя половина формы; *7* — нижняя половина формы; *8* — стяжной болт; *9* — хомут

Таблица 10.16. Размеры соединительных эпоксидных муфт типа СЭ, мм (см. рис. 10.10)

Типоразмер муфты	Сечение кабелей, мм², напряжением, кВ				L	D	a, не менее	b, не менее
	трехжильных	четырехжильных	6	10				
СЭс-1	До 10	—	—	—	330	40	8	10
СЭс-2	16—50	До 35	—	—	400	50		
СЭс-3	70—120	50—95	—	—	440	75		
СЭс-4	150—240	120—185	—	—	510	80		
СЭп-5	—	—			570	75		
СЭв-5	—	—	10—70	16—50	570	85	10	12
СЭм-5	—	—			510	77		
СЭп-6	—	—			620	85		
СЭв-6	—	—	95; 120	70; 95	620	95	10	12
СЭм-6	—	—			560	87		
СЭп-7	—	—			660	110		
СЭв-7	—	—	150; 185	120; 150	660	100	10	15
СЭм-7	—	—			600	102		
СЭп-8	—	—			730	120		
СЭв-8	—	—	240	185; 240	730	120	10	15
СЭм-8	—	—			670	112		

Примечание. В настоящее время вместо эпоксидных кабельных муфт и воронок начато применение весьма перспективных муфт и воронок из полиуретана. Полиуретан менее токсичен и, что очень важно, быстро отвердевает при низких температурах, а изготовляемые из него муфты и воронки по стоимости ниже эпоксидных.

Таблица 10.17. Размеры ответвительных муфт типа ОЭ, мм (см. рис. 10.11)

Типоразмер муфты	Сечение основных жил кабелей, мм²		M	K	D	d	A	N	L	E
	трехжильных	четырехжильных								
ОЭ-1	До 25	До 16	450	92	56	35	500	110	278	260
ОЭ-2	35—70	25—50	510	112	66	40	560	125	313	305
ОЭ-3	95—150	70—120	570	132	76	47	620	170	348	360
ОЭ-4	185—240	150—185	700	172	96	60	750	200	423	430

Таблица 10.18. Размеры разделки кабелей для соединения и ответвления их в эпоксидных муфтах, мм (см. рис. 10.12)

Типоразмер муфты	Сечение жил кабелей, мм², напряжением, кВ				A	П	Ж
	1		6	10			
	трехжильных	четырехжильных					
СЭс-1	До 10	—	—	—	225	15	75
СЭс-2	16—50	До 35	—	—	260	15	110
СЭс-3	70—120	50—95	—	—	280	15	130
СЭс-4	150—240	120—185	—	—	315	15	165
ОЭ-1	До 25	До 16	—	—	235	15	115
ОЭ-2	35—70	25—50	—	—	260	15	140
ОЭ-3	95—150	70—120	—	—	290	15	170
ОЭ 4	185—240	150—185	—	—	330	15	220
СЭп-5	—	—	10—70	16—50	345	20	190
СЭп-5							
СЭм-5							
СЭп-6							
СЭв-6	—	—	95; 120	70; 95	370	20	215
СЭм-6							
СЭп-7							
СЭв-7	—	—	150; 185	120; 150	390	20	235
СЭм-7							
СЭп-8							
СЭв-8	—	—	240	185; 240	425	20	270
СЭм-8							

Рис. 10.12. Разделка конца кабеля для соединения или ответвления кабеля в эпоксидных муфтах

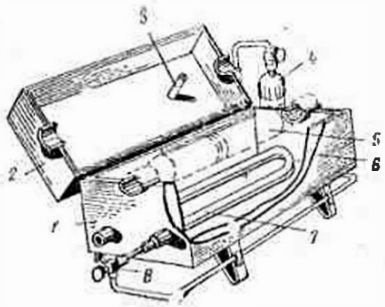


Рис. 10.13. Камера для подогрева эпоксидных муфт, монтируемых при низких температурах окружающего воздуха

1 — корпус; *2* — крышка; *3* — карман для термометра; *4* — баллон с пропан-бутаном; *5* — обогреваемая муфта; *6* — обвязка асбестом толщиной 3—5 мм; *7* — труба; *8* — газовая горелка

Разделку концов кабеля для соединения их в эпоксидных муфтах СЭ и ответвления в муфтах СЭ выполняют согласно рис. 10.12 и данным табл. 10.18.

Монтаж эпоксидных муфт выполняют при температуре окружающего воздуха не ниже 5°С. При более низкой температуре применяют обогрев муфты. Для обогрева рекомендуется использовать обогревательную камеру (рис. 10.13) или две горелки инфракрасного излучения типа ГИНВ-1, которые следует располагать на расстоянии 0,8—1 м от заливаемой муфты.

Стопорные муфты применяют в кабельных сетях городов с резко меняющимся рельефом для секционирования линий в случаях, когда разность уровней между высшей и низшей точками расположения кабельной линии на трассе превышает допустимую величину. Применение стопорных муфт в трассах с большим углом наклона предотвращает возможность опасного перемещения пропиточного состава кабелей с нормально пропитанной изоляцией.

Для кабелей напряжением 6 и 10 кВ применяют стопорные муфты Ст-6 и Ст-10 (рис. 10.14), состоящие из двух латунных или стальных полумуфт *1* и *12*, припаиваемых к оболочкам соединяемых кабелей и латунной или стальной оправе *8* стопорного устройства. Жилы кабелей припаивают к стопорному устройству, состоящему из трех стопоров *10*, перегородки *9* (текстолит или гетинакс) и оправы *8*. Каждый стопор представляет собой медный или алюминиевый стержень, на который намотана бумага, покрытая бакелитовым или глифталевым лаком. Стопоры вклеены в перегородку, а перегородка вклеена в оправу *8*. Жилы кабелей в стопорной муфте соединяются с помощью имеющегося в ней стопорного устройства (рис. 10.16) с контактными стержнями. Жилы кабеля с контактными стержнями соединяют только пайкой. Для защиты стопорные муфты Ст помещают в чугунный или стальной кожух.

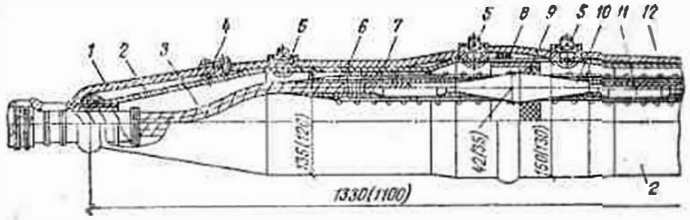
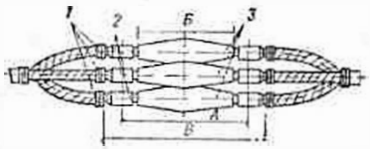


Рис. 10.14. Стопорная муфта типа Ст для кабелей на 6 и 10 кВ

1 — корпус левой полумуфты; *2* — провод заземления; *3* — жила кабеля; *4* — контактная планка и болты заземления; *5* — пробка; *6* — подмотка роликами шириной 5 и 10 мм; *7* — подмотка рулонами; *8* — оправа; *9* — перегородка; *10* — стопор; *11* — соединительная гильза; *12* — корпус правой полумуфты (размеры в скобках указаны для муфты Ст-6, вне скобок — для муфты Ст-10)

Рис. 10.15. Установка стопорного устройства между жилами кабеля при монтаже стопорных муфт типа Ст

1 — бандажи из суровых ниток; *2* — соединительные гильзы; *3* — стопоры



10.5. Концевые кабельные заделки внутренних и наружных установок

Концевые заделки кабелей, расположенных в закрытых помещениях городских электросетевых установок, производят в стальных воронках, эпоксидном компаунде или поливинилхлоридными лентами.

А. Концевая заделка кабелей в стальных воронках. В кабельных сетях городов и особенно поселков городского типа широкое распространение вследствие простоты их исполнения, экономичности и сравнительно высокой надежности в эксплуатации получили концевые заделки типа КВБ со стальными воронками. Заделки типа КВБ применяют для оконцевания кабелей напряжением до 10 кВ внутри сухих помещений во всех климатических районах, кроме субтропических и влажных.

Заделки типа КВБ (рис. 10.16) могут быть следующих исполнений: **КВБм** (см. рис. 10.16,*а*) — заделка со стальной малогабаритной воронкой; применяют для оконцевания кабелей напряжением до 1 кВ с сечением жил до 3×120 или 4×95 мм², монтируют без крышки и фарфоровых втулок; **КВБк** (см. рис. 10.16,*б*) — заделка со стальной круглой воронкой нормального габарита; применяют для оконцевания кабелей напряжением до 10 кВ. Монтируют с крышкой и выводом жил кабеля из воронки через фарфоровые втулки с расположением их на выходе по вершинам равностороннего треугольника; **КВБо** (рис. 10.16,*в*) — заделка со стальной

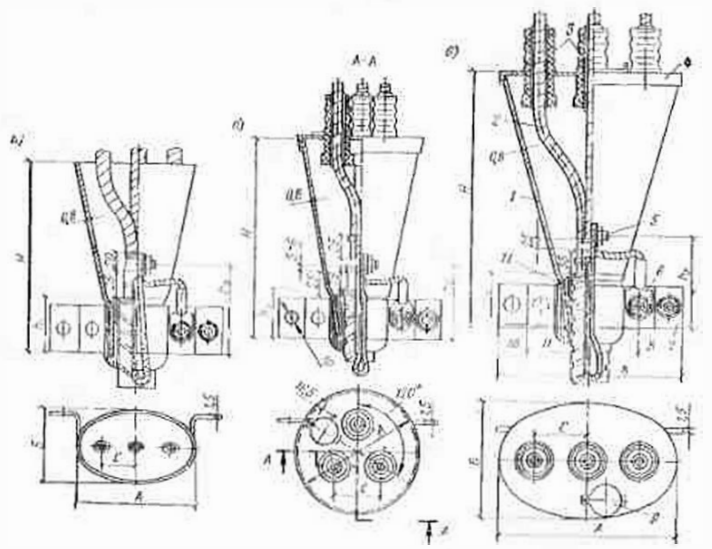


Рис. 10.16. Типы концевых заделок кабелей в стальных воронках
а — КВБм; *б* — КВБк; *в* — КВБо; *1* — воронка из кровельной стали; *2* — жила кабеля, обмотанная липкой полиэтиленхлорированной лентой; *3* — фарфоровые втулки; *4* — крышка воронки; *5* — болт М8; *6* — наконечник; *7* — нижний полухомут; *8* — провод заземления; *9* — крышка заливочного отверстия; *10* — верхний полухомут; *11* — подмотка просмоленной лентой

овальной воронкой нормального габарита; используют для окончевания кабелей напряжением до 10 кВ. Монтируют аналогично монтажу заделки КВБк, но с расположением жил кабеля на выходе из воронки в один ряд. Заделки исполнения КВБм бывают четырех типоразмеров (от 1 до 4), а КВБк и КВБо — шести типоразмеров (от 1 до 6). Требуемый типоразмер заделки выбирают по табл. 10.19 в зависимости от напряжения кабеля, числа его жил и их сечения. Разделку кабеля для концевой заделки типа КВБ производят согласно рис. 10.17 и данным табл. 10.20.

Установленную на конце кабеля воронку подогревают пламенем паяльной лампы или газовой горелки до 50°С, а затем, проверив вертикальность воронки и требуемое расстояние жил от ее краев, заливают кабельным составом, так чтобы после усадки залитого состава его уровень был примерно на 10 мм ниже верхней кромки воронки.

Б. Концевые заделки из эпоксидного компаунда. Заделки из эпоксидного компаунда получили широкое распространение вследствие компактности, высокой герметичности и химической стойкости, а также возможности устанавливать их в любом положении. В закрытых электроустановках городских кабельных сетей применяют

Таблица 10.19. Размеры заделок типа КВБ, мм (см. рис. 10.16)

Типоразмер заделки	Сечение жил кабелей, мм², напряжение, кВ: 1 — трехжильных	1 — четырехжильных	6	10	A	Б	C — жилы круглые	C — жилы секторные	H	h_1	h_2	K	b, не менее
С малогабаритными воронками для кабелей напряжением до 1 кВ													
КВБм-1	До 16	До 10	—	—	85	50	25	20	130	30	70	150	123
КВБм-2	25; 35	16; 25	—	—	100	60	28	25	150	35	75	160	133
КВБм-3	50; 70	35; 50	—	—	110	67	32	28	170	50	80	165	135
КВБм-4	95; 120	70; 95	—	—	184	82	38	34	200	55	85	176	148
С круглыми воронками для кабелей напряжением до 10 кВ													
КВБк-1	—	—	До 16	—	118	—	45	—	190	45	70	161	135
КВБк-2	—	—	25; 36; 50	До 16	131	—	50	—	210	50	75	165	140
КВБк-3	—	—	70—120	25; 35; 50	152	—	55	—	250	60	45	173	147
КВБк-4	150; 185	—	150; 185	70; 120	174	—	60	—	280	75	100	185	159
КВБк-5	240	150; 185	240	150; 185	189	—	65	—	305	80	110	193	167
КВБк-6	—	240	—	240	202	—	70	—	324	90	120	204	177
С овальными воронками для кабелей напряжением до 10 кВ													
КВБо-1	—	—	До 16	—	158	96	45	—	215	45	80	164	138
КВБо-2	—	—	25; 35; 50	До 16	180	112	50	—	250	50	85	174	147
КВБо-3	—	—	70—120	25; 35; 50	212	130	60	—	300	60	95	176	147
КВБо-4	150; 185	—	150; 185	70—120	244	148	65	—	340	75	110	190	163
КВБо-5	240	150; 185	240	150; 185	264	162	70	—	370	80	115	198	171
КВБо-6	—	240	—	240	282	172	85	—	395	90	125	204	175

Примечание. Заделки КВБк и КВБо можно применять для окончевания кабелей напряжением до 10 кВ и с жилами сечением до 240 мм², но при окончевании кабелей напряжением до 1 кВ в заделках упомянутых типов не устанавливают на воронке крышку и фарфоровые втулки.

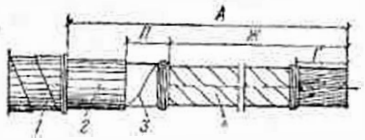


Рис. 10.17. Разделка кабеля для монтажа концевых заделок типов КВБ и КВЭ

1 — броня; *2* — оболочка; *3* — поясная изоляция; *4* — жила кабеля в заводской изоляции

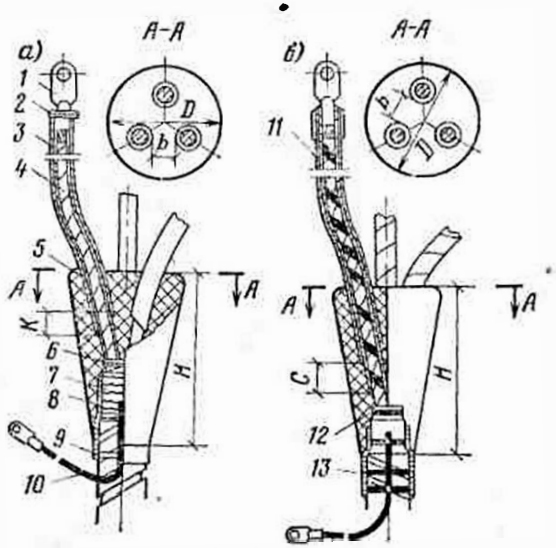


Рис. 10.18. Типы концевых заделок кабелей в эпоксидном компаунде

а — КВЭн; *б* — КВЭд; *1* — наконечник; *2* — бандаж или хомут; *3* — трубка из напритовой резины; *4* — токопроводящая жила в заводской изоляции; *5* — корпус из эпоксидного компаунда; *6* — бандаж на поясной изоляции; *7* — оболочка; *8* — двухслойная подмотка; *9* — проволочный бандаж для провода заземления; *10* — провод заземления; *11* — двухслойная трубка; *12* — подмотка из липкой поливинилхлоридной ленты; *13* — подмотка из хлопчатобумажной ленты с промазкой эпоксидным компаундом; *К* — участок косого среза (под углом 30°) трубки из напритовой резины; *С* — участок свитого слоя полиэтилена с двухслойной трубки

Таблица 10.20. Размеры разделки конца кабеля для заделок КВБ, мм (см. рис. 10.17)

Типоразмер заделки	*А*	*О*	*П*
КВБм-1	*Ж*+40	25	15
КВБм-2, КВБм-3 и КВБм-4	*Ж*+45	25	20
КВБо и КВБк (от 1 до 6)	*Ж*+60	35	25

Примечания: 1. Длина разделанных жил (размер *Ж* на рис. 10.17) определяется условиями присоединения, но должна быть не менее: 150 мм для кабелей напряжением 1 кВ, 250 мм для кабеля 6 кВ и 400 мм для кабелей 10 кВ. 2. Длина оголенной части жил (размер *Г* на рис. 10.17) определяется в зависимости от способа их оконцевания.

Таблица 10.21. Эпоксидные заделки типа КВЭ внутренней установки

Типоразмер заделки	Сечение жил кабелей, мм², напряжением, кВ				Размеры, мм (см. рис. 10.18)		
	1		6	10	*Н*	*П*	*b*, не менее
	трехжильных	четырехжильных					
КВЭн-1	До 10	—	—	—	125	60	6
КВЭн-2	16; 25; 35	До 16	—	—	150	70	6
КВЭн-3	50; 70	—	10; 25; 35	—	160	80	15
КВЭн-4	—	25; 35; 50	—	—	170	90	10
КВЭн-5	95	—	50	16; 25; 35	185	90	25
КВЭн-6	120; 150	—	70; 95	50; 70	190	100	25
КВЭн-7	185	—	120; 150	95; 120	195	110	25
КВЭн-8	240	—	185	150	205	120	25
КВЭн-9	—	70; 95; 120	—	—	210	130	10
КВЭн-10	—	150; 185	240	185; 240	225	135	25
КВЭд-1	До 10	—	—	—	125	60	6
КВЭд-2	16	До 16	10; 16	—	150	70	6
КВЭд-3	25; 35; 50	—	—	—	160	80	15
КВЭд-4	—	25; 35; 50	25; 35	—	170	90	10
КВЭд-5	70; 95	—	50; 70	16	185	90	25
КВЭд-6	120; 150	—	95; 120	25; 35	190	100	25
КВЭд-7	185	—	150; 185	50; 70	195	110	25
КВЭд-8	240	—	—	95; 120	205	120	25
КВЭд-9	—	70; 95; 120	24	—	210	130	10
КВЭд-10	—	150; 185	—	150; 185; 240	225	135	25

Примечание. Расстояние между трубками на выходе жил из эпоксидного корпуса должно быть не менее: 5 мм при напряжении 1 кВ, 15 мм при 6 кВ и 25 мм при 10 кВ.

эпоксидные заделки типа КВЭ (рис. 10.18) преимущественно следующих двух исполнений: а) с трубками из найритовой резины на жилах (заделки КВЭн, см. рис. 10.18,*а*); применяют в сухих помещениях; б) с двухслойными трубками на жилах (разделки КВЭд, см. рис. 10.18,*б*); применяют в сырых помещениях и в районах с влажным климатом. Эпоксидные заделки типов КВЭн и КВЭд могут быть десяти типоразмеров (табл. 10.21) в зависимости от сечения жил кабеля.

Разделку кабеля для концевой эпоксидной заделки КВЭ выполняют согласно рис. 10.17 и данным табл. 10.22.

Жилы кабелей в эпоксидных заделках типов КВЭн и КВЭд герметизируют при помощи трубок из найритовой резины, размеры которых для заделок типа КВЭн приведены в табл. 10.23, а для заделок типа КВЭд — в табл. 10.24.

Таблица 10.22. Размеры разделок кабелей для монтажа эпоксидных заделок типов КВЭн и КВЭд, мм (см. рис. 10.17)

Типоразмер заделки	*В*	*О*	*П*
КВЭн-1; КВЭд-1	*Ж*+50	35	15
КВЭн-2; КВЭн-3; КВЭн-4 КВЭд-2; КВЭд-3; КВЭд-4 КВЭн-5; КВЭн-6; КВЭн-7 КВЭн-8; КВЭн-9; КВЭн-10	*Ж*+55	35	20
КВЭд-5; КВЭд-6; КВЭд-7 КВЭд-8; КВЭд-9; КВЭд-10	*Ж*+70	50	20

Примечание. Длина разделки жил кабеля (размер *Ж* на рис. 10.17) должна быть принята в зависимости от условий присоединения, но не менее 150 мм (при напряжении 1 кВ), 250 мм (при 6 кВ) и 400 мм (при 10 кВ). 2. Размер *Г* (см. рис. 10.17) определяют в зависимости от способа оконцевания жил кабеля.

Таблица 10.23. Размеры трубок из найритовой резины для герметизации жил кабелей в эпоксидных заделках типа КВЭн

Сечение жил, мм², кабелей напряжением, кВ			Внутренний диаметр трубки, мм	Толщина стенки трубки, мм
1	6	10		
До 25	До 16	—	10	2
35	25	16	12	2
50—70	35	25—35	16	2
95—120	50—95	50—70	20	3
150—185	150	95	24	3
240	185	150	28	3
—	240	185—240	29	3

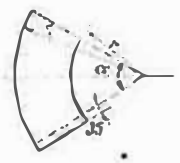
Таблица 10.24. Размеры двухслойных трубок для герметизации жил кабелей в эпоксидных заделках типа КВЭд

Сечение жил, мм², кабелей напряжением, кВ			Внутренний диаметр трубки, мм	Толщина стенки трубки, мм
1	6	10		
До 16	До 16	—	14	2
25; 35; 50	25; 35	16	17	2
70; 95	50; 70	25; 35	22	2,5
120; 150	95; 120	50; 70	25	2,5
185	150; 185	95; 120	27	3
240	240	150	29	3
—	—	185; 240	29	3

Примечание. При концевой заделке четырехжильного кабеля выбор диаметра четвертой трубки производят по сечению нулевой жилы.

Заливку конца кабеля эпоксидным компаундом производят в стальной или картонной форме, размеры раскроя которой для заделок КВЭн и КВЭд приведены в табл. 10.25.

Таблица 10.25. Размеры раскроя форм для эпоксидных концевых заделок КВЭн и КВЭд, мм

Раскрой формы	Типоразмер заделки	*R*	*r*	Угол α, град
Для трехжильных кабелей				
	КВЭн-1; КВЭд-1	205	79	52,6
	КВЭн-2; КВЭд-2	222	70	56,6
	КВЭн-3; КВЭд-3	259	97	55,5
	КВЭн-4; КВЭд-4	301	119	52,5
	КВЭн-5; КВЭд-5	337	145	53
	КВЭн-6; КВЭд-6	341	143	58
	КВЭн-7; КВЭд-7	361	153	59
	КВЭн-8; КВЭд-8	409	182	59
Для четырехжильных кабелей				
	4КВЭн-1; 4КВЭд-1	222	70	56,5
	4КВЭн-2; 4КВЭд-2	263	91	50
	4КВЭн-3; 4КВЭд-3	309	95	75
	4КВЭн-4; 4КВЭд-4	347	123	68

Примечание. Полоса шириной 35 мм (показана пунктиром на рисунке раскроя) служит для нахлеста при свертывании формы.

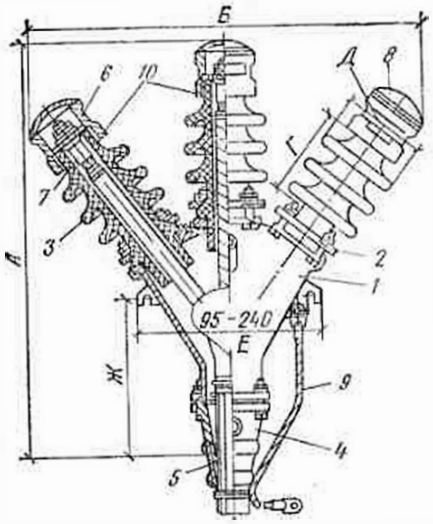


Рис. 10.19. Концевая трехфазная муфта типа КН наружной установки для оконцевания кабелей напряжением 6 и 10 кВ

1 — корпус; *2* — латунное или алюминиевое полукольцо; *3* — изолятор; *4* — конус; *5* — свинцовая манжета; *6* — контактная головка; *7* — наконечник; *8* — медный колпачок; *9* — заземляющий проводник; *10* — уровень заливочной массы

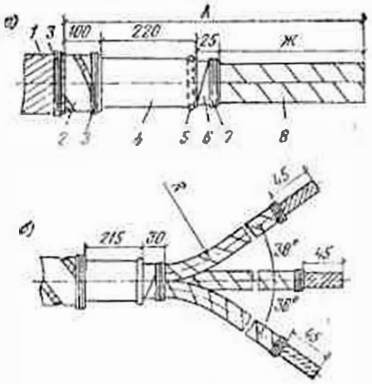


Рис. 10.20. Разделка конца трехжильного кабеля с изоляцией на напряжения 6 и 10 кВ для монтажа муфты типа КН

а — удаление покрова и оболочки; *б* — разводка жил кабеля; *1* — наружный покров; *2* — броня; *3* — провяточный бандаж; *4* — металлическая оболочка; *5* — разбортовка; *6* — поясная изоляция; *7* — бандаж из хлопчатобумажной пряжи; *8* — фазная изоляция

Оконцевание кабелей, устанавливаемых в открытых электроустановках городских электрических сетей (подстанциях, распределительных устройствах и т. п.), осуществляют заделкой конца кабеля в металлических концевых муфтах КН и КМ или эпоксидных концевых муфтах КНЭ.

А. Концевая заделка кабелей в металлической муфте КН. В наружных установках для оконцевания кабелей с бумажной изоляцией, рассчитанных на напряжение 6 и 10 кВ, применяют концевые муфты КН (рис. 10.19):

КН6-I для кабелей напряжением 6 кВ с сечением жил	до 70 мм²
КН6-II для кабелей напряжением 6 кВ с сечением жил	95—240 мм²
КН10-I для кабелей напряжением 10 кВ с сечением жил	до 70 мм²
КН10-II для кабелей напряжением 10 кВ с сечением жил	95—240 мм²

Размеры концевых муфт типа КН выбирают по табл. 10.26 в зависимости от напряжения и сечения жил кабеля, а размеры разделки конца кабеля для монтажа муфт КН — по рис. 10.20 и табл. 10.27.

Таблица 10.26. Размеры концевых трехфазных муфт типа КН, мм (см. рис. 10.19)

Типоразмер муфты	Напряжение кабеля, кВ	Сечение жил, мм²	А	Б	В	Г	Д	Е	Ж
КН6-I	6	До 70	615	615	183	125	120	290	220
КН6-II	6	95—240	675	640	191	125	130	310	260
КН10-I	10	До 70	645	630	183	155	130	290	220
КН10-II	10	95—240	705	675	191	155	140	310	260

Примечание. Размер *В* (ширина боковой проекции) на рис. 10.19 не показан.

Таблица 10.27. Размеры разделки конца трехжильного кабеля с поясной изоляцией для монтажа концевой муфты КН, мм (см. рис. 10.20)

Типоразмер муфты	Сечение жил, мм²	А	Ж
КН6-I	До 70	770	425
КН6-II	95—240	830	485
КН10-I	До 70	800	455
КН10-II	95—240	865	520

Б. Концевая заделка кабелей в металлической мачтовой муфте типа КМ. Мачтовые муфты типа КМ устанавливают на опорах ВЛ и применяют для присоединения кабельных линий к воздушным сетям при устройстве в городах кабельных переходов ВЛ через различные препятствия (шоссейные дороги, железнодорожные пути, линии связи, ВЛ и др.), при вводах ВЛ в здания подстанций и выводах из них, а также в ряде других случаев. Мачтовые муфты изготовляют для трех- и четырехжильных кабелей напряжением

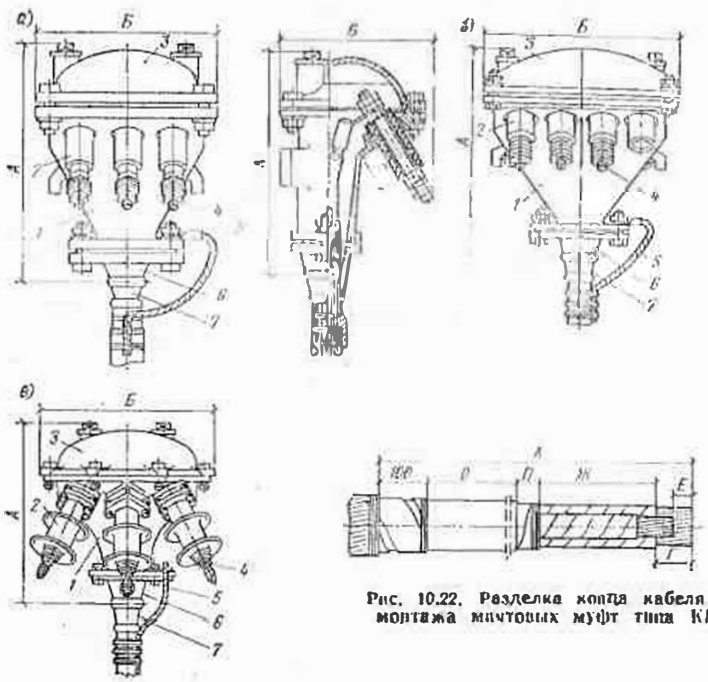


Рис. 10.22. Разделка конца кабеля для монтажа мачтовых муфт типа КМ

Рис. 10.21. Мачтовые муфты типа КМ

а — для трехжильных кабелей напряжением 1 кВ; *б* — для четырехжильных кабелей напряжением 1 кВ; *в* — для трехжильных кабелей напряжением 6 и 10 кВ; *1* — корпус; *2* — изолятор; *3* — крышка; *4* — контактный стержень; *5* — провод заземления; *6* — латунный конус; *7* — свинцовая манжета

1 кВ и для трехжильных кабелей напряжением 6 и 10 кВ. Конструкции мачтовых муфт показаны на рис. 10.21, а их основные размеры приведены в табл. 10.28. Для заделки кабеля в мачтовой муфте типа КМ конец кабеля разделывают с соблюдением ранее приведенных общих указаний, а также согласно рис. 10.22 и данным табл. 10.29.

В. Концевая заделка кабелей в эпоксидных муфтах типа КНЭ. Эпоксидные концевые муфты наружной установки типа КНЭ применяют для оконцевания кабелей с бумажной пропитанной изоляцией, рассчитанных на напряжение до 10 кВ, присоединяемых к городским воздушным линиям электропередачи или в электрооборудованию, установленному в открытых РУ и подстанциях. Концевая эпоксидная муфта КНЭ (рис. 10.23) состоит из отлитого эпоксидного корпуса и трех эпоксидных проходных изоляторов для вывода жил кабеля. Корпус муфты КНЭ для четырехжильного кабеля име-

Таблица 10.28. Основные размеры мачтовых муфт типа КМ, мм (см. рис. 10.21)

Типоразмер муфты	Число и сечение жил кабеля, мм²	*А*	*Б*	*В*	*Г*
Для кабелей напряжением 1 кВ					
3КМ-I	До 3×50	310	235	183	50
3КМ-II	3×70; 3×95; 3×120	350	252	210	
3КМ-III	3×150; 3×185; 3×240	375	266	230	
4КМ-I	До 3×50+1×25	340	294	183	50
4КМ-II	3×70+1×25; 3×95+1×35 3×120+1×35	360	314	210	
4КМ-III	3×150+1×50; 3×185+ +1×50	280	322	230	
Для кабелей напряжением 6 кВ					
КМ6-I	До 3×120	430	432	360	125
КМ6-II	3×150; 3×185; 3×240	455	480	390	
Для кабелей напряжением 10 кВ					
КМ10-I	До 3×120	430	432	385	160
КМ10-II	3×150; 3×185; 3×240	455	480	415	

Таблица 10.29. Размеры разделки кабеля при оконцевании мачтовой муфтой типа КМ, мм (см. рис. 10.22)

Типоразмер муфты	*А*	*О*	*П*	*Ж*	*Г*	*Е*
Кабели напряжением 1 кВ						
3КМ-I	455	220	20	115	40	10
3КМ-II	495	220	20	155	45	10
3КМ-III	515	220	20	185	45	10
4КМ-I	480	220	20	140	40	20
4КМ-II	510	220	20	155	45	20
4КМ-III	535	220	20	195	45	20
Кабели напряжением 6 и 10 кВ						
КМ6-I; КМ10-I	540	240	25	175	45	10
КМ6-II; КМ10-II	560	240	25	195	45	15

Примечание. Размеры *А* — *Ж* приведены для крайних жил кабеля, средняя жила должна быть короче на величину *Е*.

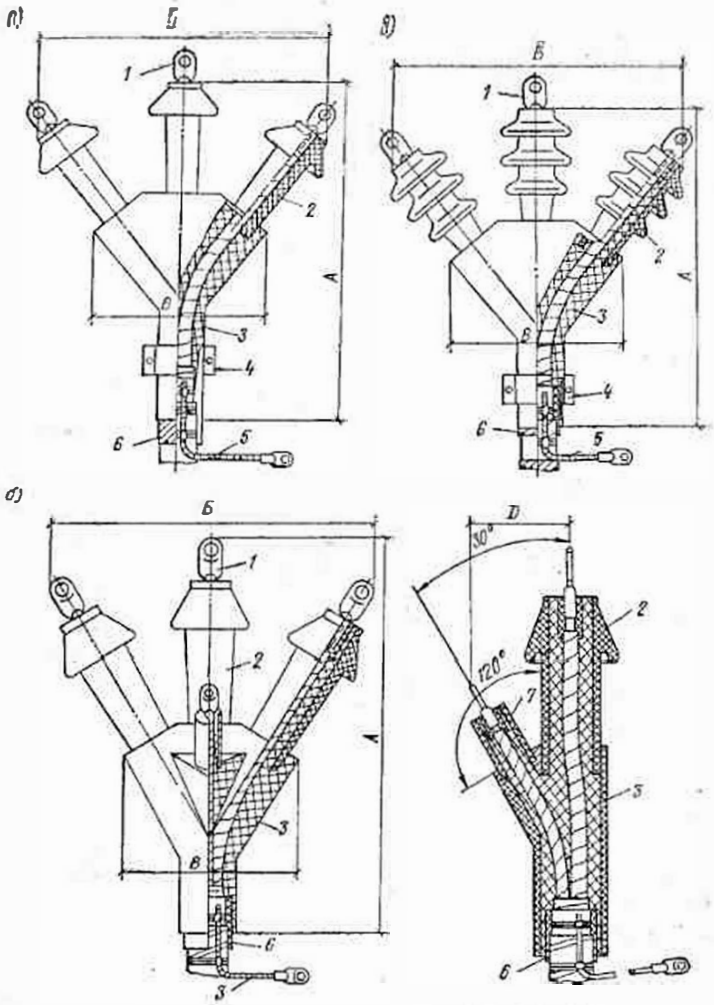


Рис. 10.23. Концевые эпоксидные муфты типа КНЭ

а — для трехжильного кабеля напряжением до 1 кВ; *б* — для четырехжильного кабеля напряжением до 1 кВ; *в* — для кабеля напряжением 6—10 кВ: *1* — кабельный наконечник; *2* — проходной изолятор; *3* — корпус муфты; *4* — скоба для крепления; *5* — провод заземления; *6* — подмотки из хлопчатобумажных лент с промазкой компаундом; *7* — проходной изолятор четвертой жилы

ет дополнительный изолятор для вывода нулевой жилы. Основные размеры концевых муфт КНЭ приведены в табл. 10.30, размеры эпоксидных проходных изоляторов (рис. 10.24) — в табл. 10.31, а размеры разделки кабеля для монтажа муфт КНЭ — в табл. 10.32.

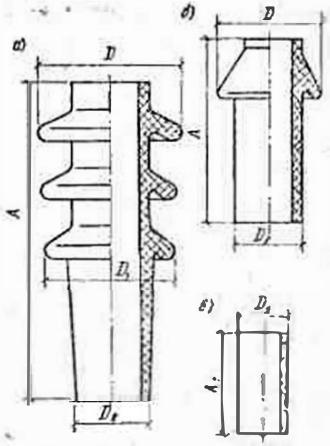


Рис. 10.24. Эпоксидные проходные изоляторы к муфтам типа КНЭ

а — для муфт кабелей напряжением 6 и 10 кВ; *б* — для основных жил муфт кабелей напряжением до 1 кВ; *в* — для четвертой (нулевой) жилы муфт кабелей напряжением до 1 кВ

Таблица 10.30. Основные размеры концевых муфт типа КНЭ, мм (см. рис. 10.23)

Типоразмер муфты	Напряжение кабеля, кВ	Число жил кабеля	Сечение жилы кабеля, мм²	А	Б	В	Г	Д
КНЭ1-I	1	3	16—120	370	290	170	65	—
КНЭ1-II		3	150—240	420	330	200	75	—
4КНЭ1-I		4	16—95	370	290	170	65	70
4КНЭ-II		4	120—185	420	330	200	75	80
КНЭ10-I	6—10	3	16—120	570	510	260	78	—
КНЭ10-II		3	150—240	620	530	250	88	—

Примечание. Толщина корпуса (размер *Г*) муфты на рис. 10.23 не показана.

Таблица 10.31. Размеры эпоксидных проходных изоляторов, мм (см. рис. 10.24)

Типоразмер муфты	*А*	A_1	*D*	D_1	D_2	D_3
КНЭ1-I	157	—	90	—	52	—
КНЭ1-II	162	—	100	—	62	—
4КНЭ1-I	157	80	90	—	52	28
4КНЭ-II	162	80	100	—	62	30
КНЭ10-I	250	—	121	110	56	—
КНЭ10-II	275	—	130	120	65	—

Примечание. Размеры A_1 и D_3 относятся только к изолятору четвертой жилы.

Таблица 10.32. Размеры разделки кабеля для монтажа концевых муфт типов КНЭ, мм (см. рис. 10.12)

Типоразмер концевой муфты	Сечение жил кабелей, мм², напряжением, кВ		А	П	Ж
	до 1	6—10			
КНЭ1-I; 4КНЭ1-I	16—120	—	417	20	262
КНЭ1-II; 4КНЭ1-II	150—240	—	483	20	328
КНЭ10-I	—	16—120	597	35	427
КНЭ10-II	—	150—240	613	35	443

Примечание. Четвертую (нулевую) жилу кабеля при монтаже концевой муфты типа 4КНЭ1 укорачивают по месту для того, чтобы обеспечить полную заливку цилиндрической части ее наконечника в изоляторе для четвертой жилы.

10.6. Оконцевание жил кабелей

Жилы кабелей оконцовывают наконечниками пайкой, сваркой или опрессовыванием. Способ оконцевания жил кабелей наконечниками выбирают по табл. 10.33 в зависимости от материала жил и их сечения.

Таблица 10.33. Способы оконцевания, соединения и ответвления жил силовых кабелей

Способ оконцевания	Сечение жил кабелей, мм²	Указания по применению на напряжение, кВ, до		
		1	10	35
Алюминиевых жил				
Опрессовка трубчатыми наконечниками ТА и ТАМ и штифтовыми наконечниками ШП	16—240	Следует применять		—
Штамповка наконечника из однопроволочной жилы пороховым прессом	25—240	Рекомендуется		—
Пайка наконечниками П	16—240	Следует применять		—
Пайка специальными наконечниками на 20—35 кВ	25—185	—	—	Следует применять

Продолжение табл. 10.33

Способ оконцевания	Сечение жил кабелей, мм²	Указания по применению на напряжение, кВ, до		
		1	10	35
Термитная сварка наконечниками ЛАС	150—240	Следует применять		—
Пропанокислородная сварка пластинами из сплава АД31Т1	50—240	Рекомендуется		—
Пропанокислородная сварка наконечниками ЛАС или пластинами АД31Т1	150—240	Следует применять		—
Электродуговая сварка в защитном газе:				
наконечниками ШАС	16—240	Допускается	—	—
наконечниками ЛА	150—240	Рекомендуется	—	—
Электродуговая сварка угольным электродом наконечника ЛА	120—240	»	—	—
Медных жил				
Опрессовка трубчатыми наконечниками	4—240	Следует применять		—
Пайка наконечниками П	1,5—240	То же		—
Пайка специальными наконечниками на 20—35 кВ	25—240	—	—	Следует применять
Пайка многопроволочной жилы с образованием моноолита при втычном наконечнике	16—240	Допускается	—	—
Соединение				
Опрессовка трубчатыми гильзами	16—240	Следует применять		—
Пайка в гильзах (на 20—35 кВ специального исполнения)	16—240	—	—	Следует применять
Ответвление				
Пайка в гильзах тройниковой формы	16—240	Следует применять	—	—

ГЛАВА XI. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГОРОДСКИХ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

11.1. Приемка кабельных линий в эксплуатацию

При приемке кабельной линии в эксплуатацию монтажная организация передает организации, эксплуатирующей кабельные сети, документы, перечень которых приведен в табл. 11.1. Для обеспечения нормальной эксплуатации кабельную линию маркируют (по принятой в данной кабельной сети системе маркировки), и ей присваивают диспетчерский номер или соответствующее наименование. Принятую в эксплуатацию кабельную линию до включения в сеть под нагрузку фазируют дважды: предварительно — до включения под напряжение, повторно — после включения под напряжение, но до включения под нагрузку.

Эксплуатацию кабельных линий осуществляют соответствующие подразделения городских электрических сетей, выполняющие следующие работы: надзор за состоянием трасс и охрану кабельных линий; контроль за режимом работы кабельных линий; профилактические испытания изоляции кабелей; защиту металлических оболочек кабелей от коррозии; выявление мест повреждения и ремонт кабелей; ремонт кабельных линий и сооружений; учет состояния эксплуатации кабельных линий.

Таблица 11.1. Перечень и содержание документов, передаваемых при сдаче кабельных линий в эксплуатацию

Наименование основных документов	Перечень и содержание прилагаемых документов
1. Проект кабельной линии	а) Протоколы и акты согласований проекта с различными ведомствами и организациями б) Перечень всех отклонений от проекта с указанием, кем и когда они санкционированы, и с приложением соответствующих документов
2. Исполнительные чертежи кабельной трассы в масштабе 1:200 или 1:500	Планы местности и чертежи с указанием имеющихся или специально установленных на трассе ориентиров и привязки к ним кабельной линии и муфт, а также расстановки пикетных знаков на трассе
3. Акты на скрытые работы	а) Акт осмотра кабеля, проложенного в траншее, с указанием наличия и правильного выполнения постели, подсыпки, защиты от механических повреждений, соблюдения требуемых радиусов изгиба кабелей при изменении направления трассы б) Акт на соответствие проекту и нормам расстояний в местах сближений и пересечений кабельной линии с подземными сооружениями в) Акты на смонтированные соединительные, стопорные и стопорно-переходные муфты
4. Акты состояния кабелей	а) Акт осмотра кабелей на барабанах б) Акт нагрева кабелей с указанием способа и температуры нагрева кабеля, температуры окружающего воздуха и продолжительности прокладки кабеля после нагрева
5. Протоколы испытаний	а) Протоколы заводских испытаний кабеля б) Протоколы испытаний кабеля повышенным напряжением постоянного тока после прокладки кабеля и монтажа муфт

11.2. Надзор за состоянием кабельных трасс и охрана кабельных линий

Кабельные трассы и эксплуатируемые кабельные линии, муфты и сооружения городских электрических сетей подвергают обходам и осмотрам, периодичность которых приведена в табл. 11.2.

Таблица 11.2. Периодичность обходов и осмотров трасс кабельных линий

Характеристика трассы кабельной линии	Периодичность обходов и осмотров
Открытые территории — городские проезды, улицы, переулки, площади, дворы домовладений и другие территории, не имеющие постоянного персонала для охраны	Не реже 1 раза в 3 мес
Закрытые территории — предприятия, заводы, фабрики, воинские части, электрические станции и подстанции, огражденные забором и имеющие постоянный персонал для охраны	Не реже 1 раза в 3 мес

Продолжение табл. 11.2

Характеристика трассы кабельной линии	Периодичность обходов и осмотров
Строительные площадки	1 раз в 10 дней
Подводные переходы	По местным условиям
Открыто проложенные линии в помещениях, подвалах и пр.	По графику с учетом местных условий
Кабельные колодцы	1 раз в год
Концевые муфты на линиях выше 1000 В	1 раз в 6 мес
То же, на линиях 1000 В и ниже	1 раз в год
Кабели, проложенные в коллекторах, туннелях и по мостам	Не реже 1 раза в 3 мес

Примечания: 1. Закрытые территории осматривают совместно с лицом, выделенным предприятием и ответственным за сохранность кабельных линий. 2. Кабельные линии, открыто проложенные в кабельных сооружениях (коллекторах, туннелях, колодцах), осматривают два лица. 3. На генеральных планах закрытых территорий должны быть нанесены трассы кабельных линий и определены их охранные зоны. 4. Подводные переходы обследуют водолазы. 5. Контрольные (выборочные) осмотры кабельных линий производит инженерно-технический персонал не реже 1 раза в 6 мес.

Наиболее часто (примерно в 45 случаях из 100) кабели выходят из строя вследствие их механических повреждений при производстве земляных работ непосредственно на трассе или вблизи трассы кабельных линий. Места производства земляных работ по степени опасности повреждения кабелей делятся на следующие две зоны: I зона — участок земли, расположенный на трассе кабелей или на расстоянии до 1 м от крайнего кабеля напряжением выше 1000 В; II зона — участок земли, расположенный от крайнего кабеля на расстоянии свыше 1 м.

При работах в I зоне запрещается: применение экскаваторов и других землеройных машин; ударных механизмов (копр-бабы, шар-бабы и др.) на расстоянии ближе 5 м; механизмов для рыхления грунта (отбойных молотков, электромолотков и др.) на глубине свыше 0,4 м при нормальной глубине заложения кабельной линии 0,7 м, а также производство земляных работ в зимнее время без предварительного отогрева грунта; выполнение работ без надзора (в течение всего времени их производства) технического персонала

городской электросети и при отсутствии планов трассы и других документов, позволяющих точно определить местонахождение кабельных линий; производство работ с нарушением требуемых расстояний и без защиты кабелей от механических повреждений при устройстве траншей, пересекающих кабельные линии.

По вызову ответственного лица (начальника работ или прораба) организации, производящей разрытие, представитель городской электросети, имея на руках план трассы кабельных линий и другие документы (геодезический план, профиль трассы, вертикальные и горизонтальные планировки), а также необходимое количество предупредительных и запрещающих плакатов, обязан: а) убедиться в наличии непросроченного разрешения местного совета на производство работ, плана расположения подземных сооружений на участке предстоящих работ и проекта, согласованного с соответствующими организациями; б) выяснить содержание и объем земляных работ, а также сроки их выполнения; в) проверить по чертежу расположение кабельных линий, указать производителю работ трассу этих линий и наметить границы безопасного производства работ (границы намечают шнурком, натянутым между колышками; у границ вывешивают предупредительные плакаты); г) требовать, в случае необходимости, чтобы в его присутствии было произведено контрольное шурфование для точного определения местонахождения имеющихся кабельных линий; д) выдать письменное разрешение на производство работ с указанием требований по обеспечению сохранности кабелей и границ производства работ; е) следить за выполнением всех мер предосторожности; ж) следить, чтобы вскрытые кабели и соединительные муфты были надежно защищены деревянными коробами и укреплены, а на коробах были установлены предупредительные плакаты; з) наблюдать за тем, чтобы после окончания работ были выполнены все восстановительные работы: покрытие защитных коробов, разборка креплений, засыпка трассы, уплотнение грунта и т. п.

При изменении направления трассы кабеля, а также при пересечении вновь прокладываемых кабелем подземных трубопроводов и кабелей, принадлежащих как городским электросетям, так и другим ведомствам и организациям, должны быть внесены соответствующие изменения в карты и планы с использованием условных обозначений, приведенных в табл. 11.3.

11.3. Контроль режимов работы кабельных линий

Контроль за нагревом кабелей. Для обеспечения безаварийной и длительной работы кабельных линий необходимо следить за тем, чтобы температура жил и других элементов кабеля в процессе эксплуатации не превышала допустимых пределов. Перегрев изоляции

Таблица 11.3. Условные обозначения подземных сооружений

Наименование	Обозначение
Силовой кабель	
Трамвайный кабель	
Радиокабель	
Телефонный кабель	
Телеграфный кабель	
Кабель наружного освещения	
Водопровод	
Водосток	
Канализации	
Теплопровод	
Газопровод	

вызывает ускоренное ее старение и резкое сокращение срока службы кабеля. Непосредственно измерить температуру нагрева жил кабеля весьма сложно, поэтому контроль за нагревом кабелей в процессе их эксплуатации ведут измерением температуры нагрева оболочки кабеля. Для определения температуры на жиле следует выполнить пересчет по формуле

$$t_ж = t_{об}\, I^2_{доп}\, n\, p\, S_к / 100\, q,$$

где $t_{об}$ — температура на оболочке кабеля, °С; $I_{доп}$ — длительная максимальная нагрузка кабеля, А; n — число жил кабеля; p — удельное сопротивление меди или алюминия при температуре, близкой к температуре жилы, Ом·мм²/м; $S_к$ — сумма тепловых сопротивлений изоляции и защитных покровов кабеля, Ом; q — сечение жилы кабеля, мм².

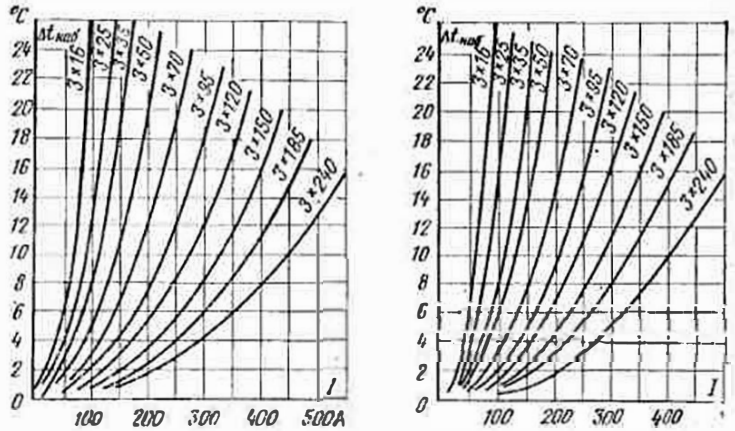


Рис. 11.1. Графики тепловых перепадов для трехжильных кабелей напряжением 6 и 10 кВ с сечением жил 16—240 мм² в зависимости от тока нагрузки

Тепловые сопротивления для трехжильных кабелей с поясной изоляцией определяют по табл. 11.4.

Значение теплового перепада Δt и температуры токопроводящих жил определяют, пользуясь кривыми графиков тепловых перепадов (рис. 11.1). Длительно допустимые токовые нагрузки на кабели, а также поправочные коэффициенты на число кабелей, проложенных в земле, в трубах, в воздухе и в блоках, приведены в табл. 11.5—11.9.

Допустимые длительные токовые I_0 нагрузки на кабели, прокладываемые в блоках (рис. 11.2), приняты для трехжильного кабеля напряжением 10 кВ и сечением 3×95 мм² при 100%-ной нагрузке. Для кабелей других сечений и напряжений, прокладываемых в блоках, допустимые длительные токовые нагрузки $I_д$ определяют по формуле

$$I_д = I_0\, a\, b\, c\, d,$$

где I_0 — ток нагрузки при 100%-ной загрузке кабеля и заполнении блока кабеля (по схеме на рис. 11.2); a — коэффициент на сечение жил кабеля и месторасположение кабеля в блоке (см. табл. 11.9); b — коэффициент, зависящий от напряжения кабеля, равный: 1 (для кабелей 10 кВ); 1,05 (для кабелей 6 кВ) к 1,09 (для кабелей 3 кВ); c — коэффициент, зависящий от среднесуточной нагрузки блока. Его определяют из отношения среднесуточной мощности $S_{ср.сут}$ к номинальной $S_{ном}$ (т. е. $S_{ср.сут}/S_{ном}$). При значении $S_{ср.сут}/S_{ном}$, равном 1; 0,8 и 0,7 величина c соответственно равна 1; 1,07 и 1,16; d — коэффициент, зависящий от расстояния между блоками и принимаемый равным: 0,89 при расстоянии 1 м, 0,93 при расстоянии 2 м и 0,96 при расстоянии 3 м.

Таблица 11.4. Тепловые сопротивления трехжильных кабелей, находящихся в эксплуатации, Ом

Напряжение кабеля, кВ	Сечения кабелей, мм²											
	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
	Бумажная изоляция с удельным сопротивлением 1000 тепловых Ом·м										
1	47	38	29	25	21	18	16	16	16	15	13
3	80	68	51	45	38	34	29	26	24	21	19
6	97	83	73	64	58	50	42	37	32	30	30
10	106	101	89	83	72	66	57	51	47	43	37
	Защитные покровы с удельным сопротивлением 300 тепловых Ом·м										
1	37	35	38	27	27	26	23	20	18	16	15
3	33	32	30	28	25	23	20	19	18	17	16
6	30	28	26	23	22	20	18	16	16	16	15
10	27	23	22	18	17	16	16	15	16	14	14

Таблица 11.5. Длительно допустимые токовые нагрузки на кабели с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемые в земле

Сечение жил кабеля, мм²	Четырехжильный кабель на 1 кВ		Трехжильный кабель на напряжение, кВ			
			6		10	
	Максимально допустимая температура жил кабеля, °С					
	80		65		60	
	алюминиевого	медного	алюминиевого	медного	алюминиевого	медного
16	90	115	80	105	75	95
25	115	150	105	135	90	120
35	135	175	125	160	115	150
50	165	215	155	200	140	180
70	200	265	190	245	165	215
95	240	310	225	295	205	265
120	270	350	260	340	240	310
150	305	395	300	390	275	355
185	345	450	340	440	310	400
240	—	—	390	510	355	460

Примечания: 1. Нагрузки на кабели в таблице даны из расчета прокладки в траншее на глубине 0,7—1,0 м не более одного кабеля при температуре земли +15°С. 2. При смешанной прокладке кабелей нагрузки следует принимать для участка трассы с наихудшими тепловыми условиями, если его длина более 10 м. 3. При прокладке нескольких кабелей в одной траншее (включая прокладку в трубах) нагрузки должны быть уменьшены введением коэффициентов, приведенных в табл. 11.6. Резервные кабели не учитываются.

Таблица 11.6. Поправочные коэффициенты на число работающих кабелей, лежащих рядом в земле в трубах и без труб

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

Таблица 11.7. Значения поправочных коэффициентов K для кабелей, проложенных в изолирующих трубах (асбестоцементных, керамических, бетонных и др.)

Номинальное напряжение кабеля, кВ	3	6	10
Значение коэффициента K	1,09	1,12	1,14

Таблица 11.8. Значение поправочных коэффициентов K для кабельных линий, проложенных в воздухе и в земле

Рабочее напряжение кабеля, кВ	Номинальное напряжение кабеля, кВ		
	3	6	10
Для кабелей, проложенных в воздухе			
3	1	1,17	1,25
6	0,85	1	1,07
10	—	0,94	1
Для кабелей, проложенных в земле			
3	1	1,14	1,2
6	0,88	1	1,06
10	—	0,95	1

Таблица 11.9. Поправочные коэффициенты a в зависимости от сечения жил кабеля и месторасположение его в блоке

Сечение жил кабеля, мм²	Номер канала блока (см. рис. 11.2)			
	1	2	3	4
25	0,44	0,46	0,47	0,51
35	0,54	0,57	0,57	0,6
50	0,67	0,69	0,69	0,71
70	0,81	0,84	0,84	0,85
95	1	1	1	1
120	1,14	1,13	1,13	1,12
150	1,33	1,3	1,29	1,26
185	1,55	1,46	1,45	1,38
240	1,78	1,7	1,68	1,55

Допускается кратковременная перегрузка кабельной линии напряжением до 10 кВ сверх допустимых значений (табл. 11.10).

Сведения о емкости и активном сопротивлении одной жилы кабеля, а также экономической плотности тока кабеля, реактивных потерь в кабельной линии, зарядном токе кабельной линии, значении емкостного тока при замыкании на землю в системах с незаземленной нейтралью и формулы для электрических расчетов при выборе и проверке кабелей приведены в табл. 11.11—11.17.

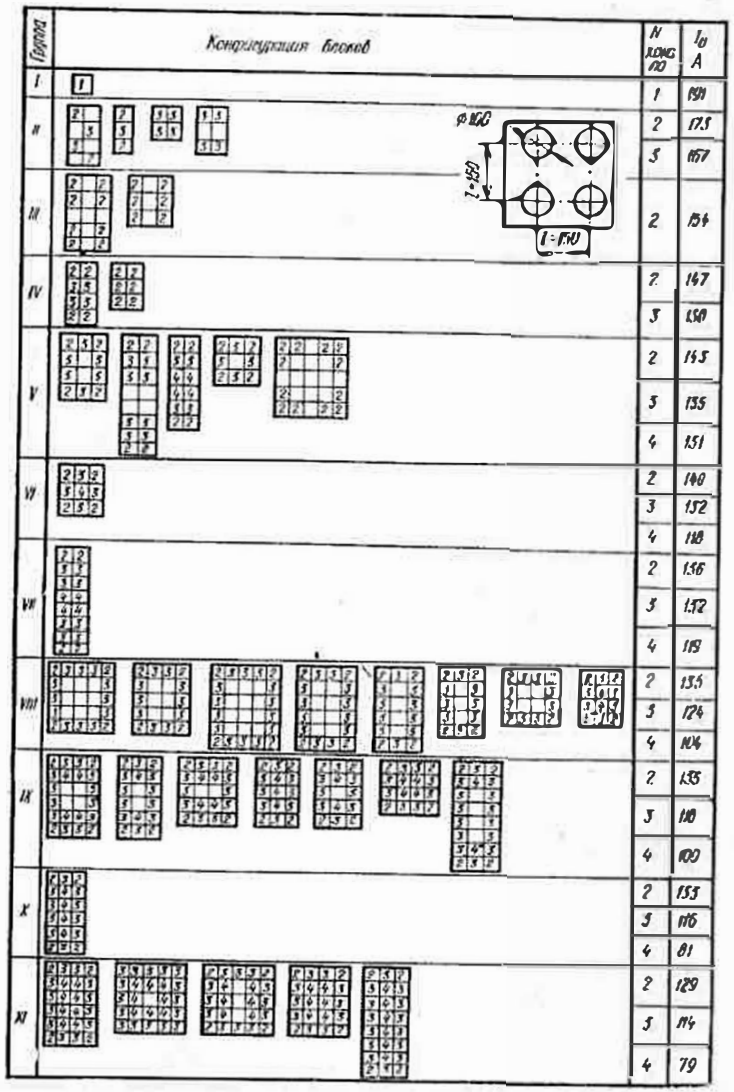


Рис. 11.2. Схемы заполнения блоков кабелями и допустимые токовые нагрузки для кабелей, проложенных в блоках

Таблица 11.10. Допустимые длительность и величины перегрузки кабелей до 10 кВ в зависимости от предварительной нагрузки и сечения жил кабеля

Предварительная нагрузка кабеля	Длительность перегрузки, сут	Сечение жил кабеля, мм²	
		50—95	120—240
0 (отсутствие нагрузки)	30	1,15	1,25
	60	—	1,1
50 % номинальной нагрузки	30	1,1	1,2
	60	1,05	1,05
70 % номинальной нагрузки	30	1,05	1,15
	60	—	1,05

Примечание. На время ликвидации аварийных режимов допускается перегрузка кабелей напряжением до 10 кВ на 30 % на периоды максимума нагрузки в течение 5 сут при условии, если предварительная нагрузка линии не превышала 80 % длительно допустимой по нагреву.

Таблица 11.11. Емкость *C* одной жилы трехжильного кабеля с бумажной пропитанной изоляцией по отношению к двум другим жилам и к свинцовой оболочке, мкФ/км

Сечение жилы кабеля, мм²	Номинальное напряжение кабеля, кВ			Сечение жилы кабеля, мм²	Номинальное напряжение кабеля, кВ		
	до 1	6	10		до 1	6	10
16	0,33	0,19	0,15	95	0,63	0,37	0,23
25	0,36	0,2	0,18	120	0,67	0,4	0,27
35	0,45	0,24	0,2	150	0,7	0,41	0,29
50	0,53	0,28	0,21	185	0,78	0,47	0,32
70	0,58	0,33	0,22	240	0,85	0,52	0,36

Примечание. Приведенные значения емкости справедливы для кабелей с секторными жилами при измерении постоянным током.

Таблица 11.12 Активное сопротивление r_0 жилы кабелей длиной 1 км при переменном токе, Ом/км

Материал жилы	Сечения жил, мм²							
	16	25	35	50	70	95	120	150
Алюминий	1,97	1,27	0,91	0,63	0,48	0,33	0,27	0,21
Медь	1,2	0,74	0,54	0,39	0,28	0,2	0,16	0,12

Таблица 11.13. Экономическая плотность тока для кабелей с бумажной изоляцией

Продолжительность использования максимальной нагрузки, ч/год	Экономическая плотность тока в кабеле с жилами, А	
	алюминиевыми	медными
Свыше 5000	2	1,2
5000—3000	2,5	1,4
Ниже 3000	3	1,6

Таблица 11.14. Реактивные потери (кВАр/км) в трехфазной кабельной линии при $x = 0{,}08$ Ом/км

Ток нагрузки, А	Реактивные потери при напряжении 3—10 кВ, кВАр/км	Ток нагрузки, А	Реактивные потери при напряжении 3—10 кВ, кВАр/км
100	2	260	16
120	3	280	19
140	5	300	22
160	6	320	24
180	8	340	28
200	10	360	31
220	12	380	37
240	14	400	39

Таблица 11.15. Зарядный ток в трехфазной кабельной линии, А/км

Сечение жил кабеля, мм²	Рабочее напряжение, кВ		Сечение жил кабеля, мм²	Рабочее напряжение, кВ	
	6	10		6	10
10	0,2	0,28	70	0,5	0,6
16	0,24	0,33	95	0,6	0,7
25	0,3	0,4	120	0,65	0,75
35	0,35	0,47	150	0,7	0,85
50	0,4	0,54	185	0,8	0,95

Таблица 11.16. Значения емкостных токов при замыкании на землю в системах с незаземленной нейтралью

Сечение жил кабеля, мм²	Рабочее напряжение, кВ	
	6	10
16—35	0,3—0,5	0,45—0,7
50—120	0,6—0,9	0,75—1,0
150—240	1,1—1,3	1,3—1,6

Таблица 11.17. Формулы для электрических расчетов при выборе и проверке кабелей и кабельных линий

Искомая величина	Расчетная формула	Обозначение
1. Допустимая длительная нагрузка на кабельную линию, А	$I_д = I_н n k$	$I_н$ — допустимая длительная нагрузка на один кабель, А (см. табл. 11.5); n — количество кабелей; $k = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3$ — поправочные коэффициенты на число кабелей, температуру среды и пр. (см. табл. 11.6—11.9)
2. Минимально допустимое сечение жилы кабеля, термически устойчивое при протекании сквозного тока, к. з., мм²	$S = \frac{I_{к.з} \sqrt{t_п}}{C}$	$I_{к.з}$ — установившееся значение тока к. з., А; $t_п$ — приведенное время действия тока к. з., с; $C = 165$ (для кабелей с медными жилами); 88 (для кабелей с алюминиевыми жилами)
3. Годовое количество часов использования максимума, ч/год	$T_г = \frac{\Sigma_0^{24} I_{макс} + \Sigma_0^{24} I_{мин}}{2 I_{макс}} \times 365$	$\Sigma_0^{24} I_{макс}$ — сумма значений максимальных токов характерного суточного графика, А; $\Sigma_0^{24} I_{мин}$ — сумма значений минимальных токов характерного суточного графика, А
4. Рабочий ток линии, А	$I_р = S / \sqrt{3} U_{ном}$	S — полная мощность в конце линии, кВА; $U_{ном}$ — номинальное напряжение линии, кВ
5. Напряжение в конце линии, кВ	$U_2 = U_1 = \frac{(P + \Delta P) R + (Q + \Delta Q) x}{U_1}$	U_1 — напряжение в начале линии, кВ; P — активная мощность в конце линии, кВт; Q — реактивная мощность в конце линии, кВАр; ΔP и ΔQ — соответствующие активная (кВт) и реактивная (кВАр) потери мощности; R — активное сопротивление линии, Ом; x — индуктивное сопротивление линии, Ом
6. Потери мощности в линии, кВА	$\Delta P = 3 I_р^2 R \cdot 10^{-3} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{ном}^2} R = \frac{S^2}{U_{ном}^2} R$; $\Delta Q = 3 I_р^2 x \cdot 10^{-3} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{ном}^2} x$; $\Delta S = 3 I_р^2 z \cdot 10^{-3} = \frac{S^2}{U_{ном}^2} = \Delta P + \Delta Q$	$z = \sqrt{R^2 + x^2} = R \cos\varphi + x \cos\varphi$ — полное сопротивление линии, Ом; $I_р$ — ток нагрузки, А; ΔQ — полная потеря мощности, кВА
7. Потери напряжения в линии, В	$\Delta U = \frac{\sqrt{3} I_р}{10^3} (R \cos\varphi + x \sin\varphi) = \frac{S}{U_{ном}} \times (R \cos\varphi + x \sin\varphi)$	$\cos\varphi$ — коэффициент мощности цепи; ΔU — потеря напряжения, В
8. Отклонение напряжения, %	$\Delta U = \frac{(U_1 - \Delta U) 100}{U_1}$	ΔU — отклонение напряжения, %
9. Сопротивление жилы кабеля постоянному току при температуре θ, Ом/км	Для меди $R_\theta = \frac{18{,}4 + 0{,}074 (\theta - 20)}{s}$ Для алюминия $R_\theta = \frac{31 + 0{,}12 (\theta - 20)}{s}$	θ — температура проводника, °С; s — сечение проводника, мм²

Искомая величина	Расчетная формула	Обозначение
10. Емкостная проводимость, См/см	$I_0 = \omega c = \frac{1}{x_c} \frac{26,5}{\operatorname{tg} r_1/r}$	r — радиус жилы, см; r_1 — радиус кабеля по изоляции, см; ω — 3,14; c — емкость кабеля, мкФ/м; x_c — емкостное сопротивление, Ом
11. Зарядная мощность линии, ВАр/км	$Q_0 = 3I_0 U$	I_c — зарядный ток, А
12. Зарядный ток в трехжильном кабеле, А/км	$I_c = U I \sqrt{3} c_p \omega \cdot 10^{-6}$	c_p — рабочая емкость трехжильного кабеля при трехфазном токе, мкф/км (см. табл. 11.11)
13. Емкостный ток при однофазном заземлении в кабельной сети, А/км	Для приближенных подсчетов при напряжении кабелей 10 кВ $I_з = \frac{(95 + 1,44s)\, U \cdot 10^{-3}}{2200 + 0,23s}$	U — линейное напряжение кабеля, В; s — сечение жилы кабеля, мм²; $I_з$ — ток заземления, А

Сечение жилы $s_{эк}$ по экономической плотности тока определяют по формуле

$$s_{эк} = I_р / I_{эк},$$

где $I_р$ — расчетный ток нагрузки, А; $I_{эк}$ — экономическая плотность тока (см. табл. 11.13).

11.4. Профилактические испытания кабельных линий

Профилактическое испытание изоляции кабельных линий является организационно-техническим мероприятием, позволяющим выявить возникшие в процессе монтажа или эксплуатации городских кабельных линий дефекты в кабелях и муфтах с целью своевременного устранения этих дефектов, а следовательно, предотвращения аварий и недоотпуска электроэнергии потребителям. Профилактические испытания кабельных линий городских электрических сетей осуществляют повышенными напряжениями постоянного тока, нормируемые величины которого приведены в табл. 11.18. Периодичность испытаний кабелей приведена в табл. 11.19, а профилактические измерения — в табл. 11.20.

Таблица 11.18. Величины испытательных напряжений постоянного тока при испытании кабелей напряжением 3—10 кВ

$U_{ном}$ кабельной линии, кВ	$U_{исп}$, кВ		Продолжительность приложения испытательного напряжения, мин	
	после прокладки	при эксплуатации	после прокладки	при эксплуатации
3	18	15	10	5
6	36	30		
10	60	50		

Таблица 11.19. Периодичность профилактических испытаний кабельных линий городских электрических сетей

Характеристика кабельной линии	Периодичность профилактических испытаний
Кабельные линии напряжением 3,6 и 10 кВ, работающие в нормальных режимах	Не реже 1 раза в 1 год
Кабельные линии, проложенные в туннелях, коллекторах, зданиях подстанций, не подверженные коррозии и механическим повреждениям и не имеющие соединительных муфт, а также концевых муфт устаревших конструкций, установленных на открытом воздухе	Не реже 1 раза в 3 года
Кабельные линии, работающие в тяжелых условиях, а также дефектные линии	Устанавливается главным инженером городской электрической сети
Кабельные линии городских электрических сетей, проложенные в земле и работающие в течение 5 лет и более без электрических пробоев в условиях эксплуатации и профилактических испытаниях	Устанавливается главным инженером городской электросети с учетом местных условий, но не реже 1 раза в 3 года

Таблица 11.20. Профилактические измерения в кабельных линиях

Вид измерения	Контролируемые параметры	Примечание
Измерение блуждающих токов	Потенциалы и токи на оболочках кабелей в контрольных точках	Опасными считают токи на участках линий в анодных и знакопеременных зонах, если токи утечки в землю больше 0,15 мА/дм²
Определение химической коррозии	Коррозионная активность грунтов и естественных вод	Оценку производят при повреждении кабелей коррозией и отсутствии сведений о коррозионных условиях трассы
Измерение токовых нагрузок и напряжений	Ток и напряжение	Измерения производят 2 раза в год, в том числе 1 раз в период максимума
Контроль нагрева кабелей на участках трассы, где имеется опасность их перегрева	Температура	Измерения производят по местным инструкциям
Испытание кабелей на напряжение 3—6 кВ с резиновой изоляцией	—	Не реже 1 раза в год

Междуфазную изоляцию кабельных линий испытывают по двухполярной схеме (рис. 11.3), при которой напряжение между жилами вдвое превышает напряжение жил по отношению к оболочке (земле). При необходимости выявления дефектов изоляции (недостаточная толщина изоляции, наличие трещин, разрывы бумажных лент и др.) без нарушения герметичности оболочки, не поддающейся выявлению при испытаниях повышенным напряжением, применяют метод испытания постоянно-переменным током, при котором отключенную кабельную линию испытывают (рис. 11.4) постоянным током с одновременным наложением небольшой переменной слагающей подаваемой от отдельного трансформатора. Мощность трансформатора подбирают в зависимости от протяженности и напряжения испытуемой кабельной линии, включающейся через разделяющий конденсатор $C_р$, емкость которого должна примерно соответствовать емкости испытуемого кабеля. Для испытаний кабельных линий городских электрических сетей применяют передвижную испытательно-прожигательную установку, принципиальная схема которой показана на рис. 11.5.

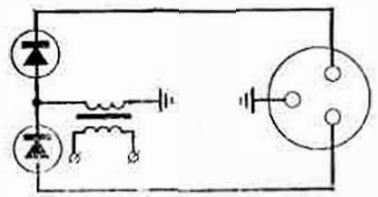
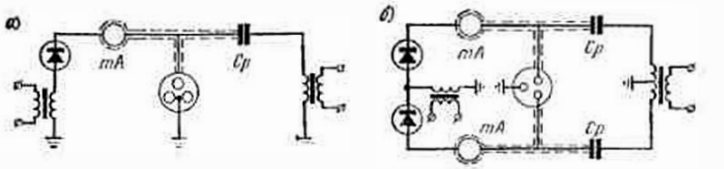


Рис. 11.3. Испытание междуфазной изоляции кабельной линии постоянным током по двухполярной схеме

Рис. 11.4. Испытание изоляции кабельной линии постоянно-переменным током

а — по однополярной схеме; *б* — по двухполярной схеме



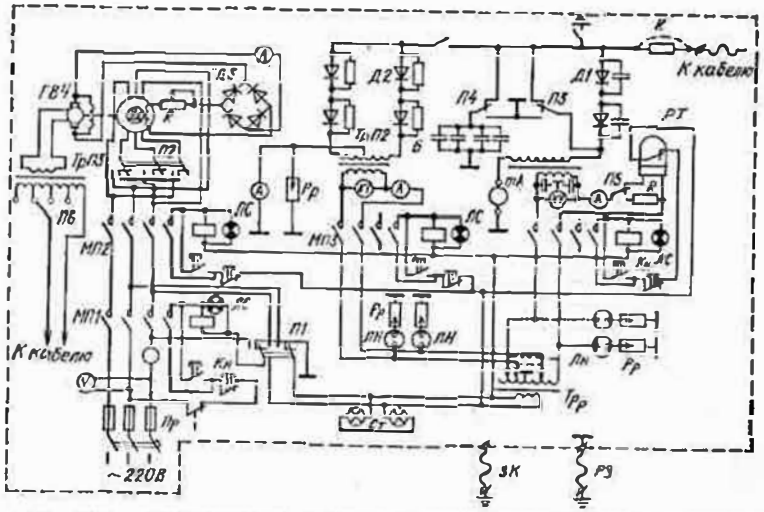


Рис. 11.5. Принципиальная схема испытательно-прожигательной установки, смонтированной на автомашине

Пр — предохранители; *МП1—МП4* — магнитные пускатели; *П1—П6* — переключатели; *ТрР* — регулировочный трансформатор; *ЭД* — электродвигатель; *ТрП1* и *ТрП2* — повышающие трансформаторы; *ТрП3* — повышающий высокочастотный трансформатор; *Б* — батарея конденсаторов; *ГВЧ* — генератор высокой частоты; *Д1 — Д3* — выпрямители; *РТ* — реле; *РР* — разрядники; *ЛН* — неоновые лампы; *КН* — кнопки включения магнитных пускателей; *ЛС* — сигнальные лампы; *СТ* — сигнальное табло; *РЗ* — рабочее заземление; *ЗК* — заземление корпуса машины

11.5. Защита от коррозии металлических оболочек кабелей

Металлические оболочки кабелей, прокладываемых или находящихся в зонах высокой коррозионной активности, следует надежно защищать от коррозирующего воздействия на них почвы, воды и блуждающих токов. Степень коррозионной активности грунтов зависит от их удельного сопротивления (табл. 11.21) и химического состава, а речных и других вод — от химического состава (табл. 11.22).

Таблица 11.21. Коррозионная активность грунтов в зависимости от их удельного сопротивления

Показатели степени коррозионной активности	Минимальная годовая величина удельного сопротивления грунтов, Ом·м
Низкая	Свыше 100
Средняя	100—21
Повышенная	20—11
Высокая	10—6
Особо высокая	Ниже 5

Для металлических оболочек городских кабельных сетей наиболее серьезную опасность представляют блуждающие токи, источниками которых являются сами кабели, так как при переходе тока с их оболочек в окружающую среду с более низким потенциалом оболочка будет служить анодом и интенсивно разрушаться. Интенсивность разрушения оболочки кабеля в этом случае будет зависеть от величины блуждающего тока в анодной зоне, продолжительности его протекания и материала оболочки. Чтобы выявить анодные зоны и своевременно предотвратить разрушение металлических оболочек кабелей, проложенных в земле, измеряют: а) разность потенциалов, а также плотность тока, переходящего с оболочки в землю (рис. 11.6,*а*); б) величину тока, протекающего по кабелю — и определяют направление тока (рис. 11.6,*б*).

Опасными считают появляющиеся на оболочке кабеля потенциалы величиной свыше 0,1 В. Измерения (по схемам рис. 11.6) производят прибором, отличающимся большим внутренним сопротивлением (10 000 Ом на 1 В шкалы), и миллиамперметром с пределами измерений 0±10 мА; 0±100 мА и 0±1 А. Измерения по схеме, показанной на рис. 11.6,*а*, производят с помощью вспомогательного электрода, в качестве которого берут отрезок кабеля длиной около 0,5 м или трубопровода с зачищенной до блеска поверхностью, площадь которой должна быть не менее 1 дм². При известных размерах поверхности (S, дм²) вспомогательного электрода *3* (см. рис.

Таблица 11.22. Коррозионная активность в зависимости от химического состава среды (грунтов и вод)

Характеристика среды	Показатели коррозионной активности				Показатель степени коррозионной активности
	количество органических веществ, %	концентрация водородных ионов	количество азотистых веществ нитратов, мг/л	общая жесткость воды (в градусах жесткости)	
А. Грунты					
1. Песчаные, песчано-глинистые	Не более 1	6,5—7,4	Не более 0,1		Низкая
2. Глинистые, солончаковые, известковые белые черноземные	1—1,5	5,8—6,5 и 7,4—9,5	Не более 1	—	Средняя
3. Богатые черноземные, торфяные, грунты, содержащие известь, шлак, мусор	Свыше 1,5	Менее 1,8 и более 8,5	Более 1	—	Высокая
Б. Вода					
4. Морская, озерная	Не более 20	6,5—7,4	Не более 10	Более 15	Низкая
5. Грунтовая, речная	21—40	6—6,5 и 7,4—8,2	11—20	14—9	Средняя
6. Речная, болотная	Свыше 40	Менее 6 и более 8,2	Более 20	Менее 8	Высокая

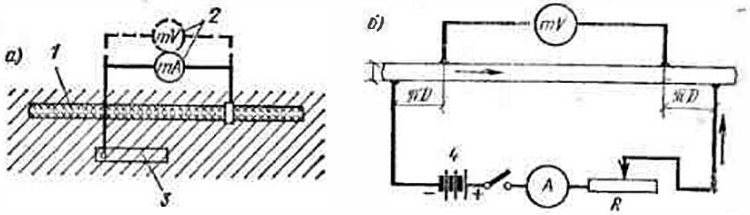


Рис. 11.6. Схемы измерений блуждающих токов

а — измерение (при помощи вспомогательного электрода) разности потенциала и плотности тока, переходящего с оболочки кабеля в землю; *б* — измерение методом компенсации величины тока, протекающего по металлической оболочке кабеля (стрелками показаны встречные направления блуждающего тока и тока батарей) *1* — кабель; *2* — измерительные приборы (миллиамперметр или милливольтметр); *3* — вспомогательный электрод (отрезок кабеля или трубы); *4* — аккумуляторная батарея

11.6,*а*) и величины тока, стекающего с электрода в землю, $I_э$, определяют плотность стекающего тока I_c, мА/дм²

$$I_c = I_э/S.$$

Для кабелей, находящихся в земле, опасной является плотность тока утечки с оболочки кабеля в землю, превышающая 0,15 мА/дм².

Одним из наиболее распространенных способов определения величины и направления тока по металлической оболочке кабеля — компенсационный метод (см. рис. 11.6,*б*), при котором измерение потенциалов производят в течение 20 мин через каждые 5 с, а затем по полученным результатам определяют среднюю величину потенциалов и токов, подсчитывая их в знакопеременных зонах отдельно для положительных и отрицательных значений. Средние значения потенциалов на оболочке кабеля относительно земли $U_{ср}$ определяют по формуле

$$U_{ср} = \Sigma U/n,$$

где ΣU — сумма показаний приборов; n — число измерений.

Защиту от блуждающих токов ведет эксплуатационный персонал городской электросети или районных управлений кабельных сетей города. Краткий перечень защитных мероприятий приведен в табл. 11.23.

Таблица 11.23. Краткий перечень мероприятий по защите кабельных линий от блуждающих токов

Мероприятие	Содержание мероприятий
Выявление опасных электрокоррозионных зон	Систематическое проведение измерений и составление на основе полученных данных карт анодных зон

Продолжение табл. 11.23

Мероприятие	Содержание мероприятий
То же, со стороны химической коррозии	Лабораторные испытания проб грунта, взятых по 150 г с обеих стенок траншеи и 700 г со дна траншей, где проложена кабельная линия
Организация наблюдения за состоянием кабельных линий	1. Создание контрольных пунктов для измерения блуждающих токов и определения их направления: а) в котлованах, отрываемых на трассе кабельной линии (при прокладке кабелей в траншее); б) в блочных колодцах (при прокладке кабелей в трубах и железобетонных блоках) 2. Измерение прибором МС-8 потенциала на кабелях в ТП и РП, расположенных вблизи электрифицированных путей
Снижение плотности блуждающего тока	Соединение металлических броневых лент и оболочек нескольких кабельных линий
Устранение разрывов электрических цепей блуждающих токов по металлическим покровам и оболочкам	Установка на кабельных линиях изолирующих муфт из эпоксидного компаунда

11.6. Способы выявления мест повреждений кабельных линий

При повреждении кабельной линии определяют предварительно зону повреждения, а затем уточняют и выявляют место повреждения, применяя в зависимости от характера повреждения индукционный, акустический, петлевой, емкостный, импульсный методы или метод колебательного разряда (рис. 11.7 и 11.8).

Индукционный метод (см. рис. 11.7,*а*) применяется при пробое изоляции между двумя или тремя жилами кабеля и малом переходном сопротивлении в месте пробоя. Метод основан на принципе улавливания сигналом на поверхности земли при пропуске по кабелю тока 15—20 А частотой 800—1000 Гц. При прослушивании над кабелем слышно звучание (наиболее сильное — над местом повреждения и резко снижающееся за местом повреждения). Для поиска применяют прибор типа КИ-2М и др., ламповый генератор

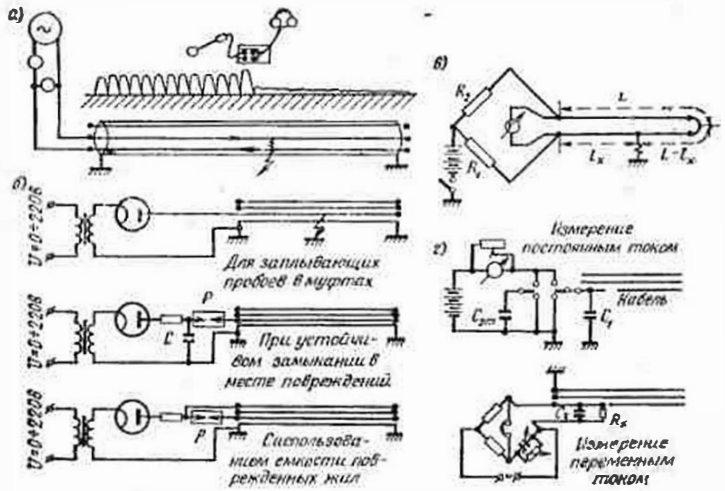


Рис. 11.7. Методы (схемы) определения места повреждения кабельной линии
а — индукционный; *б* — акустический; *в* — петлевой; *г* — емкостный

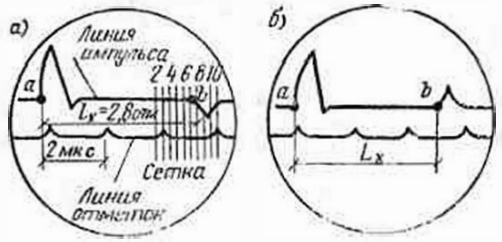


Рис. 11.8. Изображение на экране прибора ИКЛ места повреждения в кабельной линии
а — при коротком замыкании жил кабеля; *б* — при обрыве жил кабеля

1000 Гц с выходной мощностью 20 ВА (типа ВГ-2) для кабелей длиной до 0,5 км, машинный генератор (типа ГИС-2) 1000 Гц, мощностью 3 кВА (для кабелей длиной до 10 км). Индукционным методом определяют также трассу кабельной линии глубину заложения кабеля и место расположения муфт.

Акустический метод (см. рис. 11.7,*б*) используют для определения непосредственно на трассе места всех видов повреждений кабельной линии при условии создания в этом месте звукового удара, воспринимаемого на поверхности земли при помощи акустического аппарата. Для создания электрического разряда в месте повреждения кабеля должно быть сквозное отверстие, образуемое при прожигании кабеля газотронной установкой, а также достаточное переходное сопротивление для образования искрового разряда. Искровые разряды создаются генератором импульсов, а воспринимаются приемником звуковых колебаний типа АИП-3, АИП-3м и др.

Петлевой метод (см. рис. 11.7,*в*) применяется в случаях, когда жила с поврежденной изоляцией не имеет обрыва, одна из неповрежденных жил имеет хорошую изоляцию, а величина переходного сопротивления в месте повреждения не превышает 5 кОм. При необходимости снижения величины переходного сопротивления изоляцию дожигают кенотроном или газотронной установкой. Питание схемы — от аккумулятора, а при больших переходных сопротивлениях — от сухой батареи БАС-60 или БАС-80. Для определения места повреждения на одном конце кабеля соединяют неповрежденную жилу с поврежденной, а на другом конце к этим жилам присоединяют измерительный мост с гальванометром, питаемых аккумулятором или батареей. Уравновешивая мост, определяют место повреждения по формуле

$$l_x = 2\,L\,R_1/(R_1 + R_2),$$

l_x — расстояние от места измерения до места повреждения, м; L — длина кабельной линии (если линия состоит из кабелей разного сечения, длину приводят к одному сечению, эквивалентному сечению наибольшего отрезка кабеля), м; R_1, R_2 — сопротивления плеч моста, Ом.

Отклонение стрелки прибора в обратном направлении при перемене концов проводов, присоединяющих прибор к жилам, свидетельствует о том, что повреждение находится в самом начале кабеля со стороны места измерения.

Емкостным методом (см. рис. 11.7,*г*) определяют расстояния до места повреждения при обрыве жил кабеля в соединительных муфтах. При обрыве одной жилы измеряют ее емкость C_1 сначала с одного конца, а затем емкость C_2 этой же жилы с другого конца, после чего делят длину кабеля L пропорционально полученным емкостям и определяют расстояние до места повреждения l_x, пользуясь формулой

$$l_x = L\,C_1/(C_1 + C_2).$$

При глухом заземлении поврежденной жилы с одного конца измеряют емкость C_1 одного участка и целой жилы C, а затем определяют расстояние до места повреждения по формуле

$$l_x = L\,C_1/C.$$

Если емкость C_1 оборванной жилы можно замерить только с одного конца, а остальные жилы имеют глухое заземление, то расстояние до места повреждения можно определить по формуле

$$l_x = C_1 \cdot 1000/C_0,$$

где C_0 — удельная емкость жилы для данного кабеля, принимаемая по таблицам характеристик кабелей.

Для измерения емкостным методом применяют генераторы частотой 1000 Гц и мосты: постоянного тока (только при чистом

обрыве жил) и переменного тока (при чистых обрывах жил и при переходных сопротивлениях 5 кОм и выше).

Импульсным методом (см. рис. 11.8) определяют место и характер повреждения. Метод основан на измерении прибором ИКЛ интервала времени t_x, мкс, между моментом подачи импульса и приходом его отражения, определяемого из равенства

$$t_x = n c,$$

где n — количество масштабных отметок на экране прибора ИКЛ; c — цена деления масштабной отметки, равная 2 мкс.

Расстояние l_x от начала линии до места повреждения находят, приняв скорость распространения v импульса по кабелю равной 160 м/мкс, по формуле

$$l_x = t_x v/2 = 2 n v/2 = n v.$$

Метод колебательного разряда применяется для выявления «заплывающих» пробоев изоляции, возникающих в кабельных муфтах вследствие образования в них при испытаниях полостей, играющих роль искровых промежутков. Для определения места пробоя на поврежденную жилу подают напряжение от кенотронной установки, а по показаниям прибора (ЭМКС-58 и др.) определяют расстояние до места пробоя.

ГЛАВА XII. ГОРОДСКИЕ ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

12.1. Расчет воздушных линий (ВЛ)

Сечения проводов ВЛ выбирают по экономической плотности тока (табл. 12.1) и проверяют по пропускной способности (по условиям допустимого нагрева) и на потерю напряжения.

Таблица 12.1. Значения экономической плотности тока, А/мм²

Провод	Годовое число часов использования максимума нагрузки		
	1000—3000	3000—5000	свыше 5000
Алюминиевый и сталеалюминиевый	1,3	1,1	1
Медный	2,5	2,1	1,8
Стальной	0,45	0,4	0,35

Примечание. Значения экономической плотности тока медных проводов приведены в связи с наличием во многих городах линий электропередач, выполненных медными проводами.

Величина потери напряжения в линии электропередачи ограничивается допустимыми отклонениями напряжения у электроприемников, которые приведены в табл. 12.2.

Таблица 12.2. Уровни отклонений напряжения от номинального у электроприемников

Место замеров напряжений у электроприемников	Нормальный режим, не более, %	Аварийный режим, не более, %
На зажимах электродвигателей	−5; +10	—
У наиболее удаленных ламп жилых зданий, аварийного и наружного освещения, выполненного светильниками	±5	−12
У наиболее удаленных ламп общественных зданий и прожекторных установок наружного освещения	+5; −2,5	−12

Если значения расчетной температуры воздуха значительно отличаются от 25°С (районы Крайнего Севера, Средней Азии и т. п.), то следует к величинам, приведенным в табл. 12.3, применить поправочные коэффициенты, указанные в табл. 12.4.

При выборе проводов по экономической плотности тока в качестве расчетной принимают действительную мощность, передаваемую по линии; при проверке проводов на нагрев — мощность аварийного режима, а для одноцепных тупиковых линий электропередачи — установленную трансформаторную мощность приемной подстанции. Проверку сечения проводов на потерю напряжения производят для нормального и аварийного режимов. Потерю напряжения ΔU, %, в радиальных линиях электропередачи определяют по формуле

$$\Delta U = S l / U^2 (r \cos\varphi + x \sin\varphi) 100,$$

где S — нагрузка участка сети, МВА; l — длина линии электропередачи, км; U — напряжение сети, кВ; r — активное сопротивление проводов, Ом/км; x — индуктивное сопротивление проводов, Ом/км.

12.2. Выбор проводов. Расчетные климатические условия

Для устройства воздушных линий напряжением до 1000 В применяются однопроволочные и многопроволочные провода, а для линий напряжением свыше 1000 В — многопроволочные провода. Минимально допустимые сечения проводов ВЛ и область применения различных марок приведены в табл. 12.5—12.6. Разрешается применение алюминиевых, стальных, сталеалюминиевых и биметал-

Таблица 12.3. Допустимые длительные токовые нагрузки голых проводов, проложенных вне помещения (допустимый нагрев 70°С при температуре воздуха 25°С), А

Медные		Алюминиевые		Сталеалюминиевые		Стальные	
марка провода	токовая нагрузка	марка провода	токовая нагрузка	марка провода	токовая нагрузка	марка провода	токовая нагрузка
М-10	95	А-16	105	АС-10	80	ПСО-3	23
М-16	130	А-25	135	АС-16	105	ПСО-3,5	26
М-25	180	А-35	170	АС-25	130	ПСО-4	30
М-35	220	А-50	215	АС-35	175	ПСО-5	35
М-50	270	А-70	265	АС-50	210	ПС-25	60
М-70	340	А-95	320	АС-70	265	ПС-35	75
М-95	415	А-120	375	АС-95	330	ПС-50	90
М-120	485	А-150	440	АС-120	380	ПС-70	125
М-150	570	А-185	500	АС-150	445	ПС-95	135

Таблица 12.4. Поправочные коэффициенты на температуру окружающего воздуха

Фактическая температура, °С	—5	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Поправочный коэффициент	1,29	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67

Таблица 12.5. Минимальные сечения проводов воздушных линий

Материал провода	Минимальный диаметр, мм, или сечение провода, мм²	
	ВЛ напряжением до 1 кВ	ВЛ напряжением 3—35 кВ
Сталь:		
однопроволочная	$d=4$	—
многопроволочная	25	25
Сталеалюминий	10	16
Биметалл	10	—
Алюминий	16	25

Таблица 12.6. Область применения проводов различных марок

Марка провода	Область применения
	Местность:
А, АС, ПС, ПСО	с нормальными условиями
А, АС	с загрязненным воздухом, содержащим пары серы, каустика, поташа, побережье морей и берега соленых озер
А, АС	Переходы через реки, водохранилища, пересечения через линии связи, железную дорогу, автодорогу

Примечание. В обозначениях марок проводов: А — алюминиевые; АС — сталеалюминиевые; ПС — стальные многопроволочные; ПСО — стальные однопроволочные оцинкованные.

лических проводов. Расплетенные провода использовать запрещается. Применение однопроволочных стальных проводов диаметром более 5 мм и однопроволочных биметаллических проводов диаметром более 6,5 мм не допускается. Для ответвлений от воздушных линий к вводам в здания используют провода марок ПСО-3, БА-4, АСВ-1 и АСВ-2.

Омическим сопротивлением называется сопротивление проводов постоянному току, активным сопротивлением — сопротивление проводов переменному току. Активное сопротивление больше омического вследствие поверхностного эффекта. При частоте 50 Гц и сечении проводов 16—150 мм² влияние поверхностного эффекта составляет 0,1—0,5% и только для проводов сечением свыше 800 мм² достигает приблизительно 2%. Расход проводов на 1 км трехфазной воздушной линии приведен в табл. 12.7. Распределение областей, краев и республик СССР по климатическим районам приведено в табл. 12.8, а значения расчетных условий в зависимости от климатических районов при выборе проводов приведены в табл. 12.9.

Таблица 12.7. Расход проводов на 1 км трехфазной воздушной линии

Медные провода		Алюминиевые провода		Стальные провода		Сталеалюминиевые провода		
марка	масса 1 км, кг	марка	масса 1 км, кг	марка	масса 1 км, кг	марка	масса 1 км, кг: алюминия	масса 1 км, кг: общий
М-10	275	А-16	136	$d=4$	304	АС-35	298	395
М-16	453	А-25	210	$d=5$	475	АС-50	432	596
М-25	707	А-35	294	$d=6$	685	АС-70	603	831
М-35	991	А-50	424	ПС-35	895	АС-95	835	1332
М-50	1415	А-70	586	ПС-50	1220	АС-120	1020	1555
М-70	1979	А-95	822	ПС-70	1946	АС-150	1270	1922
М-95	2865	А-120	1000	ПС-95	2320	—	—	—
М-120	3400	А-150	1295	—	—	—	—	—
М-150	4150	—	—	—	—	—	—	—

Примечание. Масса провода приведена с превышением на 3% (учтены провес и возможные отходы).

Таблица 12.8. Распределение областей, краев и республик СССР по климатическим районам

Область, край, республика, город	Число грозовых дней в году	Климатический район	Область, край, республика, город	Число грозовых дней в году	Климатический район
Актюбинская, Амурская обл.	15	II	Вильнюсская, Витебская обл.	24	I
Алма-Атинская »	10	I	Винницкая »	30	III
Алтайский край	20	II	Ворошиловградская »	30	III и IV
Брянская обл.	23	II	Волгоградская »	30	II
Бурятская АССР и Бухарская обл.	10	I	Восточно-Казахстанская »	23	II
			Гомельская »	27	I
Горьковская »	20	I	Мурманская обл.	10	II
Гродненская »	25	I	Новосибирская »	20	II
Джамбулская »	10	I	Омская »	15	II
Днепропетровская »	30	III	Оренбургская »	17	III
Донецкая »	30	особый	Орловская »	27	II
Житомирская »	30	II	Пензенская »	24	II
Запорожская »	30	II	Пермская »	17	I и II
Иркутская »	20	II	Ростовская » (г. Ростов-на-Дону)	27	II
Калининская »	22	I	Саратовская обл.	18	II
Калининградская, Калужская обл.	25	I	Свердловская »	20	I и II
Карагандинская обл.	20	II	Северо-Казахстанская »	20	II
Кзыл-Ордынская »	100	III	Семипалатинская »	15	II
Кемеровская »	4	III	Ставропольский край	25	II
Киевская, Кировоградская »	30	II	Тамбовская обл.	25	I
Кировская »	17	I	Ташкентская »	10	III
Кокчетавская, Кустанайская »	20	II	Тернопольская »	30	III
Краснодарский край	30	II	Томская »	15	II
Красноярский »	10	I	Тульская »	24	II
Крымская обл.	15—25	II	Уральская »	15	II
Куйбышевская обл.	20	I, II, III	Хабаровский край	10	II
Курская »	25	II	Херсонская обл.	20	II
Латвийская ССР	15	I	Челябинская, Черкасская »	30	II
Ленинградская обл.	20	I—III	Черновицкая »	25	III
Львовская »	30	III	Читинская »	15	II
Минская »	24	I	Эстонская ССР (г. Таллин)	20	I
Молдавская ССР	30	III	Ярославская обл.	21	I
Московская обл. (южнее г. Серпухова)	20	I			

Таблица 12.9. Значения расчетных условий по климатическим районам

Расчетные климатические условия	Район				
	I	II	III	IV	особый
Температура воздуха при нормальном режиме °С					
Максимальная расчетная (гололед отсутствует)	$t_{макс}$ (фактическая)				
Минимальная расчетная (гололед отсутствует)	$t_{мин}$ (фактическая)				
При максимальной скорости ветра	—5	—5	—5	—5	—5
При гололеде	$t_{гол}$ (фактическая); при отсутствии данных $t_{гол}$=—5				
Температура воздуха при аварийном режиме, °С					
Провода покрыты льдом	$t_{гол}$ (фактическая); при отсутствии данных $t_{гол}$=—5				
Гололед отсутствует	$t_{мин}$ (фактическая)				
Температура воздуха при расчете приближения проводов к элементам опор и сооружений, °С					
При рабочем напряжении и максимальной скорости ветра	—5	—5	—5	—5	—5
При внутренних и атмосферных перенапряжениях	15	15	15	15	15
При проверке по условиям монтажа	—15	—15	—15	—15	—15
Скорость ветра, м/с					
Максимальная расчетная	Действительная, но не менее 20				
При гололеде и нормальном режиме работы проводов	$0{,}5v_{макс}$	$0{,}5v_{макс}$	15	15	15
При максимальной и минимальной температуре воздуха в нормальном режиме работы проводов при отсутствии гололеда	0	0	0	0	0
При аварийном режиме работы проводов с гололедом или без гололеда	0	0	0	0	0
При расчете приближения проводов к элементам опор и сооружений при рабочем напряжении	Фактическая, но не менее 20				
То же, при внутренних перенапряжениях	$0{,}6\ v_{макс}$, но не менее 12				
При атмосферных перенапряжениях	10	10	10	10	10
При проверке по условиям монтажа	$0{,}4\ v_{макс}$, но не менее 8				

Примечания: 1. При расчетах ВЛ толщину стенки льда на проводах принимают в зависимости от климатических районов: для I — 5 мм, II — 10 мм; III — 15 мм и IV — 20 мм. 2. Плотность льда принимают 0,9 г/см³. 3. Для участков ВЛ, проходящих в застроенной местности, расчетную скорость ветра следует уменьшить на 20 %, если средняя высота окружающих зданий составляет не менее ⅔ высоты опор. Это положение относится также к участкам линий, защищаемых от поперечных ветров лесными массивами и горными хребтами. 4. Для участков воздушных линий, проходящих в местах, подверженных сильным ветрам (высокие берега рек, прибрежная полоса больших озер, водохранилища в пределах 3—5 км), расчетную скорость ветра следует принимать на 20 % больше принятой для данной местности. Для участков воздушных линий, расположенных на вершине гор, хребтов, на перевалах, а также пересекающих долины и ущелья, расчетную скорость ветра при отсутствии фактических данных принимать равной 35 м/с.

9 Зак. 278

12.3. Расчет проводов и тросов

При определении расчетных условий режимов работы ВЛ необходимо: а) скорость ветра при гололеде в III, IV и особом районе гололедности принимать фактическую, но не менее 15 м/с; б) максимальные, минимальные и среднегодовые температуры округлить до значений, кратных пяти; в) при отсутствии фактических данных принимать: расчетную температуру при гололеде $t_{гол} = -5°C$; расчетную температуру при максимальной скорости ветра $t_{вет} = -5°C$; г) при расчете опор промежуточного типа следует принимать наиболее неблагоприятные направления ветра на провода и опоры.

Размеры угловых опор необходимо дополнительно проверять на следующие условия: а) температура низшая $t_{мин}$, скорость ветра 0, гололеда нет; б) провода покрыты гололедом, температура −5°С, скорость ветра $0{,}5V_{макс}$, но не менее 15 м/с при толщине стенки гололеда более 15 мм.

При расчете проводов и тросов на ветровые нагрузки направление ветра принимать под углом 90° к ВЛ. Нормативную ветровую нагрузку на провода и тросы для любого расчетного режима определяют по формуле

$$P = \alpha C_x Q F \sin\varphi,$$

где P — нормативная ветровая нагрузка на провода, Н; α — коэффициент, учитывающий неравномерность скорости ветра по пролету ВЛ, он равен: при скоростном напоре ветра до 27 даН/м² — 1; при 40 даН/м² — 0,85; при 55 даН/м² — 0,75; при более 76 даН/м² — 0,7; промежуточные значения определяют интерполяцией; C_x — коэффициент лобового сопротивления (для проводов и тросов $d > 20$ мм — 1,1; $d < 20$ мм и для всех проводов и тросов, покрытых гололедом,— 1,2); $Q = V^2/16$ — нормативный скоростной напор ветра, Н/м² (где V — скорость ветра на данной высоте, м/с); F — площадь диаметрального сечения, м²; φ — угол между направлением ветра и осью ВЛ.

Механические напряжения и стрелы провеса проводов (тросов) определяют исходя из максимально допустимого механического напряжения для данной марки провода (троса). Основными факторами, определяющими величину максимально допустимого механического напряжения в проводе, являются: а) конструктивные данные провода (троса); б) величина нормированного коэффициента запаса прочности проводов, тросов, изоляторов, арматуры и штырей; в) расчетные климатические условия; г) рельеф профиля трассы; д) пересечения с инженерными сооружениями. Фактические усилия, действующие на опоры, изоляторы, арматуру и провод (трос), определяют по величине полного тяжения T проводов (тросов), т. е.

$$T = q\,\sigma_{расч},$$

где q — фактическое сечение провода или троса, мм²; $\sigma_{расч}$ — расчетное механическое напряжение в материале провода, определяемое по временному сопротивлению на разрыв для данного провода (троса) и коэффициенту запаса прочности (табл. 12.10), Н/мм²;

Таблица 12.10. Временные сопротивления и коэффициент запаса прочности проводов и тросов

Материал провода или троса	Марка провода или троса	Временное сопротивление, Н/мм²	Коэффициент запаса прочности
Алюминий	А-25; А-35	160	2
	А-50—А-150	150	2
Сталеалюминий	АС-16—АС-70	250	2,5
	АС-95—АС-185	290	2,5

Примечание. Коэффициенты запаса прочности $K_{зап} = 2$ и $K_{зап} = 2{,}5$ определяют соответственно нормальное и ослабленное тяжение проводов (тросов).

$$\sigma_{расч} = \sigma_{пр}/K_{зап}.$$

На расчетную величину максимально допустимого напряжения влияют механическая прочность изоляторов, крюков, штырей, арматуры и профиль трассы линии. Величину тяжения в проводах воздушных линий, сооружаемых в особо гололедных районах, допускается повышать до 60% временного сопротивления $\sigma_{пр}$ в период наибольших нагрузок. Тяжение сталеалюминиевых проводов при среднегодовой температуре и повышении напряжения сверх расчетного по номинальному коэффициенту запаса прочности не должно быть более 25% временного сопротивления провода. Нагрузки, действующие на провода: собственная масса проводов, масса льда при гололеде и давление ветра.

При механическом расчете проводов (тросов) допускается: а) считать нагрузки статическими и равномерно распределенными вдоль проводов (тросов); б) относить расчетные нагрузки к единице длины и единице поперечного сечения, т. е. пользоваться удельными нагрузками, имеющими размерность Н/м·мм², формулы для расчета которых приведены в табл. 12.11, а удельные механические нагрузки на различные провода — в табл. 12.12—12.14. Для определения атмосферных условий (ветер, гололед или минимальная температура), наиболее опасных для проводов, находят критический пролет. Для проводов из одного металла критический пролет определяют по формуле

$$l_{кр} = \sigma_{макс}\sqrt{\frac{24\,\alpha\,(t_{макс} - t_{мин})}{\gamma^2_{макс} - \gamma^2_{мин}}},$$

где $\sigma_{макс}$ — максимальное расчетное напряжение в металле провода, даН/мм²; α — коэффициент линейного расширения провода; $t_{макс}$ —

температура при максимальной внешней нагрузке, °С; $t_{мин}$ — минимальная расчетная температура, °С; $\gamma_{макс}$ — максимальная удельная нагрузка провода, Н/м.мм²; $\gamma_{мин}$ — удельная нагрузка при минимальной температуре, Н/м.мм².

Таблица 12.11. Формулы для расчета механических нагрузок на провода и тросы

Вид нагрузки	Линейная нагрузка, Н/м	Удельная нагрузка, Н/м·мм²
От собственной массы провода	$P_1 = G_0$	$\gamma_1 = P_1/q$
От массы льда	$P_2 = \gamma_0 \pi c\ (d + c)\ 10^{-3}$	$\gamma_2 = P_2/q$
От массы провода со льдом	$P_3 = P_1 + P_2$	$\gamma_3 = P_3/q$
От давления ветра на провод без льда	$P_4 = 0{,}85 \cdot 1{,}2\ (v^2/16)\ d \cdot 10^{-3}$	$\gamma_4 = P_4/q$
То же, со льдом	$P_5 = 0{,}85 \cdot 1{,}2\ (v^2/16)(d + 2c)\ 10^{-3}$	$\gamma_5 = P_5/q$
От давления ветра и веса без льда	$P_6 = \sqrt{P_1^2 + P_4^2}$	$\gamma_6 = P_6/q$
То же, со льдом	$P_7 = \sqrt{P_3^2 + P_5^2}$	$\gamma_7 = P_7/q$

Примечание. d — диаметр провода (троса), мм; q — сечение провода, мм²; c — толщина льда, мм; γ_0 — плотность льда, г/см³; v — скорость ветра, м/с; G_0 — масса 1 м провода, кг.

Таблица 12.12. Удельные механические нагрузки на медные провода

Марка провода	Климатический район	Удельная нагрузка, даН/(м·мм²·10⁻²)						
		γ_1	γ_2	γ_3	γ_4	γ_5	γ_6	γ_7
М-25	I	9,16	6,6	15,76	10,36	4,29	13,81	16,25
	II		18,98	28,14		6,92		29
	III		37,3	46,46		21,45		51,15
	IV		61,3	70,46		27,41		75,6
М-35	I	9,15	5,15	14,3	8,68	3,26	12,6	14,64
	II		14,4	23,55		5,1		21,1
	III		27,8	36,95		15,64		40,05
	IV		45,25	54,4		19,84		58

Продолжение табл. 12.12

Марка провода	Климатический район	Удельная нагрузка, даН/(м·мм²·10⁻²)						
		γ_1	γ_2	γ_3	γ_4	γ_5	γ_6	γ_7
М-50	I	9,13	4	13,13	7,24	2,45	11,66	13,4
	II		10,83	19,96		3,74		20,3
	III		20,53	29,71		11,32		31,8
	IV		33,15	42,28		14,21		44,6
М-70	I	9,11	3,34	12,45	6,5	1,97	11,2	12,6
	II		8,72	17,83		2,9		18,07
	III		16,2	25,31		8,6		26,7
	IV		25,7	34,81		10,07		36,4
М-95	I	9,12	2,59	11,71	5,2	1,51	10,5	11,85
	II		6,67	15,79		2,18		15,93
	III		11,1	20,22		6,4		21,2
	IV		17,41	26,53		7,92		27,65
М-120	I	9,1	2,36	11,46	4,97	1,33	10,36	11,54
	II		5,9	15		1,87		15,1
	III		10,64	19,74		5,42		20,5
	IV		16,57	25,67		6,63		26,6
М-150	I	9,08	1,99	11,07	4,25	1,11	10,02	11,11
	II		4,93	14,01		1,54		14,1
	III		8,82	17,09		4,44		18,42

Таблица 12.13. Удельные механические нагрузки на алюминиевые провода

Марка провода	Климатический район	Удельная нагрузка, даН/(м·мм²·10⁻²)						
		γ_1	γ_2	γ_3	γ_4	γ_5	γ_6	γ_7
А-25	I	2,78	6,53	9,31	10,25	4,25	10,62	10,2
	II		18,8	21,58		6,85		20,65
	III		36,9	39,68		21,29		45
	IV		60,7	63,48		27,15		69,1
А-35	I	2,77	5,15	7,92	8,7	3,24	9,12	8,55
	II		14,4	17,17		5,1		17,9
	III		27,8	30,57		15,66		34,4
	IV		45,25	48,02		19,85		52

Марка провода	Климатический район	Удельная нагрузка, даН/(м·мм²·10⁻³)						
		γ_1	γ_2	γ_3	γ_4	γ_5	γ_6	γ_7
А-50	I	2,77	4	6,77	7,24	2,45	7,75	7,19
	II		10,85	13,62		3,73		14,12
	III		20,56	23,33		11,31		25,93
	IV		33,12	35,89		14,22		38,6
А-70	I	2,76	3,19	5,95	6,12	1,9	6,75	6,25
	II		8,45	11,21		2,83		11,55
	III		15,75	18,52		8,46		20,4
	IV		25,1	27,86		10,54		29,8
А-95	I	2,76	2,58	5,34	5,2	1,49	5,88	5,54
	II		6,61	9,37		2,15		9,61
	III		12,12	14,88		6,36		16,16
	IV		19,08	21,84		7,82		23,19
А-120	I	2,76	2,3	5,06	4,76	1,31	5,5	5,22
	II		5,8	8,56		1,85		8,75
	III		10,5	13,26		5,4		14,32
	IV		16,42	19,18		6,63		20,29
А-150	I	2,76	1,96	4,72	4,2	1,09	5,02	4,84
	II		4,84	7,6		1,52		7,75
	III		8,65	11,41		4,35		12,2
	IV		13,4	16,16		5,3		17

Таблица 12.14. Удельные механические нагрузки на сталеалюминиевые провода

Марка провода	Климатический район	Удельная нагрузка, даН/(м·мм²·10⁻³)						
		γ_1	γ_2	γ_3	γ_4	γ_5	γ_6	γ_7
АС-35	I	3,29	4,81	8,1	8,43	2,98	9,06	8,64
	II		13,26	16,55		4,73		17,2
	III		25,35	28,64		14,1		31,9
	IV		41,05	44,34		17,8		47,8
АС-50	I	3,36	3,66	7,02	6,83	2,2	7,6	7,35
	II		9,76	13,12		3,31		13,48
	III		18,35	21,71		9,94		23,88
	IV		29,4	32,76		12,46		35

Марка провода	Климатический район	Удельная нагрузка, даН/(м·мм²·10⁻³)						
		γ_1	γ_2	γ_3	γ_4	γ_5	γ_6	γ_7
АС-70	I	3,37	2,95	6,32	5,8	1,73	6,7	6,53
	II		7,65	11,02		2,52		11,34
	III		14,13	17,5		7,47		19
	IV		22,4	25,77		9,26		27,4
АС-95	I	3,73	2,31	6,04	4,77	1,32	6,05	6,17
	II		5,82	9,55		1,87		9,74
	III		10,58	14,31		5,44		15,3
	IV		16,54	20,37		6,68		21,35
АС-120	I	3,56	2,04	5,61	4,31	1,14	5,58	5,7
	II		5,06	8,62		1,59		8,7
	III		9,09	12,65		4,6		13,45
	IV		14,11	17,67		5,61		18,54
АС-150	I	3,55	1,77	5,32	3,86	0,98	5,25	5,42
	II		4,35	7,9		1,35		7,98
	III		7,74	11,29		3,85		11,92
	IV		11,92	15,47		4,67		16,2

По условиям механической прочности для ВЛ, как правило, следует применять многопроволочные провода и тросы. Минимально допустимые сечения проводов по условиям механической прочности приведены в табл. 12.15.

Таблица 12.15. Минимально допустимые сечения проводов ВЛ по условиям механической прочности

Характеристика ВЛ	Сечения проводов, мм²		
	алюминиевых и из алюминиевого сплава АН	сталеалюминиевых и из алюминиевого сплава АЖ	стальных
ВЛ без пересечений в районах с толщиной стенки гололеда, мм:			
до 10	35	25	25
15 и более	50	35	35

Продолжение табл. 12.15

Характеристика ВЛ	Сечения проводов, мм²		
	алюминиевых и из алюминиевого сплава АН	сталеалюминиевых и из алюминиевого сплава АЖ	стальных
Переходы ВЛ через судоходные реки и каналы в районах с толщиной стенки гололеда, мм:			
до 10	70	25	25
15 и более	70	25	25
Пролеты пересечений ВЛ с инженерными сооружениями при любой толщине стенки гололеда:			
с линиями связи	70	35	25
с надземными трубопроводами и канатными дорогами	70	35	Не допускается
В пролетах пересечений ВЛ с железными дорогами при толщине стенки гололеда, мм:			
до 10	—	35	Не допускается
15 и более	—	50	То же

Примечание. В пролетах пересечений ВЛ с инженерными сооружениями, не указанными в табл.12.15 (например с автомобильными дорогами, троллейбусными и трамвайными линиями), допускается применение проводов таких же сечений, как на ВЛ без пересечений.

Для ответвлений к вводам допускается применение неизолированных и изолированных проводов марок и сечений, приведенных в табл. 12.16.

Таблица 12.16. Наименьшие сечения (или диаметры) проводов ответвлений от ВЛ к вводам

Материал провода	Пролет до 10 м	Пролет более 10 до 25 м
Медь	4 мм²	6 мм²
Сталь	$d=3$ мм	$d=4$ мм
Биметалл	$d=3$ мм	$d=4$ мм
Алюминий и его сплавы	16 мм²	16 мм²
Самонесущие провода АВТ-1, АВТ-2 и др.	4 мм²	6 мм²

Таблица 12.17. Наименьшие допустимые расстояния между проводами ВЛ напряжением до 35 кВ при любом расположении проводов, см

Характеристика ВЛ	Район гололедности	Величина пролетов между опорами, м									
		30	50	75	100	125	150	175	200	225
Со штыревыми изоляторами напряжением, кВ: до 6	I—II	50	50	80	80	90	100	110	130	150
	III—IV	80	80	100	125	150	175	—	—	—
10—20	I—II	80	80	80	80	100	110	130	150	175
	III—IV	100	100	125	150	175	200	—	—	—
35	I—II	100	100	100	100	125	150	175	200	225
	III—IV	150	150	175	200	225	250	—	—	—
С подвесными изоляторами напряжением 20 и 35 кВ	I—II	—	100	125	150	175	200	225	250	250
	III—IV	—	175	200	225	250	275	300	—	—

Примечание. Для ВЛ напряжением 6—10 кВ в целях повышения грозоупорности рекомендуется применять деревянные траверсы с расстоянием между проводами не менее 100 см.

12.4. Основные габариты воздушных линий

На воздушных линиях применяется любое расположение проводов на опоре. Для воздушных линий при толщине стенки гололеда 15 и 20 мм при прочих равных условиях следует отдавать предпочтение горизонтальному расположению проводов. При толщине стенки гололеда более 20 мм необходимо применять только горизонтальное расположение проводов. Длина расчетных пролетов для ВЛ напряжением до 1000 В должна составлять: 40 м (для I района климатических условий), 35 м (для II района) и 30 м (для III и IV районов). На ВЛ напряжением до 35 кВ включительно со штыревыми изоляторами при любом расположении проводов расстояние между проводами по условиям их сближения в пролете должно быть не менее

$$d = U/110 + 0{,}19\sqrt{fb},$$

где d — расстояние между проводами, м; U — напряжение ВЛ, кВ; f — наибольшая стрела провеса, м; b — толщина стенки гололеда, мм (но не более 20 мм).

Расстояния между проводами ВЛ в зависимости от длины пролета, а также по допустимым изоляционным расстояниям между проводами и элементами опор приведены в табл. 12.17 и 12.18. При вертикальном расположении проводов расстояния между ними на опоре по вертикали для ВЛ напряжением 35 кВ должны быть не менее 250 см; наименьшие горизонтальные смещения проводов на опоре при толщине стенки гололеда 5—10 мм — 50 см, а при толщине стенки гололеда 15—20 мм — 70 см. На ВЛ с алюминиевыми, сталеалюминиевыми и стальными проводами и проводами из алюминиевых сплавов малых сечений пролеты не должны превышать значений, приведенных в табл. 12.19. В табл. 12.20—12.28 приведены величины минимальных расстояний ВЛ до различных его частей и инженерных сооружений.

При прохождении ВЛ по мостам переходные пролеты ВЛ с берега на мост и через разводную часть моста следует выполнять на опорах или поддерживающих устройствах анкерного типа нормаль-

Таблица 12.18. Наименьшие расстояния между проводами ВЛ напряжением 35 кВ при горизонтальном расположении проводов, см

Толщина стенки гололеда, мм	Величина пролетов между опорами, м					
	150	175	200	250	300	350
5—10	250	250	275	300	325	350
15—20	300	300	325	350	375	400

Таблица 12.19. Предельные величины пролетов ВЛ с алюминиевыми, сталеалюминиевыми и стальными проводами и проводами из алюминиевых сплавов малых сечений, м

Материал и марка провода	Толщина стенки гололеда, мм			Материал и марка провода	Толщина стенки гололеда, мм		
	до 10	15	20		до 10	15	20
Алюминиевые:				АЖ 35	280	175	120
А 35	140	—	—	АЖ 50	350	220	140
А 50	160	90	60	АЖ 70	430	270	180
А 70	190	115	75	АЖ 95	500	330	230
А 95	215	135	90	АЖ 120	500	370	260
А 120	270	150	110	АЖ 150	605	400	290
А 150	335	165	130	Сталеалюминиевые:			
Алюминиевые сплавы:				АС 25/4,2	230	—	—
АН 35	210	115	75	АС 35/6,2	320	200	140
АН 50	265	155	100	АС 50/8,0	360	240	160
АН 70	320	195	130	АС 70/11	430	290	200
АН 95	380	235	160	АС 95/16, 95/15	525	410	300
АН 120	435	270	185	АС 120/19	660	475	350
АН 150	490	290	205	Стальные: ПС 25	520	220	150

Примечание. Указанные значения предельных пролетов действительны для алюминиевых проводов из проволоки АТ и АТп.

ной конструкции. Все прочие поддерживающие устройства могут быть промежуточного типа с креплением проводов глухими зажимами. На охраняемых мостах допускается располагать провода ВЛ ниже отметки пешеходной части.

При пересечениях ВЛ с воздушными линиями связи и сигнализации соблюдают следующие условия: а) провода ВЛ располагают над проводами связи и сигнализации, при этом места пересечения проводов должны быть по возможности ближе к опоре ВЛ, но не менее чем на расстоянии 7 мм от нее, а от опор линии связи до проводов ВЛ — не менее 15 м; б) сечение многопроволочных прово-

Таблица 12.20. Минимальная высота низшей точки проводов ВЛ над поверхностью земли при нормальном режиме и максимальной температуре, м

Характеристика местности	Напряжение, кВ		
	до 1	3—20	35
Населенная местность, часто посещаемая и доступная для транспорта	5	6	6
Труднодоступная местность	4	4,5	5
Населенная местность и территория промышленных предприятий	6	7	7

Таблица 12.21. Наименьшие изоляционные расстояния по воздуху от токопроводящих до заземленных частей ВЛ, см

Расчетное условие	Напряжение ВЛ, кВ		
	до 10	20	35
По грозовым перенапряжениям:			
для штыревых изоляторов	15	25	35
для подвесных изоляторов серии П	20	40	45
По внутренним перенапряжениям	10	15	30
По наибольшему рабочему напряжению	—	7	10

Примечание. В горных районах величину расстояний по внутренним перенапряжениям и наибольшему рабочему напряжению увеличивают на 1% на каждые 100 м при высоте над уровнем моря выше 1000 м.

Таблица 12.22. Наименьшие расстояния между фазами ВЛ, см

Расчетное условие	Напряжение ВЛ, кВ		
	до 10	20	35
По грозовым перенапряжениям	20	45	50
По внутренним »	22	33	44
По рабочему напряжению	—	15	20

Таблица 12.23. Наименьшие расстояния при пересечении улиц ВЛ, м

Расположение ВЛ относительно объектов	Напряжение ВЛ, кВ		
	до 1	3—20	35
Высота провода над тротуаром или проезжей частью	6	7	7
Высота ответвления к вводу в здание над уровнем земли:			
над проезжей частью	6	7	7
вне проезжей части	3,5	4,5	5
Расстояние от крайнего провода (при максимальном отклонении) до здания в населенной местности	1 (для глухой стены); 1,5 (для окна и балкона)	2	4
Расстояние между крайними проводами линии при наибольшем отклонении их ветром и проводами линии связи (стесненные участки)	1	2	4
Расстояние от крайних проводов при неотклоненном положении до отдельно стоящих зданий в ненаселенной местности	—	10	15

Таблица 12.24. Наименьшие расстояния при пересечении и сближении ВЛ с железными дорогами, м

Расположение ВЛ относительно объектов железных дорог	Напряжение ВЛ, кВ		
	до 1	1—20	35
От проводов ВЛ до головки рельса в нормальном режиме ВЛ (для неэлектрифицированных железных дорог[1]):			
при широкой колее общего и необщего пользования и узкой общего пользования	7,5	7,5	7,5
при узкой колее необщего пользования	6	6	7,5
От провода до головки рельса при обрыве провода ВЛ в смежном пролете:			
при широкой колее	—	6	6
при узкой колее	—	4,5	4,5
На участках стесненной трассы от отклоненного провода до габарита приближения строений[2] по горизонтали (для неэлектрифицированных железных дорог)	1	1,5	2,5
От опоры до габарита — приближения строений на участках стесненных трасс	3	3	3
От основания опоры до оси рельса	$H+3$	$H+3$	$H+3$

[1] Железные дороги в зависимости от их назначения разделяют на: а) общего пользования, служащие для перевозки пассажиров и грузов по установленным для всех тарифам; б) необщего пользования, связанные непрерывной рельсовой колеей с общей сетью железных дорог и служащие только для хозяйственно-производственных перевозок грузов учреждений, предприятий и организаций, которым эти подъездные пути подчинены.

[2] Габаритом приближения строений называется предназначенное для пропуска подвижного состава предельное поперечное перпендикулярное пути очертание, внутри которого, кроме подвижного состава, не могут заходить никакие части строений, сооружений и устройств. H — высота опоры ВЛ.

Таблица 12.25. Минимально допустимые расстояния при пересечении и сближении ВЛ с трамвайными и троллейбусными линиями, м

Расположение ВЛ относительно объектов трамвайных и троллейбусных линий	Напряжение линии, кВ	
	до 20	35
При пересечении с трамвайной линией:		
высота над головкой рельса в нормальном режиме	9,5	9,5
расстояние до проводов или тросов контактной сети	3	3
При пересечении с троллейбусной линией:		
высота над высшей отметкой проезжей части	11	11
расстояние до проводов или несущих тросов контактной сети	3	3
Расстояние до проводов или несущих тросов троллейбусной и трамвайной линий при обрыве провода ВЛ в соседнем пролете	1	1
Расстояние до опор трамвайной или троллейбусной контактной сети	4	6
То же, до опор трамвайной или троллейбусной контактной сети на стесненных участках трассы	2	4

Таблица 12.26. Минимальные расстояния от проводов ВЛ до различных частей мостов, плотин и дамб, м

Расположение ВЛ относительно объектов мостов, плотин и дамб	Напряжение ВЛ, кВ	
	3—20	35
Расстояние от провода ВЛ до различных частей мостов		
Мосты с движением поверху:		
высота ВЛ над головкой рельса или полотном пешеходной и проезжей части	7	7
расстояние ВЛ до габарита приближения строений	1,5	2,5
расстояние ВЛ до конструкций	2	2
Мосты с движением понизу:		
высота ВЛ над настилом пешеходной части	6	6
расстояние ВЛ до верхних связей пролетных соединений и до боковых конструкций мостов	3,5	4
Расстояние от провода ВЛ до различных частей плотин и дамб		

Расположение ВЛ относительно объектов мостов, плотин и дамб	Напряжение ВЛ, кВ	
	3—20	35
Расстояние ВЛ до отметки гребня и бровки откоса	6	6
Расстояние ВЛ до наклонной поверхности откоса	5	5
Расстояние ВЛ до поверхности воды, переливающейся через плотину	4	4

Таблица 12.27. Минимально допустимые расстояния по вертикали от проводов ВЛ до проводов линий связи и сигнализации

Напряжение ВЛ, кВ	Минимально допустимое расстояние, м		
	при наличии на линии грозозащитных устройств, а также с учетом условий гололедности	при отсутствии на линии защитных устройств	при обрыве проводов ВЛ в смежных пролетах
До 1	1,25	1,25	—
10	2	4	1
20	3	4	1
35	3	5	1

Таблица 12.28. Допустимые расстояния между опорами и проводами ВЛ и наземными и подземными сооружениями (по горизонтали)

Сооружения	Наименьшее расстояние, м
Параллельно проложенные воздушные линии электропередачи	Расстояние между осями ВЛ равно высоте наиболее высокой опоры. В стесненных условиях расстояние между крайними проводами при неотклоненном положении должно составлять при напряжении до 20 кВ — 2,5; при 35 кВ — 4
Магистральные, областные и районные радиоцентры	Для ВЛ напряжением 6—35 кВ — 500
Местные радиоузлы	Для ВЛ напряжением 6—35 кВ — 200

Сооружения	Наименьшее расстояние, м
Трубопроводы, надземные и канатные дороги	По вертикали и горизонтали для ВЛ напряжением до 20 кВ — 3, 35 кВ — 4, в стесненных условиях для проводов ВЛ напряжением до 1000 В — 1
Подземные водопроводы, газопроводы, канализационная сеть	5 (от сооружения до основания опор ВЛ напряжением до 35 кВ)
Бензиновые колонки	5
Пожарные, гидранты, колодцы подземной канализации, водоразборные колонки	2
Параллельно проложенные ВЛ и линии связи	В стесненных условиях при наибольшем отклонении проводов: для ВЛ напряжением до 20 кВ — 2, для 35 кВ — 4
Кабели связи и сигнализации при сближении с ВЛ	Расстояние от кабелей до заземлителя или части ближайшей опоры ВЛ не менее 10 м при сопротивлении грунта менее 10^4 Ом·см; при сопротивлении грунта $5 \cdot 10^4$ — 25, $10 \cdot 10^4$ — 35 и при более $10 \cdot 10^4$ — 50
Кабельные линии электропередачи, проложенные параллельно воздушным линиям	До опор ВЛ напряжением до 1000 В — 1, до заземленных частей опор ВЛ напряжением выше 1000 В — 10

дов ВЛ в пролете пересечения с линиями связи всех классов и сигнализации должно быть не менее: 25 мм² — для стальных проводов, 35 мм² — для сталеалюминиевых и 70 мм² — для алюминиевых; в) в пролетах пересечения с линиями связи и сигнализации на опорах ВЛ применяют при подвесных изоляторах одинарное крепление проводов и глухие зажимы, при штыревых изоляторах — двойное крепление; г) на опорах линий связи, ограничивающих пролет пересечения, устанавливают шунтирующие спуски с воздушным промежутком; при этом сопротивление заземления в цепи спусков должно быть не более 25 Ом.

При параллельном следовании ВЛ с линиями связи и сигнализации наименьшее расстояние по горизонтали между ближайшими крайними проводами указанных линий определяют на основании расчета влияния ВЛ на линии связи и сигнализации, но не менее высоты наиболее высокой опоры ВЛ, а в стесненных условиях при отклоненном проводе воздушной линии — не менее 2 м для ВЛ напряжением до 20 кВ и 4 м для ВЛ напряжением 35 кВ. Под линией связи следует понимать линии связи Министерства связи СССР и других министерств и ведомств, а также линии сигнализации Министерства путей сообщения.

При пересечениях ВЛ с инженерными сооружениями применяют марки проводов, приведенные в табл. 12.29, а расстояния между проводами или между проводами и тросами пересекающихся ВЛ приведены в табл. 12.30.

Таблица 12.29. Марки проводов ВЛ, применяемые при пересечениях с инженерными сооружениями

Инженерные сооружения, пересекающиеся с ВЛ	Марка провода	
	ВЛ до 1000 В	ВЛ свыше 1000 В
Автомобильные дороги:		
I—IV категорий	А-35; АС-25; ПС (ПМС)-25	А-35; АС-25; ПС (ПМС)-25
V категории	АС-16; А-25	АС-16; А-25
Железные дороги	А-70; АС-35	А-70; АС-35
Троллейбусные и трамвайные линии	А-35; АС-16; ПС (ПМС)-16	АС-25; А-35; ПС-(ПМС)-25
Линии связи и сигнализации	А-35; АС-16; ПС (ПМС)-25	А-70; АС-25; ПС-25; ПС-35
Водные пространства реки, каналы, озера, заливы и т. п.:		
судоходные	Не рекомендуется	А-70; АС-25; ПС (ПМС)-25
несудоходные	А-35; АС-25	А-35; АС-25; ПС (ПМС)-25
Надземные трубопроводы и канатные дороги:		
с негорючими жидкостями и газами	—	А-70; АС-35; ПС (ПМС)-35
с горючими жидкостями и газами	—	А-70; АС-35

Примечания: 1. Применяемые при монтаже линий электропередачи провода ПС-25 и ПС-35 используют и на переходах через линии связи. 2. Угол пересечения с инженерными сооружениями не нормируется за исключением пересечений с электрифицированными железными дорогами, трамвайными и троллейбусными линиями, где угол пересечения должен быть не менее 40°.

Таблица 12.30. Минимально допустимые расстояния между проводами или между проводами и тросами пересекающихся ВЛ

Длина пролета ВЛ, м	Место пересечения до ближайшей опоры ВЛ, м				
	30	50	70	100	120
При пересечении ВЛ напряжением 10 кВ между собой и с ВЛ более низкого напряжения					
До 100	2	2	—	—	—
150	2	2,5	2,5	—	—
При пересечении ВЛ напряжением 20 и 35 кВ между собой и с ВЛ более низкого напряжения					
До 200	3	3	3	4	—
300	3	3	4	4,5	5

12.5. Условия прокладки трассы ВЛ разных напряжений на общих опорах и ВЛ с радиотрансляционными линиями

Трассу ВЛ следует выбирать по возможности кратчайшей. Прохождение ВЛ над зданиями и сооружениями (за исключением несгораемых промышленных зданий и сооружений) не допускается. Расстояние от нижнего провода ВЛ (напряжением до 35 кВ) до крыши несгораемого здания или сооружения при наибольшей стреле провеса должно быть не менее 3 м. Металлические крыши в этом случае заземляют с сопротивлением заземления, равным 10 Ом (при удельном сопротивлении грунта до 10^4 Ом·см) и 30 Ом (при удельном сопротивлении грунта более $10 \cdot 10^4$ Ом·см).

Опоры, ограничивающие пролеты пересечений ВЛ, могут быть анкерные и промежуточные. Промежуточные опоры проверяют на обрыв одного провода. Применение одностоечных деревянных опор для верхней пересекающей ся ВЛ запрещается. Провода и тросы ВЛ в пролете пересечения не должны иметь соединений. При применении на ВЛ штыревых изоляторов крепление проводов, проходящих над пересекаемым сооружением, делают двойным. Прокладка трассы ВЛ до начала строительства должна быть согласована с заинтересованными организациями и ведомствами.

Цепи воздушных линий более высокого напряжения располагают выше цепей низкого напряжения или по другую сторону от опоры. Расстояние между цепями ВЛ разных напряжений следует принимать в соответствии с требованиями для ВЛ более высокого напряжения. Провода ВЛ разных напряжений можно располагать на общих опорах при сочетании цепей по напряжениям. В сетях с изолированной нейтралью напряжением 0,4—35 кВ, имеющих участки

совместной подвески с ВЛ более высокого напряжения, наведенное напряжение на нейтрали при нормальном режиме сети не должно превышать 10% фазного напряжения сети более низкого напряжения.

Совместная подвеска на общих опорах проводов вновь сооружаемых ВЛ и неизолированных проводов радиотрансляционной сети не допускается. Совместная подвеска на общих опорах проводов ВЛ напряжением не более 380/220 В и изолированных проводов радиотрансляционных сетей, сооружаемых взамен пришедших в негодность и реконструируемых, допускается при условии расположения проводов ВЛ над проводами радиотрансляционных сетей. При этом расстояние по вертикали от нижнего провода ВЛ до верхнего провода радиотрансляционных сетей должно быть на опоре не менее 1,5 м, а в пролете — не менее 1,25 м. Совместная подвеска на общих опорах проводов ВЛ и линий связи (проводов и кабелей) не допускается.

12.6. Указания по охранным зонам ВЛ

Охранные зоны ВЛ, проходящие по населенным местностям, определяются параллельными прямыми, отстоящими от крайних проводов на расстоянии 10 м (для ВЛ напряжением до 10 кВ) и 15 м (для ВЛ напряжением 35 кВ). В пределах охранной зоны без письменного разрешения эксплуатирующей ВЛ организации запрещается: а) строить сооружения, вести разработку карьеров, производить строительные и земляные работы, а также посадку деревьев; б) устраивать проезды под проводами ВЛ машин высотой более 3 м.

При движении автомобилей и машин высотой более 3 м по автодорогам всех классов и гужевым дорогам организация, в ведении которой находится дорога, по согласованию с эксплуатирующей ВЛ организацией обязана в местах пересечения дороги с ВЛ установить на дорогах с обеих сторон ВЛ сигнальные знаки, определяющие допустимую высоту перевозимого груза вместе с машиной. Земельные участки под ВЛ (полоса отвода) отводятся в установленном порядке в следующих размерах: а) под опоры ВЛ напряжением более 20 кВ — площадка под опору и 3 м вокруг нее; под опоры ВЛ напряжением менее 20 кВ — площадка, занимаемая опорой, и 1 м вокруг нее; б) под дороги, контрольные и монтерские пункты, здания и сооружения, возводимые для обслуживания ВЛ,— участок в соответствии с утвержденным проектом.

Организация, эксплуатирующая ВЛ, обязана своими силами:

а) содержать просеки лесопарков в безопасном (в пожарном отношении) состоянии: очищать от хвороста, сучьев, зарослей и

сваленных деревьев, окапывать землю вокруг деревянных опор от низовых пожаров; б) поддерживать ширину просеки в необходимых размерах, вырубать отдельные деревья, угрожающие падением на провода ВЛ, с последующим уведомлением об этом организации, в ведении которой находится данное насаждение. В случае аварии на ВЛ, проходящий через лесопарк, разрешается вырубать отдельные деревья, необходимые для ликвидации аварии, с последующим уведомлением об этом организации, в ведении которой находится лесной массив.

ГЛАВА XIII. ОПОРЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

13.1. Общие сведения

На ВЛ применяют промежуточные, угловые, концевые, ответвительные и перекрестные опоры. *Промежуточные* (П) опоры устанавливают на прямых участках трассы ВЛ. При нормальной работе опоры не должны воспринимать направленных вдоль линии усилий. *Угловые* (У) устанавливают в местах изменения направления трассы ВЛ. Опоры воспринимают при нормальной работе суммарную силу тяжений проводов смежных пролетов. *Концевые анкерные* (К) сооружают в начале и конце ВЛ. При нормальной работе опоры воспринимают одностороннее тяжение проводов. *Ответвительные опоры* служат для ответвления от ВЛ. По конструкции они могут быть промежуточными, анкерными, угловыми и концевыми. *Перекрестные* предназначены для выполнения скрещивания двух направлений ВЛ, различаются по указанным выше типам опор.

Все перечисленные виды опор могут выполняться в виде анкерных (А), которые устанавливаются на пересечениях с различными инженерными сооружениями.

Опоры для ВЛ напряжением до 1000 В выполняют с оттяжками и без них. Оттяжки опор (однопроволочные или многопроволочные) прикрепляют или к анкерам, установленным в земле, или к каменным, кирпичным, железобетонным, металлическим конструкциям зданий и сооружений. Их выбирают расчетным путем, они должны быть сечением не менее 25 мм². Для ВЛ применяют деревянные, деревянные с железобетонными и деревянными приставками, а также железобетонные опоры. Опоры изготовляют из сосны, лиственницы, ели и пихты, пропитанных антисептиком. Лес должен быть не ниже третьего сорта, лиственницу зимней рубки используют без пропитки. Приставки применяют из железобетона и непропитанных бревен из лиственницы зимней рубки.

Опоры для ВЛ напряжением до1000 В рассчитывают на механические нагрузки, отвечающие нормальным режимам работы ВЛ: провода не оборваны и свободны от гололеда; провода не оборваны и покрыты гололедом. При расчетах ограничиваются следующими основными нагрузками: а) для промежуточных опор — горизонтальной поперечной составляющей нагрузки от давления ветра на провода и на конструкцию опоры; б) для анкерных опор — горизонтальной поперечной составляющей нагрузки от давления ветра на провода и на конструкцию опоры и продольной горизонтальной составляющей нагрузки, создаваемой разностью тяжения проводов смежных пролетов. За наименьшее значение продольной горизонтальной нагрузки, действующей на опору, принимают 50% наибольшего значения одностороннего тяжения проводов; в) для угловых опор — горизонтальной поперечной составляющей нагрузки от тяжения проводов и горизонтальной поперечной нагрузки от действия ветра на провода и конструкции; г) для концевых опор — горизонтальной продольной составляющей нагрузки от одностороннего тяжения проводов.

Опоры ВЛ напряжением свыше 1000 В рассчитывают на следующие условия нормальных режимов работы ВЛ: а) провода не оборваны и свободны от гололеда, скоростной напор ветра $Q_{макс}$, $t = -5°C$; б) провода не оборваны и покрыты гололедом, скоростной напор ветра $0{,}25Q_{макс}$, $t = -5°C$. Опоры анкерного типа и промежуточные угловые опоры рассчитывают на условия низшей температуры без ветра, если тяжение проводов в этом режиме больше, чем в режиме наибольших нагрузок. Концевые опоры рассчитывают также на одностороннее тяжение всех проводов.

Таблица 13.1. Наименьший диаметр применяемых для ВЛ бревен в верхнем отрубе, см

Элементы опор	Напряжение ВЛ, кВ	
	до 1	1—35
Стойка	14	16
Приставка	14	16
Полкоо	14	—
Траверса	14	16
Вспомогательные элементы	12	14
Вспомогательная опора	12	—

Примечания: 1. Конусность бревна от комля к верхнему отрубу при расчетах следует принимать равной 8 мм на 1 м длины, а для лиственницы 10 мм на 1 м длины бревна. 2. Длина опоры в зависимости от количества проводов и района климатических условий должна составлять 10, 11 и 12 м.

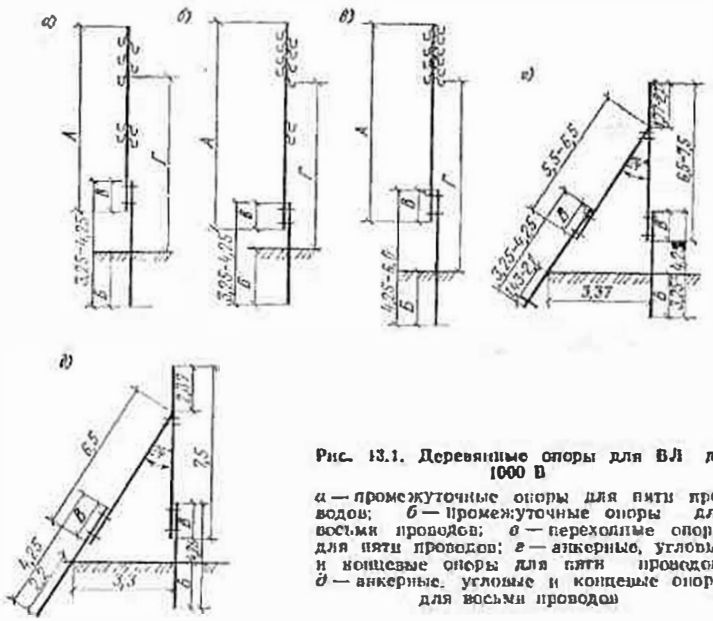


Рис. 13.1. Деревянные опоры для ВЛ до 1000 В

а — промежуточные опоры для пяти проводов; *б* — промежуточные опоры для восьми проводов; *в* — переходные опоры для пяти проводов; *г* — анкерные, угловые и концевые опоры для пяти проводов; *д* — анкерные, угловые и концевые опоры для восьми проводов

В расчетах по аварийному режиму промежуточных опор с креплением проводов на штыревых изоляторах при помощи проволочной вязки следует принимать условную нормативную горизонтальную нагрузку вдоль линии, равную тяжению одного провода в режиме среднегодовой температуры без гололеда и ветра, но не более 1500 Н. Опоры анкерного типа рассчитывают по аварийному режиму на наибольшие усилия, возникающие в рассматриваемых элементах опор при обрыве проводов. Наименьший диаметр элементов деревянных опор ВЛ указан в табл. 13.1.

13.2. Деревянные опоры ВЛ

Размеры элементов деревянных опор для ВЛ напряжением до 1000 В приведены в табл. 13.2. Размеры деревянных опор (рис. 13.1) с железобетонными приставками для ВЛ напряжением до 1000 В приведены в табл. 13.3. Размеры деревянных опор с железобетонными приставками (рис. 13.2) для ВЛ напряжением 6—10 кВ приведены в табл. 13.4.

Величины максимальных пролетов проводов деревянных опор ВЛ напряжением 35 кВ для различных климатических районов приведены в табл. 13.5—13.7.

Основные монтажные размеры деревянных опор (рис. 13.3) ВЛ напряжением до 35 кВ приведены в табл. 13.8.

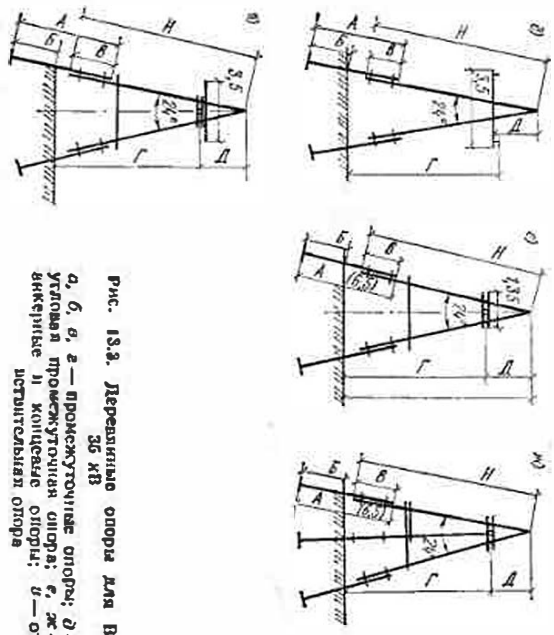


Рис. 13.2. Деревянные опоры для ВЛ 35 кВ
а, б, в, г — промежуточные опоры; д — угловая промежуточная опора; е, ж — анкерные и концевые опоры; и — отпаечная опора

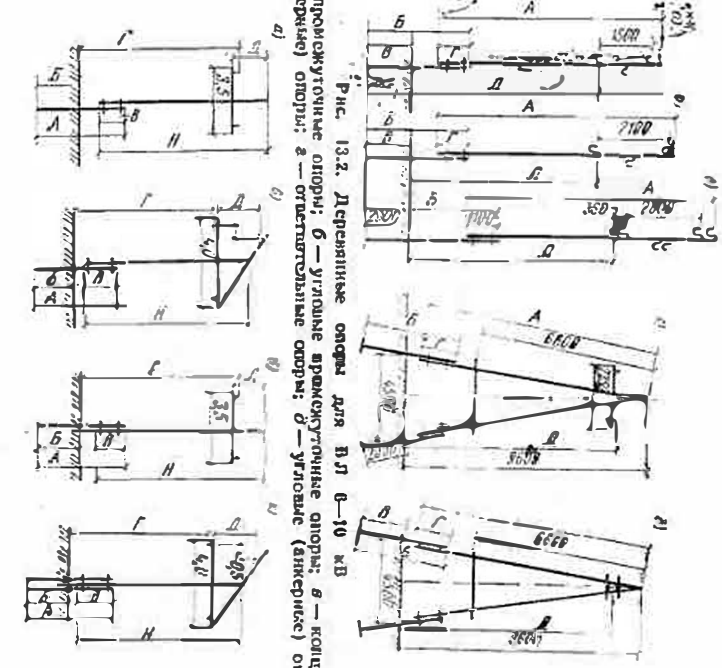


Рис. 13.2. Деревянные опоры для ВЛ 6—10 кВ
а — промежуточные опоры; б — угловые промежуточные опоры; в — концевые (анкерные) опоры; г — отпаечные опоры; д — угловые (анкерные) опоры

Таблица 13.2. Размер деревянных стоек и подкосов опор, устанавливаемых на железобетонных приставках

Тип опоры, стойка или подкос	Число проводов	Размеры, см		Объем древесины, м³	
		длина	диаметр верхнего отруба	Климатический район	
				I и II	III и IV
Промежуточная опора:					
стойка	5	700	160	0,2	—
»	5	800	160	—	0,23
»	8	800	160	0,23	—
»	8	900	160	—	0,27
»	5	700	180	0,24	—
Угловая опора:					
подкос к ней	—	600	190	0,22	—
стойка	5	800	180	—	0,28
подкос к ней	—	600	190	—	0,22
стойка	8	800	220	0,4	—
подкос к ней	—	600	200	0,24	—
стойка	8	900	240	—	0,55
подкос к ней	—	600	210	—	0,26
Концевая опора:					
стойка	5	700	200	0,28	—
подкос к ней	—	600	190	0,22	—
стойка	5	800	220	—	0,4
подкос к ней	—	600	190	—	0,22
стойка	8	800	240	0,47	—
подкос к ней	—	600	200	0,24	—
стойка	8	900	240	—	0,55
подкос к ней	—	650	190	—	0,24

Таблица 13.5. Максимальные пролеты проводов промежуточных и угловых опор без троса, м

Марка провода	Климатические районы				Климатические районы			
	I	II	III	IV	I	II	III	IV
	Ненаселенная местность Промежуточные типов П и Т				Населенная местность Промежуточные (П)			
М-16	180	140	100	90	170	135	100	85
М-25	200	150	110	95	185	150	115	100
М-35	200	160	130	110	200	165	130	110
М-50	200	180	150	130	200	175	145	125
М-70	200	200	165	145	200	185	155	140
А-35	175	135	100	75	190	130	100	80
А-50	190	140	110	90	200	140	115	90
А-70	200	150	120	110	200	150	125	105
А-95	200	160	135	120	200	160	135	120
ПС-35	200	200	190	155	200	200	200	140
ПС-50	200	200	195	165	200	200	200	150
	Угловые (У)				Промежуточные (Т)			
М-16	180	140	100	90	130	100	70	70
М-25	200	150	110	95	145	105	90	80
М-35	200	160	130	110	160	110	100	85
М-50	200	180	150	130	180	120	115	90
М-70	200	200	165	145	200	135	125	100
А-35	175	135	100	75	110	70	50	30
А-50	190	140	110	90	120	80	65	45
А-70	200	150	120	110	130	95	80	60
А-95	200	160	135	120	140	110	95	70
ПС-35	200	200	190	155	190	180	150	105
ПС-50	200	200	195	165	200	190	160	115

Таблица 13.6 Максимальные пролеты проводов угловых и анкерных опор для различных климатических районов

Марка провода	Климатические районы				Климатические районы			
	I	II	III	IV	I	II	III	IV
	Ненаселенная местность Угловые (типа УТ)				Населенная местность Угловые (типа УТ)			
М-16	200	175	130	110	130	100	70	70
М-25	200	185	145	125	145	105	95	80
М-35	200	200	160	140	160	110	100	85
М-50	200	200	175	160	180	120	115	90
М-70	200	200	190	180	200	135	125	100
А-35	200	165	130	105	110	70	50	30
А-50	200	175	140	120	120	80	65	45
А-70	200	185	150	130	130	95	80	60
А-95	200	200	160	140	140	110	95	70
	Анкерные (типа АТ)				Угловые (типа У)			
М-15	200	175	130	110	170	135	100	85
М-25	200	185	145	125	185	150	115	100
М-35	200	200	160	140	200	165	130	110
М-50	200	200	175	160	200	175	145	125
М-70	200	200	190	180	200	185	155	140
А-35	200	165	130	105	190	130	100	80
А-50	200	275	140	120	200	140	115	90
А-70	200	185	150	130	200	150	125	105
А-95	200	200	160	140	200	160	135	120

Таблица 13.7. Максимальные пролеты проводов концевых (К) и концевых угловых (КУ) опор для различных климатических районов

Марка провода	Климатические районы				Климатические районы			
	I	II	III	IV	I	II	III	IV
	Ненаселенная местность				Населенная местность			
М-16	180	140	100	90	130	100	70	70
М-25	200	150	110	95	145	105	90	80
М-35	200	160	130	110	160	110	110	85
М-50	200	180	150	130	180	120	115	90
М-70	200	200	165	145	200	135	125	100
А-35	200	135	100	75	110	70	50	30
А-50	200	140	110	90	120	80	65	45
А-70	200	150	120	110	130	95	80	60
А-95	200	160	135	120	140	110	95	70

Таблица 13.8. Основные монтажные размеры деревянных опор, устанавливаемых на железобетонных и деревянных приставках для ВЛ напряжением 35 кВ, мм

Тип опоры	Длина опоры Н	Тип приставки	Длина приставки А	Глубина установки в землю Б	Расстояние от нижнего провода до земли Г	Расстояние от верха опоры до траверсы Д	Расстояние между проводами по горизонтали Е	Тип изолятора
Промежуточная (см. рис. 13.3, *а*)	9000	ПТ-4,2-6,0	6000	2600	9200	2100	3050	Штыревой
Промежуточная (см. рис. 13.3, *б*)	8500	Пв-6 (2 приставки)	6500	2600	9200	2100	3050	»
То же	11000	Пв-4,5	4500	2600	9700	2100	3050	»
Промежуточная (см. рис. 13.3, *в*)	9000	ПТ-4,2-6,0	6000	2600	9100	—	3600	Подвесной
Промежуточная (см. рис. 13.3, *г*)	8500	Пв-6	6500	2500	9100	—	3600	»
Угловая промежуточная (см. рис. 13.3, *д*)	9000	ПТ-4,2-6,0	6000	2050	9485	2130	3050	Штыревой
Анкерная и концевая (см. рис. 13.3, *е*)	6000	ПТ-4,2-6,0	6000	2050	9240	1960	3050	Подвесной
То же (см. рис. 13.3, *ж*)	6000	Пв-6	6500	2050	9240	1960	3050	»
УА на 90°	9000	ПТ-4,2-6,0	6000	2050	9240	1960	3050	»
То же	8500	Пв-6	6500	2050	9240	1960	3050	»
Ответвительная (см. рис. 13.3, з)	9000	ПТ-4,2-6,0	6000	2050	9685	1515	3050	»
То же	8500	Пв-6	6500	2050	9685	1515	3050	»

Примечания: 1. Длина плоскости сопряжения стойки с приставкой (*В*) должна быть равна 1500 мм. 2. Для угловых промежуточных опор можно использовать стойку длиной 8500 мм с двумя приставками Пв-6 длиной 6500 мм. 3. Подкосы для угловых анкерных (на 90°) опор применяют длиной 8500 мм с приставками ПТ-4, 2-6,0 длиной 6000 мм или с приставками Пв-6 длиной 6500 мм.

13.3. Антисептирование деревянных опор

Долговечность опор из сосны, ели или пихты зависит от качественной пропитки их антисептиками. Древесина лиственницы зимней рубки может быть использована без пропитки. Увеличения срока службы опор до 25 лет и более можно достичь пропиткой древесины высокой влажности водорастворимыми антисептиками. Хорошие результаты дает пропитка воздушно-сухой древесины маслянистыми антисептиками. Антисептики должны удовлетворять следующим требованиям: а) иметь высокую токсичность; б) не вымываться из древесины (длительно сохранять антисептирующие свойства); в) не снижать физико-механических свойств древесины и не вызывать коррозии металлических элементов деревянных опор; г) не требовать применения сложного оборудования и не быть дефицитными.

В заболонную древесину антисептик должен проникнуть на 85% толщины заболони, или не менее чем на 20 мм, а в обнаженную здоровую древесину — не менее чем на 5 мм при сухой древесине и не менее чем на 10 мм при сырой. Антисептики разделяют на маслянистые и водорастворимые (табл. 13.9 и 13.10).

Таблица 13.9. Характеристика маслянистых антисептиков

Маслянистый антисептик	Характеристика и применение
Каменноугольное креозотовое масло	Темно-коричневая жидкость плотностью 1,08. Обладает высокой токсичностью, не вымывается водой, устойчива к атмосферным явлениям. Наилучшие результаты дает при пропитке воздушно-сухой древесины. Недостатки: требует сушки древесины, способствует повышенной горючести опор
Антраценовое масло	Темно-коричневая жидкость плотностью 1,1—1,16. Качество такое же, как у креозотового масла, но обладает меньшей токсичностью
Каменноугольное полукоксовое масло	Темная жидкость плотностью 1,04. По свойствам близка к креозотовому маслу. Применяется в чистом виде и в смеси с зеленым маслом для снижения вязкости
Зеленое масло	Применяется для уменьшения вязкости. Антисептик слабый, но улучшает проникновение пропиточных масел в древесину

Продолжение табл. 13.9

Маслянистый антисептик	Характеристика и применение
Оксидофенил	Трудно вымываем из древесины, обладает высокой токсичностью, применяется в виде 3—5 %-ного раствора в керосине и мазуте
Пентахлорфенол	Весьма токсичен. Применяется самостоятельно (4—5 %-ный раствор в мазуте и керосине). Трудно выщелачивается и не вызывает коррозии металлов. Недостаток: обладает высокой ядовитостью

Таблица 13.10. Характеристика водорастворимых антисептиков

Водорастворимый антисептик	Характеристика и применение
Фтористый натрий	Белый порошок. Растворяется в воде не более 3,5 %, сильный антисептик, хорошо проникает в древесину. Запаха не имеет и не горит. Применяется только в комбинации с другими солями, так как легко выщелачивается
Динитрофенол	Желтый порошок. В воде растворяется не более 0,65 %, летуч, пожароопасен и ядовит. Активно проникает в древесину (на глубину до 2 см), трудно выщелачивается, токсичен
Мышьяковисто-кислый натрий	Хорошо растворим в воде, сильный антисептик. Ядовит, легко выщелачивается. Применяется в комбинации с солями других антисептиков
Двухромовокислый калий или натрий	Красные кристаллы. Хорошо растворяется в воде, слаботоксичен. В комбинации с солями других антисептиков дает невымывающиеся соединения. Нагревать антисептик выше 50°С не рекомендуется, так как при высокой температуре нагрева теряет свои свойства
Сульфат меди	Синие кристаллы. Хорошо растворим в воде, не имеет запаха, не горит. Вызывает коррозию металлов. Применяется в комбинации с другими антисептиками

Водорастворимый антисептик	Характеристика и применение
Дополит (комбинированный антисептик). Состав, %: фтористый натрий — 25; динитрофенол — 5; бихромат натрия или калия — 37; мышьяковистокислый натрий — 33	Применяется для пропитки сухой и влажной древесины. Не снижает механические свойства опор, не вызывает коррозии металлов. Пропитку опор антисептиком можно производить на открытом воздухе. Поставляется со смачивающими веществами или без них. Смачиватель применяют только при пропитке диффузионным способом. Дополит на древесину наносят способом окраски или опрыскиванием, обладает высокой адгезией. Для обработки опор, находящихся в эксплуатации, применяют бандажи и полосы толя без песка, на одной стороне которых нанесен антисептик. Бандажи изготовляют длиной 5 или 3—5 м и шириной соответственно 60 или 15 см. При хорошей обработке достигается глубокая защита (до заболони и ядра дерева)

Способы нанесения антисептиков. Диффузионный метод. Поверхность древесины покрывают слоем пасты, в состав которой введен водорастворимый антисептик. Древесина должна быть свежерубленая или вымоченная в воде (с влажностью не менее 80%). Окорку древесины производят непосредственно перед пропиткой. Луб снимают до чистой белой древесины. Под воздействием влаги древесины антисептик постепенно растворяется и диффундирует в древесину. Процесс диффузии из наружных во внутренние слои продолжается до тех пор, пока концентрация антисептика не будет одинаковой. Ниже приведены составы пасты (комбинированного антисептика) для диффузионного метода пропитки опор, %.

Рецепт 1

Порошок антисептика	55
Каолин (сухой)	7
Экстракт сульфидных щелоков	5
Вода	33

Рецепт 2

Порошок антисептика	50
Вода (по массе)	50

Рецепт 3

Порошок антисептика	66,7
Вода (по массе)	33,3

Каолин добавляют для увеличения густоты, сохранения влаги и улучшения диффузии. Пасту наносят на поверхность и торцы столбов кистью, окунанием в ванну с раствором, опрыскиванием слоем до 3 мм за 1 раз. Покрытые антисептиком столбы укладывают в штабеля по 45—55 столбов и тщательно укрывают толем или другими водонепроницаемыми материалами от атмосферных осадков и влаги со всех сторон на весь период диффузии. По истечении 2—3 мес торцы столбов на одну неделю открывают для проветривания. Расход антисептика на 1 м³ древесины составляет 3—4 кг сухого порошка (0,2—0,25 кг/м² поверхности столба). Преимущества диффузионного метода: простота, не требует механизации, малые затраты, достаточная глубина пропитки и высокая степень защиты. Недостатки метода: длительность процесса пропитки, невозможность пропитки сухой древесины.

Пропитка древесины в горяче-холодных ваннах. Способ основан на создании перепада давления снаружи и внутри древесины при охлаждении паровоздушной смеси и конденсации пара внутри полости клеток. Величина этого перепада колеблется в пределах 30...70 кПа в зависимости от разности температур горячей и холодной ванн. Процесс пропитки заключается в попеременном заполнении ванн, наполненных древесиной, горячим и после необходимой выдержки холодным раствором. Холодный раствор подается снизу, вытесняя горячий, при этом горячий раствор переливается в соседнюю ванну. В процессе пропитки нельзя допускать контакта пропитываемых столбов с воздухом во избежание его засасывания и ухудшения вследствие этого качества пропитки. Температуру раствора в горячей ванне поддерживают в пределах 95—120°С, а продолжительность кипячения составляет 4—24 ч в зависимости от влажности и диаметра столбов. Температуру в холодной ванне поддерживают в течение 3—6 ч в пределах 40—50°С для маслянистых антисептиков и 15—20°С для водорастворимых антисептиков. Пропитка древесины в горяче-холодных ваннах обеспечивает поглощение водного раствора антисептика в пределах 70—120 л и маслянистого антисептика 60—110 л на 1 м³ древесины в зависимости от влажности древесины.

Пропитку древесины под давлением применяют для маслянистых и водорастворимых антисептиков. Древесина должна иметь влажность не более 25%. Кипячение в горячем масле с сушкой под вакуумом производят следующим образом: в загруженный деревянными столбами автоклав подают пропиточное масло, нагретое до 95—100°С, и создают вакуум 66...75 кПа. Столбы выдерживают в вакууме в течение 4—5 ч. После этого создают гидравлическое давление, равное 0,8...1,2 МПа, под действием которого пропиточная жидкость вдавливается внутрь древесины, проникая в

клеточные стенки и заполняя полости клеток. Время выдержки под давлением в процессе пропитки зависит от породы древесины и колеблется от 30 мин до 2 ч. Расход антисептика при этом методе составляет 180—220 кг/м³. Преимущества метода: большая производительность и механизация, высокое качество пропитки.

13.4. Железобетонные опоры ВЛ

Технические данные железобетонных опор для ВЛ напряжением до 1000 В, конусность к длине у которых составляет 1,5%, приведены в табл. 13.11.

Таблица 13.11. Основные технические показатели железобетонных опор

Марка проводов и их сечение, мм	Высота опоры, м	Масса стойки, кг
Промежуточная опора		
А-3×95+2×50+1×35; Ж-4×4	9,25	907,5
А-3×95+2×50+1×35; Ж-2×4	10	1020
А-3×95+2×50+1×35; Ж-4×4	11	1132,5
А-3×35; Ж-4×4	8,35	790
А-3×35; Ж-2×4	9,1	865
А-3×35; Ж-4×4	10,1	1020
Угловая опора		
А-3×95+2×50+1×35; Ж-4×4	9,25	1492,5
А-3×95+2×50+1×35; Ж-2×4	10	1655
А-3×95+2×50+1×35; Ж-4×4	11	1855
А-3×35; Ж-4×4	8,35	1322,5
А-3×35; Ж-2×4	9,1	1217,5
А-3×35; Ж-4×4	10,1	1652,5
Ответвительная опора		
А-3×95+2×50+1×35; Ж-4×4	9,25	1475
А-3×95+2×50+1×35; Ж-2×4	10	1565
А-3×95+2×50+1×35; Ж-4×4	11	1820
А-3×35; Ж-4×4	8,35	1320
А-3×35; Ж-2×4	9,1	1217,5
А-3×35; Ж-4×4	10,1	1565
Промежуточная опора		
А-3×70+1×35	9,1	915
А-3×70+4×35+1×16	8,2	810
А-3×70+4×35+1×16	9,7	967,3
Ответвительная опора		
А-3×70+1×35	8	900
А-3×70+1×35	9,5	1077,5

Продолжение табл. 13.11

Марка проводов и их сечение, мм	Высота опоры, м	Масса стойки, кг
А-3×70+4×35+1×16	9	1032,5
А-3×70+4×35+1×16	10,5	1435
Угловая опора		
А-3×70+1×35	7,6	1027,5
А-3×70+1×35	9,1	1220
А-3×70+4×35+1×16	8,4	1317,5
А-3×70+1×35+4×16	9,7	1567,5

Железобетонные опоры для ВЛ напряжением 6—10 кВ бывают двух типов: СНВп-2,7 и СНВс-2,7. Опоры типа СНВп-2,7 и СНВс-2,7 состоят из железобетонных стоек и траверс, соединенных между собой болтовыми соединениями. Провода на промежуточных опорах крепят на штыревых изоляторах ШФ6-А и ШФ10-А. В основаниях опор используют железобетонные плиты. Сложные опоры применяются в двух вариантах: в виде одностоечной конструкции на металлических оттяжках и А-образной конструкции. Стойка прямоугольного сечения; для облегчения массы ее изготовляют пустотелой на расстоянии 6,5 м от основания стойки.

Для промежуточных опор применяют железобетонную траверсу размером 2700×140×140 мм; для угловых промежуточных, ответвительных, анкерных и концевых — 2100×140×140 мм, а для угловых анкерных — 2800×140×140 мм. Опоры рассчитаны на подвеску проводов А-25—А-70; АС-25—АС-50 и ПС-25. Железобетонные опоры ВЛ заземляют только в населенной местности при помощи наружного спуска из стали марки Ст.3 диаметром 10 мм. Обозначение опоры: С — стойка; Н — предварительно напряженный железобетон; В — вибрированное изготовление; п — проволочное армирование; с — стержневое армирование. Цифра обозначает расчетный изгибающий момент в 10^4 кг·м. Длина опоры составляет 11 м. Для повышенных опор используют стойки СПВО-1 длиной 16,4 м (облегченные).

Размеры опор из вибрированного предварительно напряженного железобетона для воздушных линий напряжением 6 и 10 кВ приведены в табл. 13.12. Сборные предварительно напряженные опоры из вибрированного железобетона (рис. 13.4) для воздушных линий напряжением 35 кВ приведены в табл. 13.13, а основные монтажные размеры этих опор приведены в табл. 13.14.

Таблица 13.12. Размеры опор из вибрированного предварительно напряженного железобетона, мм

Опора	Глубина установки стойки в грунт	Расстояние от земли до траверсы	Расстояние от земли до провода	Расстояние между проводами на траверсе
Промежуточная	2200	8800	9100	1250
Угловая промежуточная (угол до 45°С) с оттяжкой	1795	7905	8100	2000
Анкерная (с оттяжкой)	1915	7905	8100	2250
Угловая анкерная (угол до 90°) с оттяжкой	1915	7905	8100	2500
Концевая (с оттяжкой)	1915	7905	8100	2500
Ответвительная анкерная	1915	7535	7730	2500
Переходная (повышенная)	3000	12135	12330	1800
Угловая промежуточная А-образная (на угол 45°)	1600	7705	7900	2000
Анкерная А-образная	1600	7600	7900	1800
Концевая А-образная	1600	7705	7900	1800
Угловая анкерная А-образная до 90° с подставной опорой	1600	7705	7900	2500
Концевая с разъединителем (А-образная)	1600	—	6500	1800

Примечание. Расстояние от оголовника до траверсы для всех опор — 1300 мм, а от траверсы до рамы разъединителей у концевой (А-образной) опоры с разъединителем — 1400 мм.

Таблица 13.13. Сборные, предварительно напряженные опоры из вибрированного железобетона

Тип опоры	Марка провода	Расчетный пролет для климатических районов, м									
		I	II	III	IV	I	II	III	IV
		Ненаселенная местность				Населенная местность			
ПР-I	А-50	180	138	100	85	160	120	90	70
	А-70	192	154	114	95	165	134	95	80
	АС-35	191	140	—	—	169	124	—	—
	АС-50	200	161	122	102	174	141	105	89
	М-35	200	170	134	115	183	151	105	85
ПР-II	А-95	200	164	130	108	165	144	105	90
	А-120	200	170	136	115	165	150	120	100
	АС-70	200	174	135	115	170	152	120	100
	АС-95	200	190	150	130	170	165	136	115
	М-50	200	187	150	125	184	165	120	95
ПРп-I	А-50	180	138	100	85	160	120	90	70
	А-70	192	154	95	95	165	134	95	80
	АС-35	191	140	—	—	169	124	—	—
	АС-50	200	161	122	102	174	141	105	89
	М-35	200	170	134	114	183	151	105	85
ПРп-II	М-50	200	187	150	125	184	165	120	95
	А-95	200	170	136	115	165	144	105	90
	А-120	200	174	135	115	170	150	120	100
	АС-70	200	190	150	130	170	152	120	100
	АС-95	200	187	150	125	184	165	136	115

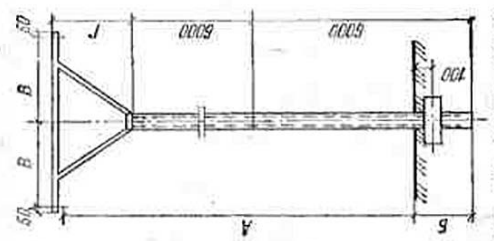


Рис. 13.4. Опоры железобетонные для ВЛ напряжением 35 кВ

Таблица 13. 14 Основные монтажные размеры железобетонных опор для ВЛ напряжением 35 кВ, мм (см. рис. 13.4)

Тип опоры	Расстояние от земли до траверсы А	Глубина установки в грунт Б	Расстояние между проводами В	Высота конструкции траверсы «Рюмка» Г
ПР-I	11 800	2650	3000	2640
ПР-II	11 800	2650	3000	2640
ПРп-I	13 300	3150	3000	2640
ПРп-II	13 300	3150	3000	2640

Примечание. В обозначении типа опоры: П — промежуточная; Р — типа «Рюмка». Римские цифры I—II — группа проводов (по маркам и сечениям), на которую рассчитана опора.

13.5. Стальные опоры ВЛ

Стальные опоры для ВЛ напряжением 35 кВ показаны на рис. 13.5, а основные монтажные размеры этих опор приведены в табл. 13.15.

Таблица 13.1 5. Основные монтажные размеры стальных опор (см. рис. 13. 5) мм

Тип опоры	Длина опоры А	Расстояние от нижней траверсы до земли Б	Наименьшая длина траверсы от центра опоры В	Длина наибольшей траверсы от центра опоры Г	Ширина основания опоры Д
ПТ-I	18	12	1,7	2,2	0,7
ПТ-II	18	12	1,7	2,2	0,9
АТ-I	18	11	1,7	2,2	0,95
АТ-II	18	11	1,7	2,2	1,15
АТЗ-I	21	14	1,7	2,2	1,08
АТЗ-II	21	14	1,7	2,2	1,34
УШТ-I	18	11	2	2,6	1,1
УШТ-II	18	11	2	2,6	1,3
УШТЗ-I	21	14	2	2,6	1,3
УШТЗ-II	21	14	2	2,6	1,51
УДТ-I	18	11	2,6	3,1	1,5
УДТ-II	18	11	2,6	3,1	1,7
УДТЗ-I	21	14	2,6	3,1	1,6
УДТЗ-II	21	14	2,6	3,1	1,96
КАТ-I	18	11	1,7	2,2	1,1
КАТ-II	18	11	1,7	2,2	1,3

Примечание. Обозначение опор с тросом: ПТ-I и ПТ-II — промежуточные; АТ-I и АТ-II — анкерные нормальные; АТЗ-I и АТЗ-II — анкерные, повышенные на 3 м; УШТ-I и УШТ-II — угловые (60°) нормальные; УШТЗ-I и УШТЗ-II — угловые (60°) повышенные; УДТ-I и УДТ-II — угловые (90°) нормальные; УДТЗ-I и УДТЗ-II — угловые (90°), повышенные на 3 м; КАТ-I и КАТ-II — концевые анкерные.

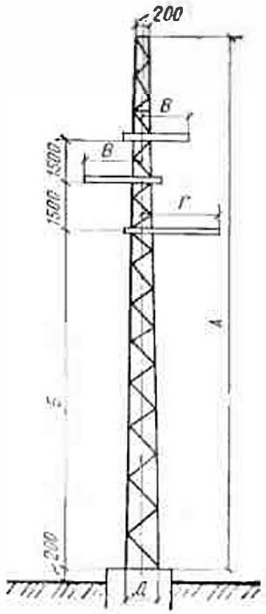


Рис. 13.5. Опоры стальные для ВЛ напряжением 35 кВ

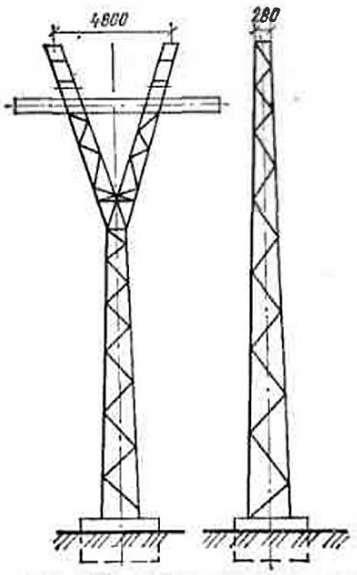


Рис. 13.6. Опоры стальные типа «Рюмка» для ВЛ напряжением 35 кВ

Размеры стальных нормальных промежуточных опор типа «Рюмка» (рис. 13. 6) а) с тросом: расстояние от земли до траверсы 12, 4 м, от траверсы до верха опоры 1,7 м; длина траверсы 7 м; б) без троса: расстояние от земли до траверсы 14,1 м; длина траверсы 7 м; в) анкерной с тросом: расстояние от земли до траверсы 13,3 м; от траверсы до верха опоры 2,5 м; длина траверсы 7,4 м; г) угловой (на 60°): расстояние от земли до траверсы 13,4 м, от траверсы до верха опоры 2,5 м; длина траверсы 7,4 м.

ГЛАВА XIV. ИЗОЛЯТОРЫ И ЛИНЕЙНАЯ АРМАТУРА

14.1. Изоляторы, крюки и штыри

А. Изоляторы для проводов ВЛ разделяют на штыревые (табл. 14.1) и подвесные линейные (табл. 14.2). Коэффициент запаса прочности штыревых изоляторов (т. е. отношение минимальной разрушающей нагрузки к нормативной, воспринимаемой изолятором) должен быть не менее 2,5. В местах ответвлений от ВЛ следует применять, как правило, многошейковые или подставные изоляторы. Нулевые провода крепят на изоляторах. Для ВЛ напряжением 35 кВ и ниже можно использовать штыревые и подвесные изолято-

Таблица 14.1. Штыревые изоляторы для проводов ВЛ

Тип изолятора	Напряжение ВЛ, кВ	Основные размеры, мм		Масса, кг
		высота	диаметр	
ТФ-20	0,5	108	75	0,58
ТФ-16	0,5	86	61	0,32
ТФ-12	0,5	67	49	0,17
ШО-16	0,5	87	61	0,27
ШО-70	0,5	120	80	0,7
ШН-1	0,5	108	80	0,7
АИК-1	0,5	98	96	0,6
АИК-2	0,5	78	80	0,38
ШФ6-4	6	90	120	0,85
ШФ10-А	10	105	140	1,3
ШФ20-А	20	190	185	3,4
ШФ35-А	35	275	255	9,4
СШ-35	35	417	155	12,7

Примечание. Изоляторы типов ТФ, ШО, ШН и АИК применяют на воздушных линиях напряжением до 1000 В; ШФ6-4; ШФ6-А и ШФ10-А — на деревянных и железобетонных опорах ВЛ соответственно напряжением 6 и 10 кВ; ШФ20-А и ШФ35-А — на деревянных опорах ВЛ с незаземленным штырем; ШФ35-А — на металлических опорах ВЛ напряжением 20 кВ; СШ-35 — на железобетонных или металлических опорах.

Таблица 14.2. Линейные подвесные изоляторы

Тип изолятора	Пробивное напряжение, кВ	Основные размеры, мм		Масса, кг
		высота	диаметр	
ПФ6-А	110	187	270	6,5
ПФ6-Б	110	140	270	6
ПФГ-5	110	198	250	10,4
ПФГ-6	110	198	270	8,1
ПФГ-8	120	218	300	13,1

Примечание. Изоляторы ПФГ-5 предназначены для установки в поддерживающих, а ПФГ-6 — в натяжных гирляндах ВЛ в районах с загрязненной атмосферой.

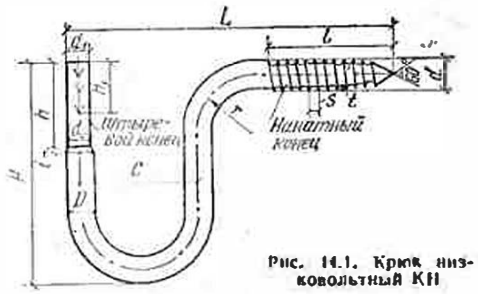


Рис. 14.1. Крюк низковольтный КН

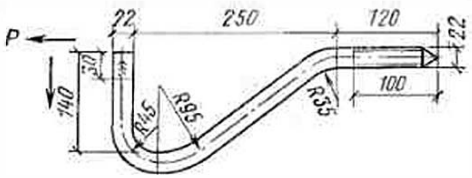


Рис. 14.2. Крюк высоковольтный КВ

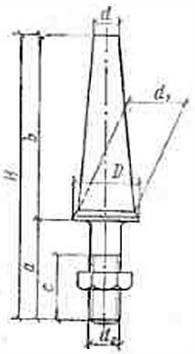


Рис. 14.3. Штырь для изоляторов

ры. Число подвесных изоляторов с длиной пути утечки не менее 25 см в гирляндах ВЛ напряжением 6—35 кВ рекомендуется применять: до 10 кВ — 1, при 20 кВ — 2, при 35 кВ — 3 изолятора. На ВЛ напряжением 35 кВ с деревянными опорами в поддерживающей гирлянде рекомендуется применять два изолятора.

Б. Крюки и штыри (рис. 14.1—14.3) служат для установки на них изоляторов, к которым крепятся провода ВЛ, и выпускаются двух типов: КН — для ВЛ напряжением до 1000 В и КВ — для ВЛ напряжением свыше 1000 В. Основные размеры крюков и штырей приведены в табл. 14.3 и 14.4. Коэффициент запаса прочности крюков и штырей должен быть не менее 2. Крепление проводов к изоляторам на опорах ВЛ напряжением до 1000 В должно быть одинарным. Двойные крепления проводов применяют: на опорах, ограничивающих пролет пересечения с проводами линий связи, сигнализации и проводами радиотрансляционных сетей, а также контактных сетей и с несущими тросами трамвайных и троллейбусных линий.

При устройстве ВЛ наружного освещения в местах их пересечений с улицами и дорогами при расстоянии между опорами до 40 м допускается применять как анкерные, так и промежуточные опоры с двойным креплением проводов. Двойное крепление проводов на опорах со штыревыми изоляторами ВЛ напряжением 6—35 кВ применяют в пролетах пересечения железных дорог общего пользования и электрифицированных, автомобильных дорог, троллейбусных и трамвайных линий, а также при прохождении ВЛ по мостам.

Таблица 14.3. Основные размеры крюков, мм (см. рис. 14.1-14.2)

Тип крюка	Диаметр D	Высота H	Общая длина L	Диаметр штыревого конца d_1	Длина накатки штыревого конца h	Диаметр накатного конца d	Длина накатного конца l	Масса, кг
Для изоляторов ВЛ до 1000 В								
КН-16	16	110	170	16	60	18	70	0,5
КН-18	18	150	210	16	60	20	80	0,85
Для изоляторов ШФ на ВЛ 6 и 10 кВ								
КВ-22	22	140	392	22	30	22	100	1,63

Таблица 14.4. Основные размеры штырей, мм (см. рис. 14.3)

Тип штыря	d	d_1	d_2	D	a	b	c	H	Масса, кг
Для изоляторов ВЛ до 500 В									
ШН-17	16	22	5/8″	30	60/100	125	55	185/325	0,42/0,65
ШН-18	16	30	3/4″	38	100/200	130	55	100/200	0,83/1,05
ШТ-2С	16	19	М16	—	20	120	17	140	0,28
ШТ-3С	15	16	М16	—	20	100	17	120	0,2
ШНК-2	16	25	М22	—	35	120	25	155	0,48
ШНС-2	16	23	М18	—	35	120	25	155	0,38
ШТ-2Д	16	19	М16	—	120	120	40	240	0,41
ШТ-3Д	15	16	М16	—	120	100	40	220	0,34
ШУ-2Д	16	25	М20	—	125	120	40	245	0,65
Для изоляторов ШФ6-А; ШФ10-А; ШФ35-А									
ШУ-22	20	31	7/8″	42	105	130	65	235	0,94
ШУ-24	20	35	1″	48	135	130	85	265	1,2
ШУ-28	37	48	1 1/2″	65	170	315	90	485	5,06

Примечания: 1. Размеры a и H штырей ШН указаны: в числителе — для металлических, в знаменателе — для деревянных траверс. 2. Штыри ШТ-2С, ШТ-3ДС, ШНК-20 и ШНС-2 предназначены для металлических траверс, а штыри ШТ-2Д, ШТ-3Д и ШУ-2Д — для деревянных опор. 3. Штыри ШУ-22 для изолятора ШФ6-А и ШФ10-А применяют при промежуточном, а ШУ-24 — при анкерном креплении.

Таблица 14.5. Гирлянды натяжные и поддерживающие одиночные

Технические данные	Гирлянда натяжная								Гирлянда поддерживающая					
	изоляторы П-3				изоляторы ПФ6-А				изоляторы П-3			изоляторы ПФ6-А		
Число элементов, шт.	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	1	2	3
Длина гирлянды, мм	515	665	815	965	700	870	1040	1210	415	565	715	474	644	814
Масса гирлянды, кг	10	15	20	25	13	20	26	33	8	12	17	10	17	24
Сухоразрядное напряжение, кВ, не менее	63	115	173	230	75	136	200	262	63	115	173	63	115	173
Мокроразрядное напряжение, кВ, не менее	38	73	105	136	40	78	115	147	38	73	105	40	78	115

Примечания: 1. Число изоляторов типов П-3, ПФ6-А и ПФ 6-А и ПФ6-Б в поддерживающей гирлянде ВЛ напряжением 35 кВ устанавливают на металлических и железобетонных опорах по 3 шт., а на деревянных — по 2 шт. 2. В натяжных гирляндах число изоляторов увеличивают на 1.

Таблица 14.6. Соединительные зажимы

Тип зажима	Соединяемые провода: сечение, мм²	Соединяемые провода: диаметр, мм	Длина l, мм	Толщина стенки B, мм	Внутренние размеры оси, мм: большая $Б$	Внутренние размеры оси, мм: малая A	Масса, кг
Для медных проводов							
СОМ-16-1	16	5,1	94	1,7	12	6	0,53
СОМ-25-1	25	6,3	108	1,7	14,4	7,2	0,77
СОМ-35-1	35	7,5	122	1,7	17	8,5	0,97
СОМ-50-1	50	9	175	1,7	20	10	0,151
СОМ-70-1	70	10,6	193	1,7	23,2	11,6	0,196
СОМ-95-1	95	12,4	258	1,7	26,8	13,4	0,295
СОМ-120-1	120	14	280	2	30	15	0,42
СОМ-150-1	150	15,8	300	2	34	17	0,51
Для алюминиевых проводов							
СОА-16-1А	16	5,1	106	1,7	12	6	0,025
СОА-25-1А	25	6,3	116	1,7	14,4	7,2	0,035
СОА-35-1А	35	7,5	136	1,7	17	8,5	0,04
СОА-50-1А	50	9	185	1,7	20	10	0,055
СОА-70-1А	70	10,6	205	1,7	23,2	11,6	0,057
СОА-95-1А	95	12,4	274	1,7	26,8	13,4	0,1
СОА-120-1А	120	14	294	2	30	15	0,15
СОА-150-1А	150	15,8	312	2	34	17	0,16
СОА-185-1А	185	17,4	332	2	38	19	0,2
Для проводов стальных марки ПС							
СОС-25-1	25	6,3	118	1,7	14,4	7,2	0,065
СОС-35-2	35	7,8	126	1,7	17	8,5	0,08
СОС-50-2	50	9	180	1,7	20	10	0,14

Примечание. Для соединения сталеалюминиевых проводов применяют овальные соединители типа СОАС-1А.

Таблица 14.7. Петлевые болтовые зажимы

Тип зажима	Размеры провода, троса: сечение, м	Размеры провода, троса: предельный диаметр, мм	Размеры зажима, мм: длина	Размеры зажима, мм: высота	Размеры зажима, мм: длина болта	Размеры зажима, мм: радиус желоба	Число болтов и тип резьбы
Для медных проводов							
ПМ-16-70/ПМ-1/	16—35	5,1—7,5	94	40	52	4	3×М10
ПМ-16-70/ПМ-1/	50—70	6—10,6	94	40	55	6	3×М10
ПМ-95-185/ПМ-2/	95—120	12—14	110	60	64	7,5	3×М12
ПМ-95-185/ПМ-2/	150—185	5,8—17,5	110	60	64	9,5	3×М12
ПМ-240-300/ПМ-3/	240—300	20—22,2	120	66	74	11,5	3×М12
Для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов							
ПА-16-70/ПА-1/	16—35/А/	5,1—7,5	110	45	59	4	3×М12
ПА-16-70/ПА-1/	50—70/А/	8,3—10,6	110	45	59	6	3×М12
ПА-16-70/ПА-1/	35—50/АС/	8,3—10,6	110	45	59	6	3×М12
ПА-95-185/ПА-2/	95—120/А/	11,7—14	130	58	76	7,5	3×М16
ПА-95-185/ПА-2/	70—95/АС/	11,7—14	130	58	76	7,5	3×М16
ПА-95-185/ПА-2/	150—185/А/	15,3—17,4	130	58	76	9	3×М16
ПА-95-185/ПА-2/	120—150/АС/	15,3—17,4	130	58	76	9	3×М16
ПА-150-240/ПА-3/	150—185/А/	15,8—21,5	130	72	76	11	3×М16
ПА-150-240/ПА-3/	150—240/АС/	15,8—21,5	130	72	76	11	3×М16
Для стальных тросов							
ПСТ-25-35/ПС-1/	25—35	6—7,8	90	45	49	4	3×М12
ПСТ-50-70/ПС-2/	50—70	9,2—11,5	90	45	59	6	3×М12
ПСТ-95-120/ПС-3/	95—120	12,6—16,2	110	60	72	1,5	3×М16

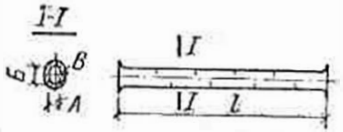


Рис. 14.4. Зажимы соединительные овальные (СОМ и СОЛ)

14.2. Гирлянды линейные и соединительная арматура

Гирлянды подвесных изоляторов предназначены для усиления изоляции и крепления проводов ВЛ высокого напряжения. Они бывают поддерживающие и натяжные. Технические данные гирлянды приведены в табл. 14.5.

Соединительная арматура служит для соединения концов проводов и защитных тросов ВЛ. Она воспринимает полное тяжение, действующее вдоль провода или троса. Для соединения проводов и тросов применяют овальные трубчатые или болтовые плашечные зажимы. Прочность соединений проводов и тросов в зажимах обеспечивают обжатием овальной трубки с введенными в нее проводами или закреплением проводов болтами в плашках. Соединительные зажимы (рис. 14.4) выпускают для проводов следующих сечений, мм²: 16—150 (для медных), 16—185 (для алюминиевых), 35—50 (для стальных) и 10—185 (для сталеалюминиевых). Технические данные зажимов приведены в табл. 14.6. Коэффициент запаса прочности линейной арматуры должен быть: при работе ВЛ в нормальном режиме — не менее 2,5, а в аварийном — не менее 1,7.

Петлевые болтовые зажимы служат для соединения концов проводов и тросов в шлейфах (монтажных петлях), не подверженных рабочему тяжению (табл. 14.7).

ГЛАВА XV. ЗАЩИТА ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ОТ АТМОСФЕРНЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

15.1. Общие сведения

Воздушные линии напряжением до 1000 В, проходящие через населенную местность с малоэтажной застройкой и не экранируемые высокими зданиями, промышленными дымовыми и другими трубами, высокими деревьями и т. п., должны иметь заземляющие устройства для защиты людей от грозовых перенапряжений. Сопротивление заземляющих устройств должно быть не более 50 Ом, а заземляющий спуск на опоре ВЛ — иметь диаметр не менее 6 мм. Расстояния между заземляющими устройствами ВЛ должны быть не более: в районах с количеством грозовых часов в году до 40—200 м и более 40—100 м; при этом сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 30 Ом.

Заземляющие устройства выполняют также на опорах с ответвлениями к вводам в помещения, в которых может быть сосредоточено большое число людей, или в помещения, представляющие большую хозяйственную ценность. Кроме того, заземляющие устройства выполняют на конечных опорах, имеющих ответвления к вводам; при этом наибольшее расстояние от соседнего защитного заземления этих же линий должно быть не более 100 м для районов со среднегодовым числом часов гроз 10—40 и 50 м для районов со среднегодовым числом часов гроз более 40. В сетях с изолированной нейтралью крючья и штыри фазных проводов и арматуру железобетонных опор заземляют, а в сетях с заземленной нейтралью соединяют с нулевым заземленным проводом. Заземляющие устройства, применяемые для защиты от грозовых перенапряжений, рекомендуется также использовать для повторного заземления нулевого провода.

Оттяжки опор в сетях с изолированной нейтралью, закрепленные нижним концом на высоте менее 2,5 м от земли, заземляют с сопротивлением заземляющего устройства не более 10 Ом либо изолируют с помощью натяжного изолятора, рассчитанного на напряжение ВЛ и установленного на высоте не менее 2,5 м от уровня земли. В сетях с глухозаземленной нейтралью оттяжки опор присоединяют к нулевому заземленному проводу. Для защиты линий электропередачи на деревянных опорах используют изоляционные свойства древесины опор и траверс, при этом минимальные расстояние между фазами деревянной опоры должны соответствовать приведенным в табл. 15.1. Для воздушных линий напряжений до 20 кВ специальной защиты от грозовых перенапряжений не требуется.

Защиту стержневыми молниеотводами применяют: а) на отдельных, часто поражаемых участках линий, которые не могут быть защищены тросами; б) на подходах линий, к которым непосредственно (без трансформаторов) присоединены вращающиеся машины. Отдельные металлические и железобетонные опоры ВЛ напряжением до 35 кВ, а также места с ослабленной изоляцией следует защищать трубчатыми разрядниками или, при наличии АПВ, искро-

Таблица 15.1. Минимальные расстояния между фазами деревянных опор

Характер линии	Напряжение на ВЛ, кВ	Расстояние между фазами, м
Воздушная линия	1—3	0,5
То же	6	0,75
»	10	1
»	20	2
»	30	3

выми промежутками. Воздушные линии напряжением 35 кВ с металлическими и железобетонными опорами в сетях с малым током замыкания на землю нельзя защищать тросами, однако опоры этих ВЛ должны быть заземлены. Заземляют также железобетонные и металлические опоры ВЛ напряжением 3—20 кВ в населенных местностях и опоры ВЛ всех напряжений, на которых установлены разрядники, защитные промежутки или подвешен трос. Применение металлических траверс на ВЛ с деревянными опорами не рекомендуется.

Кабельные вставки в ВЛ защищают от атмосферных перенапряжений трубчатыми или вентильными разрядниками, установленными по обоим концам кабеля. Для заземления разрядников в этом случае используют металлическую оболочку кабеля. Расстояния по вертикали между грозозащитным тросом и проводом ВЛ в середине пролета без учета отклонения под влиянием ветра по условиям защиты от грозовых перенапряжений должны быть не менее приведенных в табл. 15.2. Сечение каждого заземляющего спуска опоры ВЛ напряжением 3—35 кВ должно быть не менее 35 мм²; для однопроволочных спусков диаметр должен быть не менее 10 мм.

Таблица 15.2. Минимальное расстояние по вертикали между тросом и проводами ВЛ в зависимости от длины пролета

Длина пролета ВЛ, м	Вертикальное расстояние между проводами и тросом, м
100	2
150	3,2
200	4

На ВЛ с деревянными опорами рекомендуется болтовое соединение заземляющих спусков; на металлических и железобетонных опорах соединение заземляющих спусков может быть сварным или болтовым. Заземляющие устройства ВЛ прокладывают на глубине не менее 0,5 м, а в пахотной земле — не менее 1 м. Заземление электрооборудования, установленного на опорах ВЛ (разъединители, предохранители и др.), выполняют в соответствии с требованиями ПУЭ. Сопротивления заземляющих устройств опор ВЛ приведены в табл. 15.3. На ВЛ с деревянными опорами напряжением 3—35 кВ в заземляющих спусках защитных промежутков следует выполнять дополнительные защитные промежутки, установленные на высоте не менее 2—3 м от земли (табл. 15.4).

Подстанции напряжением 35 кВ с трансформатором мощностью до 1600 кВ·А, а также РУ напряжением 3—20 кВ защищают вентильными разрядниками на шинах и двумя комплектами трубчатых

Таблица 15.3. Сопротивление заземляющих устройств опор ВЛ

Удельное сопротивление земли, Ом·см	Сопротивление заземляющего устройства, Ом
До 10^4	До 10
Более 10^4 до 5×10^4	» 15
» 5×10^4 до 10×10^4	» 20
» 10×10^4	» 30

Таблица 15.4. Размеры основных и дополнительных защитных промежутков

Номинальное напряжение, кВ	Размеры основных защитных промежутков, мм	Размеры дополнительных защитных промежутков, мм
3	20	5
6	40	10
10	60	15
20	140	20
35	250	30

разрядников на каждой ВЛ с деревянными опорами. Один из разрядников устанавливают непосредственно на концевой опоре ВЛ, другой — на ВЛ на расстоянии 100—200 м от первого. Установка разрядников на ВЛ напряжением 3—10 кВ с металлическими и железобетонными опорами не требуется, но опоры на подходе ВЛ к подстанции заземляют с сопротивлением заземления не более 10 Ом.

Для защиты переключательных пунктов напряжением 3—10 кВ устанавливают трубчатые разрядники по одному комплекту на концевой опоре на каждой питающей ВЛ с деревянными опорами. При сооружении линии на железобетонных опорах детали крепления изоляторов к траверсе должны быть надежно заземлены. Разрешается использовать для этой цели арматуру железобетона при наличии надежной электрической связи между ее элементами и заземляющим устройством.

15.2. Защита пересечений ВЛ между собой

Места пересечений ВЛ следует выбирать возможно ближе к опоре верхней из пересекающихся линий. При этом расстояние от опоры до проводов при их наибольшем отклонении должно быть не менее 6 м. При пересечении ВЛ между собой необходимо выполнять следующие требования:

а) провода ВЛ более высокого напряжения, как правило, следует располагать над проводами ВЛ более низкого напряжения. Допускается (как исключение) прохождение ВЛ напряжением 35 кВ с сечением проводов 120 мм² и более над проводами ВЛ более высокого напряжения, но не выше 220 кВ;

б) при определении расстояний между проводами пересекающихся ВЛ необходимо учитывать возможность поражения молнией обеих ВЛ и принимать расстояния для более неблагоприятного случая. Если верхняя ВЛ защищена тросами, то учитывают возможность поражения только нижней ВЛ;

в) на ВЛ напряжением до 35 кВ, не защищенных тросами с деревянными опорами, ограничивающими пролеты пересечения, следует устанавливать трубчатые разрядники на обеих пересекающихся ВЛ;

г) на ВЛ напряжением до 35 кВ допускается применять вместо трубчатых разрядников защитные промежутки, при этом ВЛ должны быть оборудованы АПВ.

Защитные промежутки на одностоечных и А-образных опорах с деревянными траверсами выполняют в виде заземляющего спуска, закапчивающегося бандажом на расстоянии 75 см (по дереву) от точки крепления нижнего изолятора. На П- и АП-образных опорах заземляющие спуски прокладывают по стойкам опоры до траверсы. Если расстояние от места пересечения до ближайших опор пересекающихся ВЛ составляет не более 40 м, то разрядники или защитные промежутки устанавливаются только на ближайших опорах.

Применение специальных мер защиты не требуется для: 1) ВЛ с металлическими и железобетонными опорами; 2) ВЛ с деревянными опорами при расстояниях между проводами пересекающихся ВЛ не менее 4 м (при пересечении ВЛ напряжением 3—20 кВ между собой и с ВЛ более низких напряжений); 5 м (при пересечении ВЛ напряжением 35 кВ между собой и с ВЛ более низких напряжений; 6 м (при пересечении ВЛ напряжением 150 и 220 кВ с ВЛ более низких напряжений); 7 м (при пересечении ВЛ напряжением 330 и 500 кВ с ВЛ более низких напряжений).

При пересечении проводов на деревянных опорах ВЛ с неизолированными проводами линии связи, сигнализации и радиофикации в тех случаях, когда расстояния между проводами пересекающихся линий менее 4 м при напряжении до 20 кВ и 5 м при напряжении 35 кВ, устанавливаются трубчатые разрядники или защитные промежутки на обеих пересекающихся линиях. Сопротивления заземляющих устройств (Ом) трубчатых разрядников и защитных промежутков в летнее время должны быть: при эквивалентном удельном сопротивлении земли (Ом·м) до 100—10; более 100 и до 500—15; более 500 и до 1000—20; более 1000—30 Ом.

15.3. Защита распределительных устройств от прямых ударов молний

Расположенные на территории подстанций открытые распределительные устройства, маслобаки и здание трансформаторной башни защищают от прямых ударов молний. Открытые РУ защищают от прямых ударов молний стержневыми молниеотводами, отдельно стоящими или устанавливаемыми на конструкциях распределительных устройств. Сопротивление заземлителей отдельно стоящих молниеотводов не должно превышать 25 Ом. Место присоединения молниеотводов к контуру должно быть не ближе 15 м от места заземления силовых трансформаторов. Для защиты сооружений достаточно заземлить их металлическую конструкцию или кровлю, присоединив к заземляющему контуру подстанции. В целях защиты металлических маслобаков их заземляют, а сооружения, не содержащие металлических частей, защищают молниеотводами. Защитное действие молниеотводов характеризуется зоной защиты, т. е. пространством, защищенным молниеотводом от ударов молнии.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода представляет собой вертикальный конус с криволинейной образующей, вершина которого совпадает с вершиной молниеотвода. Горизонтальное сечение зоны защиты на любой высоте (h_x) представляет собой круг с радиусом r_x, называемым радиусом защиты. Отношение r_x/h_a называется коэффициентом защиты (K_x), где $h_a = h - h_x$ (h — высота молниеотвода).

Для молниеотвода высотой $h \leqslant 30$ м

$$K_x = r_x/h_a = r_x/(h - h_x) = 1{,}6/(1 + h_x/h).$$

Для молниеотвода высотой $h > 30$ м

$$K_x = r_x/h_a = r_x/(h - h_x) = 8{,}8/[(1 + h_x/h)\sqrt{h}].$$

Зона защиты двух стержневых молниеотводов одинаковой высоты h, расположенных на расстоянии a один от другого, представляет собой объединенные зоны защиты двух одиночных молниеотводов, соединенных дугой окружности, проходящей через вершины молниеотводов и нижнюю точку О этой окружности, находящуюся на высоте h_0.

Для молниеотвода $h \leqslant 30$ м значение h_0 определяют так:

$$h_0 = h - a/7.$$

Наименьшая ширина площади сечения зоны защиты зависит от отношений: h_x/h и a/h_a. Необходимым условием защищенности площади между тремя и четырьмя молниеотводами является:

а) $D \leqslant 8ha$ (для $h \leqslant 30$ м);

б) $D \leqslant 5{,}5ha/\sqrt{h}$ (для $h > 30$ м),

где D — диаметр окружности, проходящей через вершины треугольника, образованного тремя молниеотводами, или диагональ четырехугольника, образованного четырьмя молниеотводами.

15.4. Трубчатые разрядники

Трубчатые разрядники предназначены для защиты от грозовых перенапряжений изоляции линии электропередачи и применяются в наружных установках. Для защиты линейной изоляции на опорах устанавливают трубчатые разрядники в местах с ослабленной изоляцией; включают их между заземлением и линейным проводом на расстоянии внешнего искрового промежутка. Технические характеристики трубчатых разрядников приведены в табл. 15.5.

При срабатывании разрядника во время перенапряжения из открытого конца выбрасываются горячие газы и пламя, максимально возможный объем которых называется зоной выхлопа (табл. 15.6).

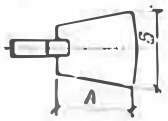
При установке трубчатого разрядника должны быть соблюдены следующие условия: а) зоны выхлопа не должны перекрываться и касаться друг друга, а также металлических и деревянных частей конструкций, фарфоровых и других изоляций опор; б) электроды внешнего искрового промежутка должны быть из металлического прутка диаметром не менее 10 мм; в) ось разрядника должна быть

Таблица 15.5. Основные технические характеристики трубчатых разрядников

Тип разрядника	Длина искровых промежутков, мм		Габаритные размеры, мм		Масса, кг
	внутреннего	внешнего	длина	диаметр	
РТФ-3/0,2-15	40	5—10	400	35	1
РТФ-3/1,5-7	40	5—10	400	35	1
РТФ-6/0,3-7	130	8—15	520	44,5	1,8
РТФ-6/1,5-10	80	8—15	520	44,5	1,8
РТФ-10/0,5-7	130	20	520	44,5	1,8
РТФ-35/0,4-3	175	100	720	35	1,4
РТФ-35/0,8-5	175	100	840	44,5	2,5
РТФ-35/1,8-10	140	100	780	60	4,2
РТВ-6/0,5-4	62	10—15	619	50	3,4
РТВ-6-10/2-2	60	10—15	619	50	3,5
РТВ-20/2-12	100	40	709	50	3,7
РТВ-35/2-10	140	100	829	50	4

Примечания: 1. В обозначении разрядников: Р — разрядник; Т — трубчатый; Ф — фибробакелитовый; В — винипластовый. 2. Числитель обозначает рабочее напряжение, знаменатель — нижний и верхний пределы тока срабатывания.

Таблица 15.6. Размеры зоны выхлопа для разрядников серии РТФ, м

Схема зоны выхлопа	Номинальное напряжение разрядника, кВ	А	Б	В
		не более		
	3	1,5	1	0,2
	6	1,5	1	0,2
	10	1,5	1	0,2
	20	2	1,5	0,4
	35	2,5	1,5	0,5

наклонена к горизонтали под углом не менее 30° во избежание скопления влаги внутри, а открытый конец разрядника обращен книзу; г) конструкция для установки разрядника должна обеспечивать стабильность внешнего искрового промежутка; д) для осмотра разрядника, указателя срабатывания и внешнего искрового промежутка с поверхности земли должен быть свободный доступ. Перед установкой разрядника на опору проверяют исправность его электродов и замеряют величину внутреннего искрового промежутка, который должен соответствовать номинальным величинам с допуском ±5 мм для разрядников напряжением 35 кВ и ±2 мм для разрядников 3—10 кВ.

После окончания монтажа трубчатого разрядника необходимо удалить оберточную бумагу, протереть разрядник чистой сухой тряпкой, проверить исправность лакового покрова и замерить величину внешнего искрового промежутка. В процессе эксплуатации при осмотре разрядников, находящихся в работе, следует обращать внимание на положение разрядников, состояние лакового покрова, размер внешнего искрового промежутка, состояние указателя срабатывания, наличие следов дуги на электродах внешнего искрового промежутка, а также состояние заземляющего провода. Если лаковая пленка повреждена, то ее удаляют стеклянной шкуркой, а трубку покрывают двумя слоями бакелитового лака.

15.5 Вентильные разрядники

Вентильные разрядники транспортируют только в вертикальном положении. Технические данные вентильных разрядников приведены в табл. 15.7. Разрядники типа РВП для напряжений 3—10 кВ подвешивают за специальное ушко и устанавливают на кронштейнах при помощи хомута. При подвеске токопроводящий провод подводят к верхнему или нижнему зажиму, а заземляющий проводник — соответственно к нижнему или верхнему. От разрядников до заземления заземляющий проводник должен проходить по кратчайшему

Таблица 15.7. Технические данные вентильных разрядников

Тип разрядника	Номинальное напряжение, кВ	Высота, мм	Масса, кг
РВП-3	3	225	3
РВП-6	6	315	4
РВП-10	10	445	6
РВС-3	3	425	38
РВС-6	6	475	41
РВС-10	10	545	46
РВС-20	20	820	62
РВС-35	35	1320	93,5

Примечание. В обозначении разрядников: Р — разрядник; В — вилитовый (вентильный); П — подстанционный; С — станционный; цифра показывает рабочее напряжение.

пути. Ошиновку разрядников при установке в открытом РУ выполняют гибким проводом (медным, алюминиевым или стальным) без натяжения. При ошиновке разрядника в закрытом РУ жесткими шинами следует предусмотреть компенсацию опасных тяжений. После окончания монтажа все металлические детали и цементные швы закрашивают влагостойкой краской. Измерение производят мегаомметром на напряжение 2500 В. Величина сопротивления элемента не нормируется, но сопоставляется с результатами измерений аналогичных элементов или данными заводских испытаний.

ГЛАВА XVI. МОНТАЖ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

16.1. Указания по монтажу при строительстве ВЛ

Разметку котлованов под опоры производят по оси трассы линии. Места расположения котлованов обозначают пикетными знаками. Котлован роют в соответствии с чертежами, увеличивая размеры сверху с целью предупреждения обвалов его стенок. Котлован глубиной до 2,5 м в плотных грунтах роют без крепления его ограждающими щитами. При разработке котлованов в водоносных грунтах для защиты от обвалов и притока воды делают плотные щиты из шпунтованных досок толщиной 5 см, забиваемых в грунт на глубину 0,5—0,75 м ниже дна котлована. Засыпают котлован сразу после установки опоры с послойным утрамбованием земли.

Если стойка имеет кривизну, то ее располагают так, чтобы кривизна была вдоль линии. Бандажи на опорах, соединяющие приставки со стойками, накладывают с равным натяжением витков в бандаже. Количество витков в бандаже зависит от диаметра проволоки: для проволоки диаметром 4 мм — 12, диаметром 5 мм — 10 и диаметром 6 мм — 8 витков. После монтажа бандажи покрывают асфальтовым лаком. Каждый бандаж должен скреплять не более двух деталей. Длину проволоки определяют: $L=2{,}6n\ (D_1+D_2)$ (где n — число витков в бандаже; D_1 и D_2 — диаметры стойки и приставки).

Провода и изоляторы поднимают при помощи веревки через однороликовый блок, прикрепленный заранее к верху (траверсе) опоры. При вертикальном расположении проводов подъем их начинают с верхней траверсы. Гирлянды собирают на козлах до их подъема. При натяжении проводов стрелу провеса устанавливают согласно монтажным табликам. Стрелу провеса проводов на ВЛ до 1000 В принимают по табл. 16.1.

Провода к штыревым изоляторам крепят: на прямых участках трассы — на головке изолятора, на угловых опорах — на шейке изолятора с помощью специальных зажимов или проволокой, однородной с материалом провода. Допускаемые отклонения монтажных параметров от норм при сооружении опор ВЛ приведены в табл. 16.2.

Основные требования к ВЛ при сооружении их на различные напряжения, обеспечивающие надежность при эксплуатации, приведены в табл. 16.3.

Таблица 16.1. Стрелы провеса алюминиевых проводов ВЛ напряжением до 1000 В, см

Длина пролета, м	Сечение провода, мм², при 10°С					Для всех сечений	
	до 25	35	50	70	95	при 25°С	при −10°С
30	40	50	60	80	90	8	15
40	50	60	70	80	100	10	20
50	70	70	90	100	120	15	25

Таблица 16.2. Допускаемые отклонения от норм монтажных параметров опор ВЛ

Монтажные параметры	Предельная величина отклонения
Фактическая стрела провеса проводов и тросов	±5%
Расстояние от проводов ВЛ до деталей опор	Не более — 10%

Продолжение табл. 16.2

Монтажные параметры	Предельная величина отклонения
Отклонения опор от вертикальной оси вдоль и поперек линии (отношение величины отклонения верха опоры к ее высоте) для:	
металлических опор	1 : 200
железобетонных одностоечных опор	1 : 150
деревянных опор	1 : 100
Отклонение опоры поперек оси ВЛ:	
деревянных одностоечных, металлических и железобетонных опор при длине пролета до 200 м	100 мм
деревянных и одностоечных железобетонных опор при длине пролета более 200 м	200 мм
металлических опор портального типа на оттяжках, при длине пролета до 250 м	200 мм
то же, более 250 м	300 мм
одностоечных металлических опор при длине пролета от 200 до 300 м	200 мм
то же, свыше 300 м	300 мм
Разворот траверсы относительно оси линии с деревянными опорами	5°
Тяжение в тросовых оттяжках (отклонение от проектной величины)	не более 20%
Прочие траверсы металлических и железобетонных опор	1 : 300 длины траверсы
Стрела прогиба (кривизна) стойки или подкоса металлической опоры	1 : 750, но не более 20 мм
Кривизна стоек и траверс железобетонных опор с предварительно напряженной арматурой	Не более 2 мм на 1 м
Кривизна деталей деревянных опор	4 см на 1 м
Недотяжка проводов (при соблюдении нормальных габаритов)	до 15%
Перетяжка проводов	Не допускается
Перетяжка тросов (при условии соблюдения запаса механической прочности)	10%
Отклонение значений сопротивления заземления опор	20%
Наличие трещин шириной до 0,2 мм на железобетонных опорах с ненапряженной арматурой	До 6 шт. на 1 м
Количество волосяных трещин на тех же опорах	Не нормируется
Врубки, затесы, отколы деталей деревянных опор	10% (по глубине)
Глубина врубок деталей на деревянных опорах	±4 мм (от проекта)

Таблица 16.3. Требования при сооружении, обеспечивающие надежность воздушных линий напряжением до 35 кВ

Этап сооружения	Требование	Примечание
Устройство котлованов	1. Запрещается использовать мерзлую песчано-гравийную смесь для подсыпки в качестве опорных подушек	Требование связано с возможной просадкой грунта при его оттаивании в летнее время
	2. При засыпке котлована грунтом последний следует тщательно уплотнять послойным трамбованием	Высоту засыпки котлованов после установки сборных фундаментов следует принимать с учетом возможной осадки грунта
Устройство фундаментов под опоры	Сварные или болтовые стыки стоек с плитами фундаментов должны быть защищены от коррозии	Фундаменты, устанавливаемые в грунте с агрессивной средой, должны быть защищены гидроизоляцией
Сборка опор: деревянных	1. Для основных элементов опор (стоек, пасынков, траверс) диаметр бревен в верхнем отрубе должен быть не менее 16 см для ВЛ напряжением 35 кВ и ниже и не менее 14 см — для ВЛ напряжением до 1000 В	Все детали при сборке опор должны быть плотно пригнаны друг к другу. Зазор в местах врубок и стыков не должен превышать 4 мм
	2. Зарубы, затесы и отколы в элементах опоры должны быть выполнены на глубину не более 10% диаметра бревна. Глубина врубок при обработке топором не должна отличаться от проектного значения более чем на 5 мм	Стойки и приставки следует обрабатывать так, чтобы стык был совершенно плотным, без просветов. Древесина в местах соединений должна быть без сучков и трещин. Рабочие поверхности врубок следует выполнять сплошным пропилом (без долбежки)
	3. Отверстия в бревнах должны быть просверлены. Прожигание отверстий нагретыми стержнями запрещается	Сквозные щели в стыках рабочих поверхностей, заполнение клиньями щелей между ними не допускается
	4. Бандажи для сопряжения приставок с опорой следует выполнять из мягкой стальной оцинкованной проволоки диаметром 4 мм	Все витки бандажа должны быть равномерно натянуты и плотно прилегать друг к другу. При обрыве одного витка весь бандаж следует заменять новым

Этап сооружения	Требование	Примечание
	5. На поверхности болтов и шайб, соединяющих детали опор, не должно быть пережженных мест, трещин, раковин и других дефектов	Болты должны иметь чистую не деформированную резьбу и не быть искривленными
железобетонных (подножки и свай)	1. На поверхностях сборных железобетонных фундаментов, предназначенных для установки в агрессивный грунт, должна быть нанесена гидроизоляция	В случае повреждения изоляции, выполненной на заводе-изготовителе, ее следует восстановить окраской поврежденных мест расплавленным битумом
	2. На поверхностях опор не допускаются раковины и выбоины размером более 10 мм по длине, ширине и глубине	
	3. На поверхности центрифугированных опор не должно быть более одной продольной трещины в одном сечении с шириной раскрытия до 0,2 мм и поперечных трещин с шириной раскрытия более 0,2 мм у опор со стержневой арматурой и до 0,1 мм для стоек с проволочной и прядевой арматурой	
Установка опор	1. Бесфундаментные железобетонные и деревянные опоры должны быть прочно закреплены в грунте	Требование предъявляется в основном к опорам, устанавливаемым с помощью ригелей в котлованах с нарушенной структурой грунта
	2. Опоры, устанавливаемые на монолитных и сборных фундаментах и железобетонных сваях, должны быть прочно закреплены навертыванием гаек на анкерные болты	Гайки следует завертывать до отказа и закреплять во избежание самоотвинчивания закернриванием резьбы болта на глубину не менее 3 мм
	3. При установке опор необходимо соблюдать допуски на отклонение их положения	Те же требования, что в табл. 16.2

Этап сооружения	Требование	Примечание
Монтаж изоляторов и линейной арматуры	1. На поверхности изоляторов не допустимы трещины, отколы, повреждения глазури, а также покачивания и повороты металлической арматуры относительно цементной заделки или фарфора	Отбраковку изоляторов следует производить на складе до отправки к месту монтажа. На трассе перед монтажом изоляторы следует вновь тщательно осмотреть и отбраковать имеющиеся дефекты
	2. У элементов линейной арматуры не допускаются трещины, раковины и повреждения оцинковки	Гайки должны свободно навертываться на всю длину резьбы; мелкие дефекты оцинковки разрешается закрашивать
Монтаж проводов и тросов	1. При соединении проводов и тросов ВЛ напряжением выше 1000 В в каждом пролете ВЛ допускается не более одного соединения на каждый провод или трос	Отклонения в размерах смонтированных овальных соединителей не должны превышать допусков, приведенных в заводских инструкциях. При наличии трещин в соединителе при обжатии или опрессовке соединитель должен быть заменен
	2. Прочность заделки проводов и тросов в соединительных натяжных зажимах должна быть не менее 90 % предела прочности провода или троса	
Сварные соединения проводов	Сварные соединения проводов выполняют согласно требованиям специальной инструкции или технологической карты. Соединения, не удовлетворяющие указанным требованиям, бракуют	При сварке не должно быть пережога проволок наружного повива или нарушения сварки при перегибе соединенных проводов; усадочная раковина в месте сварки не должна иметь глубину более 1/4 диаметра провода и быть более 6 мм для сталеалюминиевых проводов сечением 150—600 мм²
Окраска элементов ВЛ	Металлические опоры и подножники, выступающие металлические части железобетонных опор и все металлические детали деревянных и железобетонных опор ВЛ	Места монтажной сварки металлических опор на ширину 50—100 мм вдоль сварного шва отгрунтовывают и окрашивают на месте сразу же после

Продолжение табл. 16.3

Этап сооружения	Требование	Примечание
	должны быть защищены от коррозии их окраской. На трассе допускается лишь повторная окраска поврежденных мест	сварных работ. Части конструкций, подлежащие бетонированию, покрывают цементным молоком
Монтаж разрядников	Внутренний искровой промежуток разрядников должен соответствовать номинальным значениям с допусками ±5 мм для разрядников напряжением 35 кВ и ±2 мм для разрядников напряжением от 3 до 10 кВ включительно	Зоны выхлопа газов разрядников соседних фаз не должны пересекаться и в них не должны находиться части конструкций опор, провода и другие элементы, имеющие потенциал, отличающийся от потенциала открытого конца разрядника

Для обеспечения надежной и безопасной работы ВЛ они могут быть приняты в эксплуатацию только при условии окончания монтажа всех основных и вспомогательных сооружений. При приемке ВЛ в эксплуатацию должна быть представлена вся необходимая техническая документация, свидетельствующая о годности линии к эксплуатации, в объеме требований действующих СНиП. Каждая находящаяся в эксплуатации ВЛ должна иметь паспорт, содержащий основные технические данные, данные о результатах проверки состояния ВЛ, о характере произведенных ремонтов и изменениях, внесенных в ее устройство. Перед вводом в эксплуатацию вновь сооруженной или реконструированной ВЛ, а также после ее капитального ремонта с заменой проводов следует произвести фазировку и включить линию под нагрузку.

16.2. Эксплуатация ВЛ

В процессе эксплуатации ВЛ подвергают осмотрам, профилактическим измерениям и проверкам в сроки, приведенные в табл. 16.4.

Данные о дефектах, обнаруженных при осмотрах и профилактических испытаниях, заносят в журнал (ведомость) дефектов с указанием сроков их устранения. На основе этих данных составляют планы ремонтных работ на линиях. Металлические опоры и металлические детали железобетонных и деревянных опор необходимо периодически покрывать устойчивыми против атмосферных воздействий красителями, а подножники — кузбасским лаком или битумом. На участках ВЛ, подверженных активному загрязнению, следует применять специальную или усиленную изоляцию. При обрыве не-

Таблица 16.4. Эксплуатационные работы на ВЛ и их периодичность

Наименование работ	Периодичность	Нормы, требования и способы выполнения
1. Осмотры ВЛ инженерно-техническим персоналом	Не реже 1 раза в год	Выборочный или полный осмотр для проверки состояния элементов ВЛ и их трасс
2. Специальные осмотры	Внеочередные, по усмотрению администрации	При наступлении гололеда, тумана, ледохода и разлива рек. После автоматического отключения
3. Контрольные осмотры участков ВЛ мастерами	Не реже 1 раза в год	Весной в период подготовки к грозовому сезону и осенью при составлении объема ремонта на следующий год
4. Ночной осмотр без отключения линии	То же	Осмотр производит с целью выявления перегревающихся токоведущих частей, возможного искрения в местах слабых контактов
5. Проверка состояния антикоррозионного покрытия металлических опор и траверс	1 раз в 3 года	Выявляют степень повреждения металла тщательной очисткой его от ржавчины и замером оставшегося сечения детали, конструкции и в случае необходимости намечают меры по восстановлению прочности опоры и траверсы. Проверку производят при верховом осмотре линии
6. Проверка состояния бетона железобетонных опор и приставок	Первый раз через 3 года эксплуатации; далее 1 раз в 6 лет	Проверяют состояние приставок и опор, отсутствие поперечных или косых трещин, мест обнажения арматуры и отколов бетона. Проверку производят во время верхового осмотра линии

Наименование работ	Периодичность	Нормы, требования и способы выполнения
7. Проверка состояния (загнивания) древесины опор	1 раз в 3 года	Замеряют диаметр опоры и делают замеры загнивания древесины в трех разных точках по окружности опоры на границе «земля — воздух» при откапывании на глубину 0,3—0,5 м
8. Проверка габаритов переходов и пересечений	По мере необходимости	Проверяют расстояния по вертикали между проводами пересекающихся линий (между нижним и верхним проводами пересекающихся ВЛ), а также вертикальные и горизонтальные расстояния от нижних или крайних проводов ВЛ до пересекаемых ими объектов или сооружений
9. Измерение сопротивления заземления опор	1 раз в 6 лет	Совмещают с верховым осмотром; сопротивление заземления измеряют приборами МС-07, МС-08, М-1103
10. Ремонт линейных разъединителей	1 раз в 3 года	При верховом осмотре проверяют состояние токоведущих частей; подчищают подгоревшие контакты, протирают изоляторы и заменяют дефектные; проверяют состояние и работу привода, наличие и исправность запора; при необходимости окрашивают металлические конструкции
11. Обследование линий совместной подвески проводов сильного тока и радиотрансляции	1 раз в год	Проверяют расстояния по вертикали между нижним проводом ВЛ и верхним проводом радиотрансляции (при помощи карманного высотомера). Акт оформляют совместно представители электросети и радиоузла

Наименование работ	Периодичность	Нормы, требования и способы выполнения
12. Периодический осмотр линии без ее отключения в дневное время: а) ВЛ напряжением до 35 кВ б) ВЛ до 20 кВ на штыревых изоляторах, участков ВЛ 35 кВ, проходящих в населенных пунктах, промышленных районах	Не реже 1 раза в 3 мес. Не реже 1 раза в мес.	Осмотр производят с помощью бинокля по графику, утвержденному главным инженером предприятия электрических сетей. При осмотре обращают внимание на: 1) деревянные опоры: наклоны опор вдоль или поперек оси линии; перекос частей опоры в болтовых и бандажных соединениях; дефекты крепления деталей опоры или ослабление бандажей; наличие предупредительных плакатов и нумерации опор; ослабление и повреждение оттяжек опор и крепление оттяжек к опоре и фундаментам; 2) металлические и железобетонные опоры: на наклон опор вдоль или поперек оси ВЛ; деформацию отдельных частей опоры; трещины и повреждения наземных частей опор и приставок; ржавление деталей опор, трещины сварных швов; ослабление и повреждение оттяжек, нарушение креплений оттяжек к опоре и фундаменту; наличие предупредительных плакатов и нумерацию опор; 3) провода: на наличие обрывов, набросов; разрегулирование проводов; ненормальное расстояние от проводов ВЛ до земли или пересекаемых объектов; дефекты петель на анкерных и угловых опорах, близость петли к элементам опор; ослабление крепления (вязки) проводов к штыревым изоляторам;

Наименование работ	Периодичность	Нормы, требования и способы выполнения
То же	То же	4) изоляторы: на механические повреждения фарфора изоляторов (сколы, трещины); следы перекрытия изоляторов; наличие гнутых штырей и крюков и неправильная насадка штыревых изоляторов на штыри и крюки; 5) заземляющие устройства: на повреждения или обрывы заземляющих спусков на приводах линейных разъединителей, деревянных опорах; заземления железобетонных, металлических опор; соединения с нулевым заземленным проводом крючьев и штырей фазных проводов металлических траверс и арматуры железобетонных опор; 6) разрядники: на неправильную установку разрядников; несоответствие внешнего искрового промежутка заданной величине; загрязнение, трещины и другие повреждения лаковой пленки разрядников; на разрядниках типа РВП на наличие сколов и т. д.; 7) МТП и линейные разъединители: на состояние элементов конструкции, оборудования; наличие масла в консерваторе трансформатора; состояние предохранителей и щита; 8) совместная подвеска проводов: на расстояние по вертикали между нижним проводом ВЛ до 1000 В и верхним проводом радиотрансляции;

Наименование работ	Периодичность	Нормы, требования и способы выполнения
То же	То же	9) трасса ВЛ: на наличие деревьев, угрожающих падением на провода; наличие стогов сена или соломы, стройматериалов; производство работ; перегон под проводами высокогабаритных машин на чистоту трассы; 10) ответвления от ВЛ к вводам в здания: на марку и сечение провода ответвления; длину пролета и наличие на проводе соединений; габариты над дорогой, тротуаром и от вводного крюка до земли
13. Верховой осмотр отключенной линии с подъемом на опору и производством профилактических испытаний и измерений	1 раз в 3 года	Проверяют: состояние частей опоры с определением загнивания древесины, состояние железобетонных опор и приставок, металлических опор; исправность и крепление деталей; состояние изоляторов, крюков, вязок проводов, глушек, бандажей, антикоррозионного покрытия металлических опор и траверс; исправность арматуры сети наружного освещения, надежность крепления трубчатых разрядников и т. д. Заменяют дефектные изоляторы, крюки, детали опор; производят подтяжку разрегулированных проводов, переделку глушек. Очищают от коррозии и покрывают антикоррозионной смазкой все места присоединений заземляющих спусков, узлов соединений; проверяют заземление внешним осмотром и измеряют его сопротивление. Производят ремонт линейных разъединителей

Продолжение табл. 16.4

Наименование работ	Периодичность	Нормы, требования и способы выполнения
14. Проверка и ремонт трубчатых разрядников со снятием с опор	Проверка 1 раз в 3 года. Ремонт — по мере необходимости	Проверяют внутренний и наружный диаметры трубки, внутренний искровой промежуток, состояние электродов. При необходимости зачищают электроды, устанавливают указатели срабатывания разрядника, производят его маркировку
15. Обрезка сучьев деревьев на трассе линии	По мере необходимости	Производят в весеннее или осеннее время года по согласованию с рай(гор)комхозами
16. Капитальный ремонт	1 раз в 2—6 лет	Следует производить комплексно с проведением всех необходимых работ одновременно в целях максимально возможного сокращения времени отключения линии

скольких жил общим сечением до 17% сечения провода или троса в месте обрыва устанавливают ремонтную муфту или бандаж. На сталеалюминиевых проводах можно установить ремонтную муфту при обрыве жил общим сечением до 34% сечения алюминиевой части провода. При большем сечении оборванных жил провод или трос должен быть разрезан и соединен с помощью соединительного зажима.

Опоры, имеющие деревянные приставки, следует периодически проверять на загнивание. При проверке древесину, скрытую в грунте, отрывают на глубину 0,3—0,5 м. Опора или приставка считается непригодной для дальнейшей эксплуатации, если глубина прогнивания ее по радиусу бревна больше 3 см при диаметре бревна 25 см и более. Перед сдачей в эксплуатацию вновь сооруженной или вышедшей из капитального ремонта ВЛ необходимо проверить техническое состояние линии и соответствие ее проекту, равномерность распределения нагрузки по фазам, заземляющие и грозозащитные устройства, стрелы провеса и вертикальные расстояния до земли от низшей точки провода в пролетах и пересечениях.

После аварий, ураганов, при пожаре вблизи линии, во время ледоходов, гололедов, морозе ниже —40°С проводят внеочередные осмотры линии. Сроки и объемы капитального ремонта ВЛ устанавливают по результатам осмотров, измерений и испытаний (табл. 16.5). Характер, причины неисправностей основных элементов ВЛ и способы их устранения приведены в табл. 16.6.

Таблица 16.5. Сроки, объем и нормы испытаний ВЛ электропередачи напряжением выше 1 кВ до 35 кВ

Вид испытания (проверки)	Нормы испытания	Периодичность испытания (проверки)
Проверка габаритов и разрегулировки проводов и тросов	Фактическая величина провеса проводов и тросов не должна отличаться более чем на ±5 % нормируемого. Разрегулировка проводов любой фазы по отношению к другой фазе, а также разрегулировка тросов допускается не более чем на 10 % проектного значения при условии соблюдения габаритов до земли и пересекаемых объектов. Расстояния от проводов ВЛ до земли и до различных пересекаемых объектов в местах сближения с ними должны быть не менее установленных ПУЭ. Расстояния от проводов ВЛ до деталей металлических, железобетонных и деревянных опор могут отличаться от установленных ПУЭ не более чем на 10 %	Производят по мере необходимости
Проверка правильности установки фундаментов	Разность вертикальных отметок фундаментов раздельного типа при жестком закреплении опоры на фундаменте не должна превышать +20 мм. Разность вертикальных отметок монолитных фундаментов не должна превышать для опор портального типа ±20 мм, для анкерно-угловых опор ±30 мм. Горизонтальное расстояние между осями монолитных фундаментов, установленных под одну опору, не должно отличаться от проектного более чем на 1/250. Уменьшение диаметров анкерных болтов по сравнению с проектным, а также зазо-	

Вид испытания (проверки)	Нормы испытания	Периодичность испытания (проверки)
	ров между пятой опоры и фундаментом не допускаются	
Контроль изоляторов	Нормы контроля изоляторов (см. табл. 16.4)	На ВЛ напряжением 35 кВ и ниже — не реже 1 раза в 3 года; проверка стержневых изоляторов и изоляторов новых типов — по местным инструкциям
Контроль соединений проводов	Опрессованные соединения бракуют: а) при геометрических размерах, не соответствующих данному типу зажимов; б) при наличии трещин, следов коррозии и механических повреждений; в) при падении напряжения на соединителе в 1,2 раза большем, чем на целом проводе; г) если кривизна опрессованного соединителя превышает 3 % его длины; д) если стальной сердечник опрессованного соединителя расположен несимметрично	В пролетах ВЛ — 1 раз в 6 лет; в петлях — 1 раз в 3 года
	Болтовые, плашечные и переходные зажимы бракуют, если падение напряжения превышает более чем в 2 раза падение напряжения на участке провода той же длины	Не реже 1 раза в год
Измерение сопротивления заземления опор и тросов	Измерения проводят после первых 9 лет эксплуатации, и в дальнейшем — 1 раз в 6 лет	Производят в период наименьшей проводимости грунта
Проверка правильности установки опор	Допуски на установку опор не должны превышать следующих допустимых значений: ослабление сечений расчетных элементов металлических опор коррозией не должно превышать 20 % площади поперечного сечения; в железобетонных опорах с ненапряженной арматурой допускается наличие трещин, ширина раскрытия которых при эксплуатационных нагрузках составляет не более 0,2 мм. Число таких трещин не должно быть более 6 на 1 м длины ствола опоры. Количество волосяных трещин не нормируется. В железобетонных опорах с напряженной и частично ненапряженной арматурой появление трещин при эксплуатационных нагрузках не допускается; прибки, затесы и отколы деталей деревянных опор допускаются на глубину не более 10 % диаметра детали в данном сечении. Глубина прибок не должна отличаться от проектной более чем на ±4 мм	Производят по мере необходимости по местным инструкциям
Проверка тяжения в оттяжках опоры	Тяжение не должно отличаться от проектного значения более чем на 10 %	
Определение степени загнивания деталей деревянных опор	Проверку древесины на загнивание производят: внешним осмотром и простукиванием детали по всей ее длине; измерением глубины загнивания в опасных сечениях и в местах наибольшего загнивания	Ежегодно, выборочно Не реже 1 раза в 3 года

Таблица 16.6. Причины неисправности основных элементов ВЛ и способы их устранения

Вид неисправности или повреждения	Причина и характер	Способ устранения или предупреждения
	Деревянные опоры	
Ослабление некоторых деталей в опасных сечениях	Наличие в деталях опор глубоких врубок	Правильность врубок и затесов необходимо проверять шаблонами
Срыв деталей опор с болтов в местах креплений	Крепление деталей опор штырями вместо болтов и установка болтов без шайб	Болты и шайбы следует выбирать по проекту
Загнивание деталей опор	Загнивание древесины вследствие плохой пропитки антисептиками и естественного старения	Замена загнивших деталей или опоры в целом
Загорание опор	1. Увлажнение изоляции вследствие ее загрязнения, что способствует возрастанию токов утечки по поверхности изоляторов и древесины	Установка грязестойких изоляторов на участках линий, проходящих в зонах загрязнения
	2. Низовые пожары	Вокруг каждой опоры необходимо периодически перекапывать площадку радиусом 2 м или химически обрабатывать растительность на площадке
	3. Касание провода, находящегося под напряжением, детали опоры (при разрушении изоляции или обрыве провода с падением его, перекрытиях с провода на опору, при качании провода во время сильного ветра и т. д.)	Проведение осмотров линий в сроки, указанные в табл. 16.4

Вид неисправности или повреждения	Причина и характер	Способ устранения или предупреждения
	4. Поражения разрядами молний, приводящие к расщеплению деталей одной или нескольких смежных опор, загорание опор	Установка грозозащитных тросов
	Железобетонные опоры	
Коррозия арматуры	Малая толщина защитного слоя бетона, приводящая к проникано влаги внутрь бетона и к его выкрашиванию	Тщательный контроль качества опор при их изготовлении. Заделка раковин и сколов полимерцементными растворами
Поломка опоры из-за снижения ее прочности	Отсутствие сварки стержней продольной арматуры в одном сечении опоры или совпадение в этом сечении контактных сварок нескольких стержней, что при увеличении нагрузок на опору приводит к концентрации напряжений, вызывающих поломку опоры	Усиление опоры устройством железобетонных бандажей. При значительных механических повреждениях замена опоры новой
Обнажение арматуры и сквозные отверстия у центрифугированных опор	Большая ширина стыковых швов вследствие неполного прилегания полуформ при изготовлении опор, что приводит к пористости и выкрашиванию бетона	Тщательное соблюдение технологии изготовления опор на заводе-изготовителе
	Металлические опоры	
Уменьшение сечения металлических элементов конструкции, снижение ее несущей способности или поломка опоры вследствие коррозии металлических деталей	Воздействие на металл воздуха и атмосферной влаги. В наибольшей степени корродируют горизонтально расположенные элементы, места стыков и сопряжения элементов	Своевременная очистка и окраска опор, смазка стяжных устройств антикоррозионными смазками
Обрыв уголков решетки от поясов опоры, проушин с гирляндами изоляторов от траверс опор и других элементов	Некачественное соединение элементов конструкции, вызванное дефектами клепки, сварки или сборки на болтах	Тщательное выполнение сборки и монтажа опор

Вид неисправности или повреждения	Причина и характер	Способ устранения или предупреждения
Фундаменты в виде металлических подножников		
Разрушение подножников в результате коррозии элементов	Вызвано действием агрессивных грунтовых вод или различных солей в почве	Нанесение гидроизоляционных составов: битума, каменноугольного или асфальтобитумного лака
Фундаменты в виде железобетонных подножников, свай и монолитных фундаментов		
Разрушение подножников в результате коррозии арматуры	Вызвано разрушением защитного бетонного слоя подножника и воздействием агрессивных грунтовых вод и солей в почве	При толщине защитного слоя бетона менее 30 мм поверхность фундамента покрывают гидроизоляционным слоем битума
Фундаменты бетонные		
Сколы бетона, трещины в надземной части фундамента, выкрашивание и расслоение бетона, отрыв верхней части фундамента и падение опоры	Вызваны механическими ударами, действием влаги, нарушением технологии изготовления	При появлении трещин и сколов бетонные фундаменты ремонтируют
Анкерные плиты		
Трещины в металлических скобах для крепления оттяжек опор	Нарушение технологии изготовления скоб на заводе	Тщательное соблюдение технологии изготовления скоб
Провода и тросы		
Коррозия	Вызвана действием окружающей среды. Начинается с наружного пояса и постепенно проникает внутрь. Наблюдается также разрушение алюминиевых проводов в местах крепления и в поддерживающих стальных зажимах, что приводит к снижению механической прочности	Выявление коррозии проводов во время периодических осмотров с целью их своевременной замены

Вид неисправности или повреждения	Причина и характер	Способ устранения или предупреждения
Пережоги и оплавления проводов	Происходят в результате действия электрической дуги при набросах на провода, перекрытиях и разрушениях изоляторов, перекрытиях с провода на трос и т. д.	Ремонт проводов посредством установки бандажей, ремонтных муфт и т. д.
Вибрация	Вызвана раскачиванием проводов из-за их недостаточного натяжения или сильного гололеда. Приводит к повреждениям проводов в поддерживающих зажимах или в непосредственной близости от них	При появлении на участке линии повреждений проводов от вибрации необходимо проверить ее интенсивность вибрографами и установить гасители вибрации
Механические повреждения (вмятины, обрывы, вытягивания)	Происходят в результате задевания проводов различными механизмами и машинами (автокранами, трубоукладчиками, экскаваторами и т. п.), воздействия значительных (нерасчетных) гололедных нагрузок и при дефектах монтажа	Тщательный осмотр линии, выявление повреждений проводов и их устранение
Изоляторы		
Пробои, ожоги глазури, оплавление металлических частей, разрушение фарфора	Происходят при пробоях изоляторов электрической дугой, а также при ухудшении их электрических характеристик в результате старения в процессе эксплуатации. Пробои изоляторов, приводящие к их электрическим повреждениям, происходят из-за сильного загрязнения их поверхности и при напряжениях, превышающих рабочее	Основным мероприятием, предотвращающим перекрытие загрязненной и увлажненной изоляции, является выбор соответствующего типа и числа изоляторов в гирлянде, применение специальных гидрофобных смазок для нанесения на поверхность изоляторов, периодическая очистка или обмывка загрязненных изоляторов
Поломка металлических деталей, трещины и сколы в фарфоре и т. д.	Происходят: вследствие механических повреждений при ударах по изоляторам палками, камнями, в результате простре-	Тщательный осмотр изоляторов перед их установкой на линию, проверка уровня и изоляция специальны-

Вид неисправности или повреждения	Причина и характер	Способ устранения или предупреждения
	лов, неправильной транспортировки и дефектов монтажа. К механическим повреждениям изоляторов приводят: плохое качество заделки пестиков, скрытые дефекты шапки или пестика (трещины, раковины и т. д.), изгибы пестиков при монтаже, сборка гирлянд с перекосами и т. д.	ми приборами, своевременная замена поврежденных изоляторов
Арматура		
Трещины и раковины в металле, сильное истирание и излом деталей	Возникают вследствие неправильной установки арматуры (отсутствия шайб, шплинтов и т. д.), установки арматуры с плохим качеством оцинковки и сильного истирания сопряженных деталей из-за вибрации проводов	Тщательная проверка состояния арматуры во время осмотров
Трубчатые разрядники		
Прогорание отверстий в трубке разрядника или разрыв ее, расслоение и деформация фибры, трещины и вмятины на трубке	Воздействие электрической дуги, засорение внутреннего канала дугогасительной трубки	Тщательная проверка состояния трубки разрядника при ревизиях и осмотрах. Защита открытого конца трубки специальными блинкерами, закрывающими внутренний канал трубки

ГЛАВА XVII. ОРГАНИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ И РЕМОНТОМ ГОРОДСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

17.1. Организация ремонтно-эксплуатационного обслуживания и структура управления

Основным условием рациональной организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания электрических сетей является специализация персонала, которая должна обеспечивать: а) высокое качество ремонта сетей; б) высокое качество оперативно-эксплуатационного обслуживания; в) эффективное использование автотранспорта и средств механизации; г) высокую производительность труда.

Специализация осуществляется как по характеру работ (эксплуатация, капитальный ремонт, оперативное обслуживание), так и по виду обслуживаемых электроустановок (ТП, ВЛ до 1000 В, ВЛ выше 1000 В, кабельные линии, уличное освещение, специальные установки). Минимальный объем сетей, обслуживаемый специализированной бригадой, определяется минимально возможной численностью рабочих исходя из требований правил ТБ, характера работ, а также отпусков, положенных по КЗоТ.

Оптимальный объем электросетей (табл. 17.1) зависит от наиболее эффективного использования средств механизации, а также потерь рабочего времени на переезды рабочих и переброску механизмов с объекта на объект (не более 10%).

Таблица 17.1. Объемы электрохозяйства для централизованного обслуживания его специализированными бригадами

Характер работ	Радиус обслуживания, км	Объем работ	
		оптимальный	минимальный
Капитальный ремонт	40—50	1200 км линий, 200 ТП (3500 усл. ед.)	200 км линий, 30 ТП (500 усл. ед.)
Оперативно-эксплуатационное обслуживание	20—30	400 км линий, 50 ТП (800 усл. ед.)	40 ТП

При определении зон обслуживания необходимо учитывать ближайшую перспективу развития электрохозяйства этих участков. Территориальные подразделения (сетевые районы) следует создавать в зависимости от объемов электросетей и расстояний от центра до границы зоны обслуживания. В городских распределительных сетях без территориальных подразделений создаются следующие производственные службы (функциональная схема управления): а) производственно-техническая (ПТС); б) оперативно-диспетчерская (ОДС); в) защиты, измерений и испытаний (СЗИИТ) с высоковольтной лабораторией; г) линий (СЛ) с бригадой капитального ремонта; д) подстанций (СП); е) уличного освещения (СУО); ж) механизации (СМ); з) группа капитального ремонта зданий.

В электросетях с территориальными подразделениями создают кроме сетевых районов централизованные производственные службы (смешанная схема управления), аналогичные вышеперечисленным,

кроме служб линий и уличного освещения. При этом внутри сетевых районов проводится следующая специализация бригад: а) по воздушным линиям до 1 кВ и выше 1 кВ; б) по кабельным линиям; в) по уличному освещению. Кроме того, в сетевые районы передают часть персонала службы подстанций, который занимается периодическими осмотрами ТП. При малом объеме сетей некоторые службы объединяют, например СЗАИТ и СП и т. д.

17.2. Сетевое планирование и управление комплексным капитальным ремонтом ВЛ распределительных электрических сетей

При планировании хода капитального ремонта и управлении им необходимо учитывать следующие факторы: а) продолжительность работ, т. е. объем работ и трудоемкость в человеко-днях и машиносменах; б) характер работ; в) наличие трудовых ресурсов; г) наличие механизмов; д) необходимость в материалах и возможность поставки их в определенное время; е) характер потребителей (наилучшее время дня и года для отключения линий). Моделью планирования и управления капитальным ремонтом нескольких воздушных линий в разных сетевых районах при централизованном обеспечении механизмами и материалами может служить сетевой график.

В сетевом графике ремонта отдельной линии, например до 1 кВ, учитывают следующие виды работ:

1) сборочные и другие подготовительные работы на базе сетевого района, не требующие применения автомеханизмов. В производстве работ участвует вся бригада;

2) погрузка, доставка конструкций и материалов на трассу автотранспортом с применением автокранов. На этих видах работ должна быть занята часть бригады;

3) обрезка сучьев деревьев по трассе линии с использованием автовышки. На этих работах должна быть занята другая часть бригады;

4) установка опор бурстолбоставом. В работе участвует вся бригада (установка, трамбовка и т. д.);

5) монтажные работы (включая демонтаж), не требующие применения автомеханизмов. В выполнении работ участвует вся бригада.

Описанные работы для разных линий и сетевых районов заносят в обычную карточку-определитель, по которой строят сетевой график. На рис. 17.1 приведен сетевой график капитального ремонта участков сетей напряжением до 1 кВ. Сетевой график состоит из безмасштабных стрелок, обозначающих работы, и кружков, обозначающих события. Работа означает определенный производственный

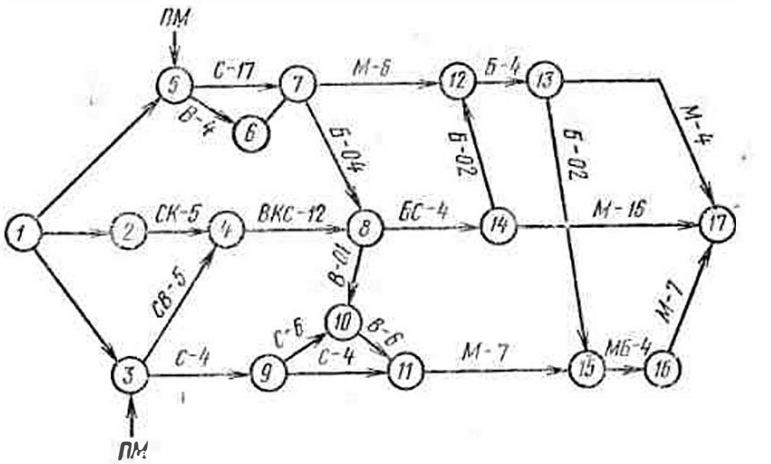


Рис. 17.1. Сетевой график ремонта линий

С — сборка конструкций опор; *Б* — работа с автобуром; *К* — работа с автокраном; *В* — работа с автовышкой; *М* — монтажные работы; *ПМ* — подача материалов

процесс ремонта, требующий затрат времени или материалов, применения различных инструментов, механизмов или приспособлений. Событие представляет собой промежуточный или окончательный результат одной или нескольких работ, необходимый для начала каких-либо других работ, предусмотренных общей технологией ремонта.

При составлении сетевых графиков различают входные и выходные работы. Цифры после индекса работ в сетевых графиках указывают на продолжительность (в часах, днях, неделях, месяцах) выполнения отдельных работ между двумя событиями. Условия связи: а) ремонт участка низковольтных сетей в одном сетевом районе нельзя начинать раньше, чем бригада закончит ремонт предыдущего участка; б) работа определенного вида не может начаться раньше, чем бригада не закончит работы предшествующего вида; в) работа, требующая применения автомеханизмов, не может начаться раньше, чем освободится механизм на предшествующей работе (другого участка или другого сетевого р-на). Сетевой график рассчитывают обычным секторным или табличным методом.

В сетевом графике ремонта четко выявлены те работы, от которых зависит общий срок завершения всего комплекса работ по ремонту планируемого объема работ. Этот срок определяется последовательностью ремонтных работ с наибольшей продолжительностью от исходного до завершающего события. Последовательность выполнения ремонтных работ является важнейшим элементом сете-

вого графика, от которого зависит его критический путь. Сокращение или увеличение срока ремонтных работ, лежащих на критическом пути, составляет общую продолжительность работ по ремонту. Критический путь включает работы с применением механизмов (автокрана и бурстолбостава). На указанном графике он проходит через события *1—3—4—8—14—17* и составляет *17* дней. Сетевой график привязывают затем к календарю (без выходных дней) и строят в соответствующем масштабе.

Оптимизацию графика с целью сокращения сроков ремонта производят в первую очередь по критическому пути, где предусматривают: а) начало производства отдельных видов работ раньше полного окончания предыдущих; б) увеличение численности бригад; в) временную приостановку работ, не лежащих на критическом пути, и переброску людей и механизмов на работы, лежащие на критическом пути. Аналогичные мероприятия проводят в случае нарушения сроков отдельных работ. Выполнение работ по сетевому графику зависит от своевременного снабжения материалами, механизмами и трудовыми ресурсами.

График позволяет контролировать наиболее ответственные участки. Если сетевой график по ремонту электросети составлен для нескольких сетевых районов с использованием ограниченного количества механизмов и рабочей силы, то в этом случае можно составлять сетевые графики на отдельные комплексные ремонтные работы по ремонтным зонам. Такие локальные сетевые графики объединяют, создавая общий согласованный график выполнения комплексных работ по ремонту электрических сетей.

17.3. Потери электроэнергии в сетях

Потери электроэнергии рассчитывают по следующим элементам: питающей и распределительной сети 6—10 кВ; трансформаторам 6—10/0,4 кВ; распределительной сети 0,4 кВ. При этом необходимо учитывать следующие положения:

1) характерные сутки — расчетные сутки, в течение которых отпуск энергии примерно равен среднему за данный расчетный месяц;

2) время использования максимальной нагрузки T — условное время, в течение которого линия, работая с постоянной максимальной нагрузкой, могла бы передать все количество энергии, которое она передает по действительному переменному графику, за расчетный период времени;

3) время наибольших потерь τ — условное время, за которое потери в линии при постоянной максимальной нагрузке были бы равны потерям в линии за расчетный период времени при действительном графике нагрузки;

4) переменные потери (в линии, трансформаторе) — потери в элементе сети, зависящие от нагрузки;

5) постоянные потери — потери в элементе сети, не зависящие от его нагрузки;

6) расчетный период времени — период (сутки, месяц, год) времени, в течение которого определяется величина потерь энергии в данном расчетном элементе сети.

При определении потерь электроэнергии в сетях измеряют ток нагрузки и напряжение на отдельных элементах сети. Нагрузки на кабельных и воздушных линиях, отходящих от РП или ТП, контролируют по показаниям щитовых измерительных приборов или периодически измеряют ток и напряжение. Напряжение измеряют одновременно с измерениями нагрузок в контрольных точках сети. Нагрузку измеряют на всех фазах и нулевом проводе.

Для измерений принимают контрольные точки сети: одну вблизи от шин подстанции, другую — в конце наиболее протяженных и загруженных участков сети. Нагрузку и напряжение на магистральном кабеле измеряют на всех его вводах в течение одного вечера, а нагрузку и напряжение на шинах трансформатора — на стороне низшего напряжения. Количество электроэнергии, поступающей в отдельные элементы сети, определяют по счетчикам активной и реактивной энергии. Потери электрической энергии в сетях напряжением 6—10 кВ целесообразно рассчитывать раздельно для питающей и распределительной сети.

Линии электропередачи. Годовые потери электроэнергии ΔA в линии определяют по формуле

$$\Delta A = \tau \sum_{i=1}^{n} I_{\text{г.м}i}^2 R_i, \qquad (1)$$

где n — количество участков линии с разными токами нагрузки; $I_{\text{г.м}i}$ и R_i — максимальный (годовой) ток и активное сопротивление i-го участка линии (распределение $I_{\text{г.м}}$ по ответвлениям линий производят пропорционально нагрузкам силовых трансформаторов); τ — время наибольших потерь, ч; $\tau = f(T)$, где T — количество часов использования максимума.

T	1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000	8760
τ	440	920	1570	2400	3410	4580	5940	7460	8760

Величину T (ч) определяют по годовому пропуску электроэнергии A (кВт·ч) через линию

$$A = \sqrt{3}\, U I_{\text{г.м}} T \cos\varphi, \qquad (2)$$

где U и $I_{\text{г.м}}$ — напряжение и максимальный ток в начале линии, т. е.

$$T = \frac{A}{\sqrt{3}\, U I_{\text{г.м}} \cos\varphi}. \qquad (3)$$

Для питающих линий напряжением 6 и 10 кВ $T=4500$ и $\tau=2900$ ч, для распределительных линий напряжением 6 и 10 кВ $T=3500$ и $\tau=1990$ ч.

Линии до 1000 В. Потери электроэнергии в линии до 1000 В рассчитывают по формулам (1), (2) и (3). Можно также пользоваться формулой

$$\Delta A = K_{м.п}\,\Delta U \cdot 3\, I_{г.м}\,\tau, \qquad (4)$$

где ΔU — наибольшая потеря фазного напряжения в линии, определяемая как разность между средним значением фазного напряжения в начале линии и наименьшим значением фазных напряжений, измеренных на вводах в здания:

$$\Delta U = U_{ф.ср} - U_{в.мин};$$

$I_{г.м}$ — максимальный ток в начале линии (измерения проводят в одно время в период годового максимума нагрузки); $K_{м.п}$ — коэффициент перехода потерь напряжения к потерям мощности, зависящий от конфигурации сети до 1000 В; среднее значение $K_{м.п}=0{,}75$.

Для линий до 1000 В, питающих непромышленную нагрузку: $T=2500$ и $\tau=1250$ ч.

Силовые трансформаторы. Годовые потери электроэнергии в силовых трансформаторах определяют по формуле

$$\Delta A = \Delta P_{х.х} \cdot 8760 + \Delta P_{к.з}\,\tau K_н^2, \qquad (5)$$

где $\Delta P_{х.х}$ и $\Delta P_{к.з}$ — потери мощности холостого хода и короткого замыкания; $K_н$ — коэффициент загрузки трансформатора в годовом максимуме

$$K_н = I_{г.м}/I_н,$$

$I_н$ — номинальный ток трансформатора.

Годовое количество электроэнергии, проходящей через трансформатор, равно:

$$A = K_н P_н T_к, \qquad (6)$$

где $P_н$ — номинальная мощность трансформатора.

Для трансформаторов, питающих непромышленную нагрузку $T=3000$ и $\tau=1570$ ч.

Потери электроэнергии по элементам сети, связанные с одной линией, определяют в последовательности:

1). Годовые потери $\Delta A_{л.в}$ в линии напряжением свыше 1000 В рассчитывают по формуле (1);

2). Относительные потери в линии напряжением свыше 1000 В определяют по формуле

$$\delta_{л.в} = \Delta A_{л.в}/A_{л.в}.$$

Величину $A_{л.в}$ определяют по счетчику энергии;

3) суммарное количество электроэнергии, проходящей через силовые трансформаторы, равно:

$$A_{т\Sigma} = A_{л.в} - \Delta A_{л.в} - A_{у.т},$$

где $A_{у.т}$ — количество электроэнергии, прошедшее через счетчики, установленные на стороне высшего напряжения трансформаторов;

4) потери в силовых трансформаторах $\Delta A_т$ определяют по формуле (5);

5) количество электроэнергии, проходящей через силовые трансформаторы $A_т$, находят по формуле (6);

6) относительные потери электроэнергии в силовых трансформаторах равны:

$$\delta A_т = \Delta A_т/A_т;$$

7) суммарные относительные потери электроэнергии в силовых трансформаторах:

$$\delta A_{т\Sigma} = \Delta A_{т\Sigma}/A_{т\Sigma} = \Sigma\,\Delta A_т/A_{т\Sigma};$$

8) суммарное количество электроэнергии, проходящей через линии напряжением до 1000 В,

$$A_{л.н\Sigma} = A_{т\Sigma} - \Delta A_{т\Sigma} - A_{л.н.у},$$

где $A_{л.н.у}$ — пропуск энергии через счетчики, установленные на стороне низкого напряжения трансформатора;

9) потери в линиях напряжением до 1000 В $\Delta A_{л.н}$ определяют по формуле (4);

10) количество электроэнергии, проходящей через линии напряжением до 1000 В, $A_{л.н}$, находят по формуле (2);

11) относительные потери электроэнергии в линиях напряжением до 1000 В равны:

$$\delta A_{л.н} = \Delta A_{л.н}/A_{л.н};$$

12) суммарные относительные потери электроэнергии в линиях напряжением до 1000 В:

$$\delta A_{л.н\Sigma} = \Delta A_{л.н\Sigma}/A_{л.н\Sigma} = \Sigma\,\Delta A_{л.н}/A_{л.н\Sigma};$$

13) суммарные потери электроэнергии во всей сети, связанной с одной линией напряжением 6 и 10 кВ,

$$\Delta A_л = \Delta A_{л.в} + \Delta A_{т\Sigma} + \Delta A_{л.н\Sigma};$$

14) суммарные относительные потери электроэнергии во всей сети, связанной с одной линией напряжением 6 и 10 кВ,

$$\delta A_л = \Delta A_л/A_л,$$

где $A_л = A_{л.в}$.

17.4. Рациональная экономическая загрузка силовых трансформаторов

Более полного использования силового трансформатора можно достигнуть за счет уменьшения потерь электроэнергии и повышения его коэффициента мощности.

Потери электроэнергии в силовом трансформаторе определяют по формуле

$$\delta A = \frac{\Delta P_{х.х} \cdot 8760 + \Delta P_{к.з} K_н^2 \tau}{P_н K_н T}. \qquad (7)$$

В формулу (7) введем значения $\alpha_\tau = \tau/8760$ и $\alpha_T = T/8760$. Тогда формула (7) получит следующий вид:

$$\delta A = \frac{\Delta P_{х.х}' + \Delta P_{к.з} K_н^2 \alpha_\tau}{P_н K_н \alpha_T}.$$

Решение уравнения $dA/dK_н = 0$ относительно $K_н$ дает величину $K_н'$, соответствующую минимуму годовых потерь электроэнергии в силовом трансформаторе, т. е.

$$K_н' = \sqrt{(\Delta P_{х.х}/\Delta P_{к.з}) \cdot (T/\alpha_\tau)}.$$

При

$$\Delta P_{х.х}/\Delta P_{к.з} \approx 0{,}25 \quad и \quad \alpha_\tau = f(T)$$

$$K_н' = 0{,}5/\sqrt{f(T)}.$$

Таким образом, коэффициент загрузки силового трансформатора во время годового максимума, соответствующий минимуму годовых потерь электроэнергии, определяется количеством часов использования максимума нагрузки, т. е. зависит от вида суточного графика и характера нагрузки

$$T = K_{с.м} \cdot 0{,}5\,(K_{г.м} + 1) \cdot 8760,$$

где $K_{с.м}$ — коэффициент заполнения суточного графика; $K_{г.м}$ — отношение летнего максимума нагрузки к годовому (зимнему);

$$K_{с.м} = \frac{\sum^{сут} I_i}{24\, I_{м.сут}}.$$

Значения расчетных коэффициентов трансформаторов в зависимости от характера нагрузки приведены в табл. 17.2.

$$K_{г.м} = I_{л.м}/I_{г.м}.$$

Следовательно, силовые трансформаторы, питающие непромышленную нагрузку, должны иметь при годовом максимуме следующую величину $K_н$: $0{,}7-0{,}8 \leqslant K_н \leqslant 1{,}3$; при этом наиболее экономичной является загрузка $K_н' = 1{,}2$.

Таблица 17.2. Зависимость расчетных коэффициентов трансформаторов от характера нагрузки

Характер нагрузки	$K_{с.м}$	$K_{г.м}$	$T_ч$	$K_{н.доп}$	$K_н'$	$\delta A'$, %
Непромышленная нагрузка	0,3—0,5	0,7	3000	1,3	1,2	2,3—2,9
Предприятие с двухсменной работой	0,7	—	5000	—	0,8	2,2—2,9
Предприятие с трехсменной работой	0,8	—	6000	—	0,7	2,2—2,8

Примечания: 1. $K_{н.доп}$ — коэффициент допустимой перегрузки, определяется по $K_{с.м}$. 2. $\delta A'$ — годовые потери электроэнергии, которые соответствуют величине $K_н'$ для трансформаторов мощностью 50—400 кВ·А. 3. Загрузка $K_н'$ силового трансформатора, питающего непромышленную нагрузку, при которой невозможен переход на меньшую мощность, определяют с учетом: а) допустимой систематической перегрузки $K_{н.доп} = 1{,}3$; б) ступеней мощности трансформаторов, которые построены через 1,8 (50, 100, 180, 320) или 1,6 (60, 100, 160, 250, 400), т. е. $K_н' = 1{,}3/1{,}8 = 0{,}7$ или $K_н' = 1{,}3/1{,}6 = 0{,}8$.

17.5. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии в сетях и рациональному ее использованию

Расчет потерь электроэнергии позволяет выявить элементы сети с повышенными потерями электроэнергии и составить план мероприятий по их снижению. Расчетные потери в электрических сетях могут отличаться от фактических на величину коммерческих потерь (положительных или отрицательных), определяемых как разность между пропуском электроэнергии через сети и количеством реализованной (оплаченной) потребителями электроэнергии. Коммерческие потери являются следствием погрешности счетчиков энергии и колебаний в сроках оплаты ее потребителями и должны составлять не более 10% расчетных.

По данным Академии коммунального хозяйства им. К. Д. Памфилова, загрузка силовых трансформаторов городских ТП, как правило, не превышает 50—60% номинальной в часы зимних максимальных нагрузок, а в остальное время года бывает еще ниже. Суточные графики коммунально-бытовых нагрузок характеризуются их значительным снижением в ночные часы. Для снижения потерь электроэнергии в сетях необходимо проводить следующие мероприятия.

1. Увеличивать эффективность использования трансформаторов:

а) отключать в ночные часы часть трансформаторов, электрически связанных сетями напряжением 0,4 кВ; б) заменять недогруженные трансформаторы трансформаторами меньшей мощности; в) отключать в часы минимальных нагрузок один из двух трансформаторов на подстанциях; г) проводить сезонное отключение трансформаторов; д) применять однотрансформаторные подстанции; е) устанавливать в ТП новых микрорайонов трансформаторы меньшей мощности с последующей заменой их на большую мощность по мере роста нагрузок.

2. Устанавливать наиболее выгодные точки токораздела в сетях напряжением 6 и 10 кВ.

3. Поддерживать оптимальный уровень напряжения в сетях (регулированием напряжения на шинах ТП).

4. Переводить питающую и распределительную сети с напряжения 6 на напряжение 10 кВ.

5. Перераспределять нагрузки между соседними ТП.

6. Переводить низковольтную распределительную сеть с напряжения 127/220 В на напряжение 220/380 В.

7. Переводить на замкнутые схемы сеть напряжением 0,4 кВ.

8. Прокладывать параллельные линии дополнительно к существующим.

9. Заменять существующие линии проводами и кабелями большего сечения.

10. Равномерно распределять нагрузки по фазам в сетях до 1000 В.

11. Увеличивать количество фаз в линиях напряжением до 1000 В (переход от однофазных линий к трехфазным).

12. Проводить мероприятия по выравниванию графика нагрузок потребителей городской электросети: а) переносить время работы оборудования с дневных или вечерних на другие (ночные) часы; б) отключать часть или всю нагрузку потребителей в часы максимума; в) уменьшать мощность установленного оборудования при увеличении продолжительности его работы.

Эти мероприятия проводить за счет следующих потребителей: аккумуляционных электроводонагревателей и печей с принудительным режимом включения в ночные часы; насосных станций городского водопровода, имеющих собирательные резервуары чистой воды; очистных сооружений канализации при наличии дополнительных емкостей; отопительных установок жилых и общественных зданий на базе электродных котлов; холодильных установок кондиционирования и вентиляции и т. д. Целесообразность проведения того или иного мероприятия по снижению потерь электроэнергии в сети, требующего больших капиталовложений, должна быть подтверждена технико-экономическими расчетами.

ГЛАВА XVIII. ГОРОДСКОЕ УЛИЧНОЕ ОСВЕЩЕНИЕ

18.1. Общие сведения

Улицы, дороги, проезды и площади в городах и поселках городского типа делятся в зависимости от требований, предъявляемых к уличному освещению, на категории, приведенные в табл. 18.1.

Таблица 18.1. Категории улиц, дорог, проездов и площадей

Категория	Объекты
А	Магистральные улицы общегородского значения, скоростные дороги, площади (главные, вокзальные, транспортные, предмостные и многофункциональных узлов)
Б	Магистральные улицы районного значения, дороги общегородского значения, преимущественно грузового движения, площади перед крупными общественными зданиями и сооружениями (стадионами, театрами и др.)
В	Улицы и дороги местного значения: жилые улицы, дороги промышленных и коммунально-складских районов, поселковые улицы и дороги

Уровень освещения проезжей части улиц, дорог и площадей городов и поселков городского типа с асфальтобетонными покрытиями регламентируется величиной средней яркости и равномерностью распределения яркости на сухих покрытиях в направлении наблюдателя, находящегося на оси движения транспорта. *Средняя яркость тротуаров*, примыкающих к проезжей части улиц, дорог и площадей, должна быть не менее половины средней яркости покрытия проезжей части улиц, дорог и площадей, приведенной в табл. 18.2.

Уровень освещения проезжей части улиц, дорог и площадей с переходными и простейшими типами покрытий в городах и поселках городского типа регламентируется значением *средней горизонтальной освещенности*, которая для улиц, дорог и площадей категории Б 6 лк, а для улиц и дорог категории В при переходном типе покрытия 4 лк и при покрытии простейшего типа 2 лк.

Уровень освещения непроезжих частей улиц, дорог, площадей, бульваров и скверов, пешеходных улиц, территорий микрорайонов, детских яслей-садов, общеобразовательных школ, школ-интернатов,

больниц, госпиталей, санаториев, пансионатов, домов отдыха, парков, садов, стадионов, выставок в городах и поселках городского типа регламентируется значениями средней горизонтальной освещенности на уровне покрытия, приведенными в табл. 18.3.

Таблица 18.2. Средняя яркость покрытий проезжей части улиц, дорог и площадей в зависимости от интенсивности движения транспорта

Категория улиц, дорог и площадей	Наибольшая часовая интенсивность движения в обоих направлениях, единиц/ч	Средняя яркость, кд/м²
А	Более 3000	1,6
	1000—3000	1,2
	500—1000	0,8
	Менее 500	0,6
Б	Более 2000	1
	1000—2000	0,8
	500—1000	0,6
	Менее 500	0,4
В	500 и более	0,4
	Менее 500	0,2

Примечание. Средняя яркость покрытия скоростных дорог принимается 1,6 кд/м² независимо от интенсивности движения транспорта.

Таблица 18.3. Средняя горизонтальная освещенность на уровне покрытия

Объект	Средняя горизонтальная освещенность, лк
Непроезжие части площадей категорий А и Б и предзаводские площади	10
Тротуары, отделенные от проезжей части, на улицах:	
категории А	4
категории Б и В	2
Посадочные площадки общественного транспорта на улицах всех категорий	10
Пешеходные мостики	10
Автостоянки на улицах всех категорий	4
Пешеходные туннели днем	100
Пешеходные туннели вечером и ночью	40

Объект	Средняя горизонтальная освещенность, лк
Лестницы пешеходных туннелей вечером и ночью	20
Пешеходные улицы	4
Пешеходные дорожки бульваров и скверов, примыкающих к улицам:	
категории А	6
категории Б	4
категории В	2
Территории микрорайонов	
Пешеходные аллеи и дороги	4
Внутренние, служебно-хозяйственные и пожарные проезды, тротуары-подъезды	2
Автостоянки, хозяйственные площадки и площадки при мусоросборниках	2
Прогулочные дорожки	1
Детские ясли-сады, общеобразовательные школы и школы-интернаты	
Игровые и физкультурные площадки	10
Площадки для подвижных игр зоны отдыха	10
Проезды и проходы к корпусам и площадкам	4
Больницы и госпитали	
Площадки въезда на территорию, зоны приемного отделения	6
Проезды и проходы к лечебным корпусам	4
Прогулочные дорожки и площадки	4
Площадки зоны отдыха	6
Санатории, пансионаты, дома отдыха	
Площадки въезда на территорию	6
Проезды и проходы к спальным корпусам, столовым, кинотеатрам и другим зданиям	4
Аллеи парковой зоны:	
центральные	4
боковые	2
Площадки:	
зоны тихого отдыха и культурно-массового обслуживания (массового отдыха, перед открытыми эстрадами и т. п.)	10
для настольных игр, открытые читальни	10

Примечания. 1. Норма распространяется также на освещенность тротуаров, примыкающих к проезжей части улиц категорий Б и В с переходными и простейшими типами покрытий. 2. Уровни освещенности на столах для чтения и настольных игр применяются по действующим нормам для закрытых помещений.

Средняя горизонтальная освещенность на уровне поверхности обособленного трамвайного пути 4 лк. Уровень освещения трамвайных путей, расположенных на проезжей части улиц, должен соответствовать уровню освещения улицы. Средняя горизонтальная освещенность проезжей части городских транспортных тоннелей должна быть не ниже значений, указанных в табл. 18.4.

Показатель ослепленности для осветительных установок улиц, дорог и транспортных зон площадей категорий А и Б не должен превышать 150. Для осветительных установок улиц и дорог категорий В, а также осветительных установок, уровень освещения которых регламентируется нормами средней освещенности (табл. 18.5), наименьшую высоту расположения светильников по условиям ограничения ослепленности принимают по табл. 18.6.

Таблица 18.4. Средняя горизонтальная освещенность проезжей части городских транспортных тоннелей на уровне дорожного покрытия, лк

Режим освещения	Расстояние от начала въездного портала, м					
	5	25	50	75	100	125 и более
Дневной:						
тоннели длиной до 100 м	1000	750	500	200	60	—
тоннели более 100 м	1000	750	500	300	150	60
Вечерний и ночной	60	60	60	60	60	60

Примечание. В тоннелях с прямолинейной трассой длиной до 60 м искусственное освещение проектируют с учетом его использования только в темное время суток.

Таблица 18.5. Норма средней освещенности мест массового отдыха, лк

Объекты	Общегородские парки	Рыбоцкие сады	Стадионы	Выставки
Главные входы	6	4	10	10
Вспомогательные входы	2	1	6	6
Центральные аллеи	4	2	6	10
Боковые аллеи	2	1	4	6
Площадки массового отдыха перед входами: в театры, кинотеатры, выставочные павильоны и на открытые эстрады; площадки для настольных игр	10	10	—	20
Зоны отдыха на территориях выставок	—	—	—	10

Таблица 18.6. Наименьшая высота расположения светильников по условиям ограничения ослепленности

Максимальный световой поток лампы одного светильника, лм	Наименьшая высота установки, м: лампы накаливания	Наименьшая высота установки, м: газоразрядных источников света
Полуширокое светораспределение:		
менее 5000	6,5	7
5000—10 000	7	7,5
10 000—20 000	7,5	8
20 000—30 000	—	9
30 000—40 000	—	10
более 40 000	—	11,5
Широкое светораспределение:		
менее 5000	7	7,5
5000—10 000	8	8,5
10 000—20 000	9	9,5
20 000—30 000	—	10,5
30 000—40 000	—	11,5
более 40 000	—	13

Примечание. Встраиваемые светильники рассеянного света устанавливают на высоте не менее 3 м при световом потоке источника света до 6000 лм и на высоте не менее 4 м при световом потоке источника света более 6000 лм.

18.2. Источники света и светильники уличного освещения

Для наружного освещения рекомендуется применять источники света следующих мощностей: лампы накаливания до 500 Вт (табл. 18.7), лампы типа ДРЛ до 250 Вт (табл. 18.8), люминесцентные лампы до 80 Вт (табл. 18.9), дуговые лампы с подвидами типа ДРИ до 1000 Вт, дуговые натриевые лампы ДНаТ до 400 Вт (табл. 18.10) и натриевые лампы ДНАО до 140 Вт. Для освещения аллей, тротуаров-подъездов, игровых и спортивных площадок рекомендуется использовать следующие газоразрядные источники света: а) лампы типа ДРЛ, имеющие 6% и более красной составляющей; б) люминесцентные лампы типа ЛБ и ЛТБ.

Схемы включения газоразрядных ламп, обеспечивающие их надежное зажигание при отрицательных температурах, должны быть максимально простыми и удобными при обслуживании. Для ламп типа ДРЛ следует применять дроссельную схему (табл. 18.11) с включением на фазное напряжение сети 220 В без каких-либо дополнительных повышающих напряжение устройств, а для люминесцентных — бесстартерные схемы включения (табл. 18.12) с исполь-

Таблица 18.7. Осветительные лампы накаливания со сроком службы 1000 ч

Тип лампы	Тип цоколя	Мощность, Вт	Световой поток, лм	Световая отдача, лм/Вт	Высота светового центра, мм
НГ-220-100	Р-27-1	100	1240	12.4	90±4
НГ-220-150	Р-27-1	150	1900	12,7	130±4
НГ-220-200	Р-27-1	200	2700	13,5	153±5
НГ-220-300	Р-40-1	300	4350	14.5	180±6
НГ-220-500	Р-40-1	500	8100	16.2	180±6
НГ-220-750	Р-40-1	750	13 100	17,5	225±8
НГ-220-1000	Р-40-2	1000	18 200	18.2	225±8
НГ-220-1500	Р-40-2	1500	28 000	18,7	250±9

Таблица 18.8. Основные параметры ламп ДРЛ со сроком службы 10 000 ч

Параметры	ДРЛ-80	ДРЛ-125	ДРЛ-250	ДРЛ-400	ДРЛ-700	ДРЛ-1000
Номинальная мощность, Вт	80	125	250	400	700	1000
Номинальный ток, А	0,8	0,15	2	3,2	5,6	8
Напряжение, В	115—140	125—140	140—150	140—150	140—150	140—150
Наибольший пусковой ток, А	1,8	2,5	4,5	6,5	12	18
Номинальный световой поток, лм	2800	4800	10 000	10 000	33 000	50 000
Световая отдача, лм/Вт	35	38,5	40	45	47	50
Диаметр, мм	77	77	92	120	140	165
Длина, мм	157	177	230	285	310	360

Таблица 18.9. Основные характеристики люминесцентных ламп типа ЛБ со сроком службы 5000 ч

Параметры	ЛБ-20	ЛБ-40	ЛБ-80	ЛБ-125
Номинальное напряжение, В	127	220	220	220
Номинальный рабочий ток, А	0.35	0,41	0,82	1,25
Световой поток лампы, лм	980	2480	4320	6500
Световая отдача, лм/Вт	49	62	54	52
Длина лампы, мм	604	1214	1515	1515

Таблица 18.10. Основные параметры натриевых ламп ДРИ и ДНаТ

Параметр	Мощность ДРИ, Вт				Мощность ДНаТ, Вт	
	250	400	700	1000	250	400
Напряжение на лампе, В	125	115	120	130	100	100
Рабочий ток, А	2,15	3,25	6,5	8,55	3,1	4,6
Пусковой ток, А	4,3	7,15	13,3	17,15	4,5	7,15
Световой поток, лм	18 700	32 000	59 500	90 000	21 000	36 000

Таблица 18.11. Основные параметры дросселей для ламп ДРЛ

Параметры	Тип дросселя					
	ДБ-80	ДБ-125	ДБ-250	ДБ-400	ДБ-700	ДБ-1000
Номинальное напряжение, В	220	220	220	220	220	220
Коэффициент мощности дросселя ДБ с лампой	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Емкость, необходимая для компенсации реактивной мощности, мкФ	6	10	20	32	60	80
Пусковой ток при напряжении сети 242 В, А	1,7	2,4	4,5	7,2	12	18

Таблица 18.12. Основные параметры бесстартерных аппаратов для люминесцентных ламп при напряжении сети 220 В

Тип аппарата	Число ламп, подключенных к аппарату, шт.	Ток, А	Мощность, Вт	Напряжение холостого хода при напряжении 198 В	$t_{мин}$, при которой зажигается лампа, °С	Габаритные размеры аппарата, мм	Масса, кг
БЛ1-80	1	0,6	95	300	—25	205×80×75	4,3
БЛ2-80	2	1	170	450	—35	205×80×75	4,3
БЛ2-80А	2	1,55	182	470	—35	245×75×90	6,2
1ПРА-80	1	0,6	96	430	—35	310×95×110	6
2ПРА-80	2	1,05	180	500	—35	325×95×110	6,5
БЛЗ-40	3	0,8	144	770	—35	280×110×110	5,2
БЛЗ-40НР	3	1,95	155	630	—35	255×85×75	4,9

зованием автотрансформаторов с повышенным магнитным рассеянием.

Виды неисправностей, возникающих в установках с люминесцентными лампами, их причины и способы устранения приведены в табл. 18.13.

Таблица 18.13. Виды и причины неисправностей люминесцентных ламп и способы их устранения

Вид неисправности	Причина неисправности	Способ устранения
Лампа не зажигается, на концах лампы нет свечения	Прервана цепь тока (плохой контакт или обрыв в цепи патрона или ПРА); недостаточное напряжение сети; неисправен стартер; неисправна лампа; неисправен ПРА	Проверка наличия напряжения на вводах в патрон и стартеродержатели в сети; замена лампы; проверка всех соединений в схеме; замена ПРА
Лампа мигает, но не зажигается, имеется свечение только на одном конце лампы	Ошибка в схеме; короткое замыкание в цепи или патроне лампы, короткое замыкание выводов электродов лампы	Лампу вынимают и снова вставляют в светильник, поменяв местами концы лампы. Если светится ранее несветящийся электрод, то лампа исправна. Если замыкания в патроне со стороны несветящегося электрода не обнаружено, следует проверить схему соединений
Лампа не зажигается и не мигает. Свечение имеется на обоих концах	Ошибки в схеме; недостаточное напряжение; короткое замыкание части витков вторичной обмотки накального трансформатора; потеря эмиссии электродов ламп; низкая температура; высокая влажность	Проверка вольтметром напряжения сети; проверка напряжения на катодах и на зажимах лампы
Лампа мигает и не зажигается	Ошибки в схеме; низкое напряжение в сети; потеря эмиссии электродов лампы	Проверка напряжения сети; замена лампы

Вид неисправности	Причина неисправности	Способ устранения
В лампе при включении появляется быстро исчезающее оранжевое свечение. Лампа не зажигается	Неисправна лампа	Замена лампы
Лампа попеременно зажигается и гаснет	Неисправна лампа	То же
Лампа зажигается, но ее яркость ниже яркости других ламп	Неисправен ПРА (мал рабочий ток); неисправна лампа; мало напряжение сети	Замер рабочего тока ПРА; если он меньше нормального, заменить ПРА; при исправном ПРА и нормальном напряжении неисправна лампа; замена лампы
Лампа зажигается, при горении возникает вращение разрядного шнура и проявляются перемещающиеся спиральные и змеевидные полосы	Неисправна лампа, сильные колебания напряжения сети; неплотный контакт; лампу охватывают магнитные силовые линии рассеяния ПРА	Замена лампы; проверка напряжения сети; проверка контактных соединений; замена ПРА
При включении лампы перегорают спирали ее электродов	Неисправен ПРА (нарушена его изоляция)	Замена ПРА

Люминесцентные лампы (ЛЛ). Для зажигания и работы ЛЛ в светильниках уличного освещения применяют, как правило, бесстартерные ПРА в виде автотрансформаторов с повышенным магнитным рассеянием. Схема аппарата на три ЛЛ (рис. 18.1) состоит из автотрансформатора и конденсаторов, один из которых C_1 включен параллельно сетевой обмотке и части вторичной обмотке, другие C_2 и C_3 шунтируют ЛЛ. Конденсатор C_1 служит для повышения напряжения холостого хода ПРА при зажигании ламп и повышения коэффициента мощности ПРА. При подаче напряжения электроды ЛЛ нагреваются специальными обмотками и одновременно на концы последовательно соединенных ламп подается напряжение зажигания. Благодаря наличию шунтирующих конденсаторов C_2 и C_3 напряжение зажигания подается на незашунтированную лампу, которая зажигается. Протекающий через нее ток ограничен

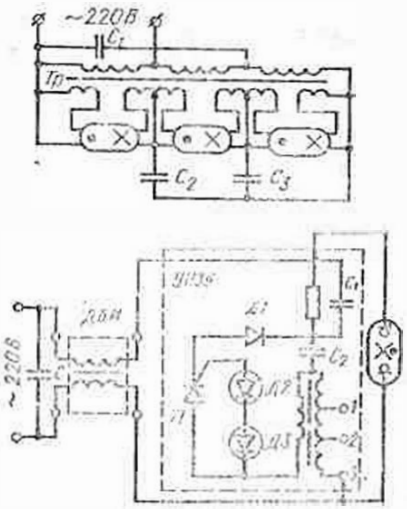
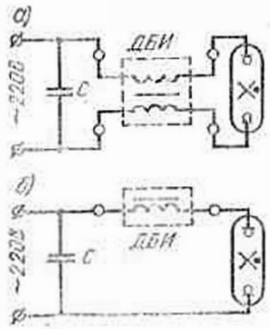


Рис. 18.3. Схема включения ламп ДНаТ и ДРИ с импульсным зажиганием

Рис. 18.1. Схема включения люминесцентных ламп

Рис. 18.2. Схема включения ламп ДРЛ

а — с дросселем с симметричными обмотками; б — с дросселем с несимметричными обмотками



сопротивлением конденсатора C_2 малой емкости, и на этом конденсаторе оказывается напряжение, близкое к напряжению зажигания ПРА. После этого зажигается вторая лампа и затем третья. После зажигания ламп в них устанавливается нормальный дуговой разряд, а напряжение на лампах снижается до нормального рабочего. Для наиболее широко применяемых аппаратов БЛЗХ40 емкость C_1 равна 10 мкФ, а C_2 и C_3 — 0,03—0,05 мкФ.

Лампы ДРЛ. Для работы трех- или четырехэлектродных ламп ДРЛ в светильниках наружного освещения используют наиболее простую схему включения на фазное напряжение 220 В в виде дросселя с симметричными или несимметричными обмотками (дроссель с четырьмя или двумя выводами (рис. 18.2). Для повышения коэффициента мощности светильников используют емкость в виде одного или нескольких конденсаторов. Схема не предусматривает повышения напряжения по сравнению с напряжением сети.

Лампы ДНаТ, ДРИ. Для надежного зажигания ламп в схему включают универсальное импульсное зажигающее устройство (УИЗУ), называемое зажигающим устройством параллельного поджига. Это устройство (рис. 18.3) при включении подает на лампу высоковольтные импульсы. При подаче напряжения конденсатор C_2 заряжается от сети через балластный дроссель, резистор R и вторичную обмотку W_2 импульсного трансформатора $T_р1$; в момент, когда напряжение на конденсаторе C_2 становится равным напряжению открывания последовательно включенных стабилитронов $Д_2$ и $Д_3$, отпирается тиристор Т1 и происходит колебательный перезаряд конденсатора C_2 по цепи: Т1, первичная обмотка W_1 трансформатора $T_р1$. Индуцируемые во вторичной обмотке импульсы напряжения, которые достигают требуемой амплитуды (в зависимости от отвода 1, 2 или 3), обеспечивают зажигание лампы. Для исключения протекания тока через стабилитроны при отрицательной полярности питающего напряжения включается диод $Д_1$. После зажигания лампы УИЗУ перестают генерировать импульсы вследствие того, что напряжение на стабилитронах $Д_2$ и $Д_3$ при горящей лампе ниже напряжения их открывания. В зависимости от положения переключателя УИЗУ может генерировать импульсы напряжением до 5,2 кВ. УИЗУ продолжает работу непрерывно, если лампа не зажигается или выходит из строя.

Светильники. Для освещения улиц, дорог и площадей применяют светильники, предназначенные для уличного освещения. При установке светильников на одной улице, дороге или на одном проезде следует использовать однотипные светильники, опоры и кронштейны. Параметры осветительных установок выбирают в зависимости от нормы средней освещенности и ширины освещаемой полосы, от архитектурных требований и в соответствии с проектными решениями, учитывающими высоту подвеса, угол наклона, расстояния между светильниками, удобство доступа для обслуживания установок с использованием машин и механизмов. В табл. 18.14 приведены данные светильников для наружного освещения, а в табл. 18.15 и 18.16 — схемы и варианты расположения светильников. Рекомендуемое размещение светильников с лампами ДРЛ приведено в табл. 18.17.

Таблица 18.14. Светильники для наружного освещения

Эскиз	Тип светильника	Способ установки	Мощность лампы, Вт	Характер светораспределения
	СПО-200 (светильник подвесной открытый)	Подвесной	100—200	Симметричное среднее
	СПО-1000	»	300—1000	То же

Продолжение табл. 18.14

Эскиз	Тип светильника	Способ установки	Мощность ламп, Вт	Характер светораспределения
	СПП-200 СППР-125 (призматический, открытый)	Подвесной То же	100—200 ДРЛ-80-125 (СППР-125)	Симметричное широкое
	СПО-2-200	»	100—200	То же
	СПП-500	»	300—500	»
	СПЗ-500* СЗПР-250*	»	300—500 ДРЛ-250	»
	СКЗПР-500	Консольный	ДРЛ-250 и 500 (400)	Несимметричное широкое
	СКЗР-2×250	То же	ДРЛ 2×250	То же
	СКЗЛ-3×80 СКЗЛ-2×80	»	ЛБ 3×80 ЛБ 2×80	»

Продолжение табл. 18.14

Эскиз	Тип светильника	Способ установки	Мощность ламп, Вт	Характер светораспределения
	СПЗЛ-3×80 СПЗЛ-2×80	Подвесной	ЛБ 3×80 ЛБ 2×80	Несимметричное широкое
	СПЗЛ-3×40	То же	ЛБ 3×40	То же
	СКЗЛ-3×40	Консольный	ЛБ 3×40	»
	СВЛ-4×40	Венчающий	ЛБ 4×40	»
	М-2	То же	500—750	Рассеянный свет
	М-3	Подвесной	200—750	То же

* Светильники зеркально призматические выпускаются серий С8П-500Ц, С3П-500Ц, С3П-500П с несимметричным широким и 03П-500С с симметричным широким светораспределением, которые допускают установку ламп накаливания мощностью 300—500 Вт, а также С3ПР-250Б, С3ПР-250П, С3ПР-250Ц с несимметричным широким и С3ПР-250С с симметричным широким светораспределением для ДРЛ мощностью 125—250 Вт.

Таблица 18.15. Схемы расположения светильников уличного освещения

Схема	Наименование схемы	Способ установки светильников	Ширина проезжей части, м	Высота подвеса светильника, м
	Односторонняя	На опорах с одной стороны проезжей части	12	12
	Осевая	На тросах по оси проезжей части	18	9
	Двухрядная шахматная	На опорах с двух сторон проезжей части в шахматном порядке	24	12
	То же, по оси улицы	На опорах, установленных на разделительной полосе	24	12
	Двухрядная прямоугольная	На опорах с двух сторон проезжей части в прямоугольном порядке	48	12
	Двухрядная шахматная по осям движения	На тросах по осям движения в шахматном порядке	36	9
	Двухрядная прямоугольная по осям движения	То же, в прямоугольном порядке	60	10

Продолжение табл. 18.15

Схема	Наименование схемы	Способ установки светильников	Ширина проезжей части, м	Высота подвеса светильника, м
	Трехрядная прямоугольная	На опорах с двух сторон проезжей части; третий ряд размещается на тросах по оси улицы	80	10
	Четырехрядная прямоугольная	На опорах с двух сторон проезжей части, а третий и четвертый ряды размещаются на опорах, установленных на разделительной полосе	80	10

Прожекторы. Промышленностью выпускаются прожекторы для освещения фасадов зданий серии ПФС с набором разных рассеивателей, с серебряными отражателями диаметром 350—600 мм. В прожекторах применяют специальные (с фокусирующими цоколями) прожекторные лампы мощностью 300—3000 Вт, основные параметры которых приведены в табл. 18.18. На базе прожекторов ПФС разработана серия прожекторов ПФР с применением ртутно-кварцевой лампы сверхвысокого давления типа ДРШ-500. Выпускается также серия двух типов прожекторов ПКН-1000 и ПКН-1500 с применением соответственно ламп типа КИ-220-1000-6 1000 Вт и КИ-220-1500 1500 Вт, с углами рассеяния 15 и 35° в вертикальной плоскости каждого из прожекторов. Прожекторы могут поворачиваться в вертикальной плоскости вверх на 90°, вниз на 45°. Основные данные наиболее распространенных прожекторов приведены в табл. 18.19.

18.3. Эксплуатация сетей уличного освещения

Управление уличным освещением. Схему управления уличным освещением выбирают в зависимости от: а) группы города и категории освещаемых улиц; б) схемы питания электрических сетей уличного освещения; в) числа и месторасположения пунктов питания и их взаимосвязи; г) режима работы освещения (вечернее, ночное) и требований гражданской обороны. В небольших городах и рабочих

Таблица 18.16. Варианты размещения светильников

Ширина улицы, м	Норма освещения	Схема расположения светильников	Мощность лампы, Вт	Высота подвеса, м	Шаг светильников, м
		Светильник СПО-200			
6	0,2 лк	Односторонняя	100	6—7,5	30
9	0,2 »	Односторонняя и осевая	100	6—7,5	25; 34
15	0,2 »	Двухрядная и прямоугольная	100	6—7,5	40
12	0,2 »	Двухрядная шахматная осевая	100	6—7,5	50; 30
6	0,1 кд/м²	Односторонняя и осевая	200	7,5	35; 42
12	0,1 »	Двухрядная шахматная осевая	150—200	7,5	45; 35
18	0,1 »	Двухрядная прямоугольная	150	7,5	35
24	0,1 »	Двухрядная прямоугольная	150	7,5	40
24	0,1 »	Двухрядная шахматная по осям движения	200	7,5	40
6; 9; 12	3,5 Вт/м²	Односторонняя	150; 200	6	60
6; 9; 12	5 Вт/м²	Односторонняя	100; 150; 200	6	30
		Светильник СПО-1000			
6	0,2 кд/м²	Односторонняя	300	7,5	30
12	0,2 »	То же, и двухрядная шахматная	300	7,5	32; 50
18	0,2 »	Двухрядная шахматная, осевая	300	7,5; 9	40; 26
24	0,2 »	Двухрядная прямоугольная	300	7,5	35
24	0,2 »	Двухрядная шахматная	300	9	60
24	0,2 »	То же, по осям движения	300	7,5	46
6	0,4 »	Односторонняя осевая	500; 300	7,5	30; 20
12	0,4 »	Двухрядная шахматная, осевая	500	7,5	45; 30
18	0,4 »	То же	500	7,5; 9	35; 24
18	0,4 »	Двухрядная прямоугольная по осям движения	300	7,5	26
24	0,4 »	Двухрядные прямоугольная и шахматная	500	7,5	30
24	0,4 »	Двухрядная прямоугольная по осям движения	500	8	44
6	0,7 »	Односторонняя (два светильника)	2×500	7,5	30
6	0,7 кд/м²	Осевая	500	7,5	22
12	0,7 »	»	750	7,5	28
12	0,7 »	Двухрядные прямоугольная и шахматная	500	7,5	25
12	0,7 »	Двухрядные прямоугольная и шахматная по осям движения	500	7,5	34
18	0,7 »	Двухрядная шахматная (два светильника)	2×500	7,5	40
18	0,7 »	То же, прямоугольная по осям движения	500	7,5	30
18	0,7 »	Двухрядная прямоугольная	1000	9	30
24	0,7 »	То же, по осям движения	500	7,5	25
24	0,7 »	Двухрядная шахматная и прямоугольная	2×500	7,5	35
		Светильник СПП-200			
6	0,2 лк	Односторонняя	100	6—7,5	40
9	0,2 »	То же, и осевая	100	6—7,5	95; 42
12	0,2 »	Двухрядная шахматная и осевая	100	6—7,5	60; 40
15; 18	0,2 »	» шахматная	100	6—7,5	55; 45
6	0,1 кд/м²	Односторонняя и осевая	150	7,5	35; 42
12; 18	0,1 »	Двухрядная шахматная	100; 150	7,5	45; 55
6	0,2 »	Односторонняя (два светильника)	200	9, 7,5	45; 30
12	0,2 »	Двухрядная шахматная и осевая	200	7,5	45; 26
18	0,2 »	» прямоугольная	200	7,5	40
24	0,2 »	То же	200	7,5	35
24	0,2 »	То же, по осям движения	200	7,5	42
30	0,2 »	То же	200	7,5	38
9; 12; 15	5 Вт/м²	Односторонняя	100; 150; 200	6	30
		Светильник СППР-125			
6	0,2 кд/м²	Односторонняя осевая	80	7,5	30; 33
9	0,2 »	То же	125; 80	9; 7,5	35; 30
12	0,2 »	Двухрядная шахматная осевая	80	7,5	50; 29

Продолжение табл. 18.16

Ширина улицы, м	Норма освещения	Схема расположения светильников	Мощность лампы, Вт	Высота подвеса, м	Шаг светильников, м
15	0,2 кд/м²	То же	80; 125	7,5	45; 40
18	0,2 »	»	80; 125	9	48; 35
18	0,2 »	Двухрядная прямоугольная	80	7,5	40
24	0,2 »	То же	80	7,5	35
24	0,2 »	То же, по осям движения	80	7,5	46
12	0,4 »	Двухрядная прямоугольная, осевая	125	7,5	40; 22
15	0,4 »	Двухрядная прямоугольная	125	7,5	35
15	0,4 »	То же, по осям движения	125	7,5	42
18	0,4 »	Двухрядная прямоугольная	125	7,5	30
18	0,4 »	То же, по осям движения	125	7,5	39
24	0,4 »	Двухрядная прямоугольная	125	7,5	25
24	0,4 »	То же, по осям движения	125	7,5	32
		Светильник СПО-2-200			
6; 9	0,1 »	Односторонняя	150; 200	7,5	30; 40
12; 15	0,1 »	Двухрядная шахматная	150	7,5	50; 45
18	0,1 »	» прямоугольная	150	7,5	40
6; 18	0,1 »	Осевая	150	7,5	28; 35
6; 9	0,2 »	Односторонняя (два светильника)	2×200	7,5; 9	40; 35
9; 12	0,2 »	Двухрядная прямоугольная	200	7,5	40; 35
15	0,2 »	» шахматная	150	7,5	45
18	0,2 »	» прямоугольная	150	7,5	40
6; 9	0,2 »	Осевая	200	7,5	25; 23
12	0,2 »	Двухрядная шахматная по осям движения	200	7,5	43
15; 18	0,2 »	Двухрядная прямоугольная по осям движения	200	7,5	41; 39
6; 12	5 Вт/м²	Односторонняя	100	6	30
		Светильник СПП-500			
6; 12	0,2 кд/м²	Односторонняя, осевая	300	7,5	40; 42
12	0,2 »	Двухрядная шахматная	300	9	65
18	0,2 »	Двухрядная шахматная, осевая	300	9	55; 35
18	0,2 »	Двухрядная шахматная по осям движения	300	9	65
24; 30	0,2 »	Двухрядная прямоугольная	300	9	45; 40
6—12	0,4 »	Осевая, односторонняя	500	9	34—30
12	0,4 »	Двухрядная шахматная	500	9	55
18	0,4 »	Осевая, двухрядная шахматная	500	9	32; 50
18	0,4 »	Двухрядная шахматная по осям движения	300	7,5	35
24	0,4 »	То же	300	7,5	32
24	0,4 »	Двухрядная шахматная	500	9	45
24	0,4 »	То же, по осям движения	500	9	56
30	0,4 »	Двухрядная прямоугольная	500	9	35
30	0,4 »	То же, шахматная по осям движения	500	9	50
		Светильник СПЗ-500			
9	0,2 кд/м²	Односторонняя	500	9	45
12; 25	0,2 »	Двухрядная шахматная	300	7,5	50; 45
18; 21	0,2 »	» прямоугольная	300	7,5	40; 35
9	0,4 »	Односторонняя (два светильника)	300	9	25
12	0,4 »	Двухрядная прямоугольная	500	9	40
16	0,4 »	То же (два светильника)	300	9	40
18	0,4 »	Двухрядная прямоугольная	500	9	35
21; 24	0,4 »	То же (два светильника)	300	9	35; 30
30	0,4 »	То же	500	10	45

Продолжение табл. 18.16

Ширина улицы, м	Норма освещения	Схема расположения светильников	Мощность лампы, Вт	Высота подвеса, м	Шаг светильников, м
		Светильник СЗП-500			
6; 12	0,2 кд/м²	Двухрядная шахматная, односторонняя	300	7,5	45; 65
18; 24	0,2 »	Двухрядная шахматная	300	7,5	55; 50
6; 12	0,4 »	Двухрядная шахматная, односторонняя	500; 300	7,5; 9	35; 40
18; 24	0,4 »	Двухрядная прямоугольная	300; 500	7,5; 9	30; 45
6	0,7 »	Односторонняя (два светильника)	2×500	9	40
12	0,7 »	Двухрядная шахматная (два светильника)	2×300	9	45
18	0,7 »	То же, прямоугольная (два светильника)	2×300	9	30
24	0,7 »	Двухрядная шахматная (два светильника)	2×500	9	50

Таблица 18.17. Рекомендуемое размещение светильников с лампами ДРЛ

Ширина улицы, м	Норма освещения, кд/м²	Схема расположения светильников	Мощность лампы, Вт	Высота подвеса, м	Шаг светильников, м
		Светильник СЗПР-250			
6	0,4	Односторонняя	250	9	25
12; 18; 24	0,4	Двухрядная прямоугольная	250	9	45; 40; 35
6	0,7	Односторонняя (два светильника)	2×250	10	30
12	0,7	Двухрядная прямоугольная	250	9	25
12	0,7	Двухрядная шахматная (два светильника)	2×250	10	50
18	0,7	То же, прямоугольная (два светильника)	2×250	10	45
24	0,7	То же (два светильника)	2×250	10	40
		Светильник СКЗПР-500			
6; 12	0,4	Односторонняя	250	9	35
18; 24	0,4	Шахматная	250	9	60; 50
30; 36	0,4	Двухрядная прямоугольная	250	9	45; 35
42; 48	0,4	То же	400	11	55; 50
6; 12	0,7	Односторонняя	400	11	35
18; 24	0,7	Двухрядная прямоугольная	400	11	55; 50
18; 24	0,7	То же	250	9	30; 35
30	0,7	»	400; 250	11; 9	40; 25
36	0,7	»	400	11	35
42	0,7	» (два светильника)	2×400	13	65
42	0,7	Двухрядная прямоугольная	400	11	30
48	0,7	То же (два светильника)	2×400	13	55
48	0,7	То же	400	11	30
6	1	Односторонняя	400	11	25
12; 24	1	Двухрядная прямоугольная	400	11	40; 35
30	1	То же	400	11	30; 35
36	1	То же (два светильника)	400	12	50
42	1	То же	2×400	12	40; 45

Таблица 18.18. Основные параметры прожекторных ламп накаливания

Тип лампы	Напряжение, В	Мощность, Вт	Световой поток, лм	Срок службы, ч	Положение лампы и допустимое отклонение, град., не более
ПЖ13	110	500	10 500	100	Вертикальное 15°
ПЖ14 и ПЖ43	110	1000	22 200	100	То же
ПЖ20	220	500	9800	100	»
ПЖ21 и ПЖ44	220	1000	21 000	100	»
ПЖ50	220	300	4900	100	Горизонтальное 30°
ПЖ5-1	220	500	8500	400	То же
ПЖ52	220	1000	17 000	400	»

Продолжение табл. 18.18

Тип лампы	Напряжение, В	Мощность, Вт	Световой поток, лм	Срок службы, ч	Положение лампы и допустимое отклонение, град., не более
ПЖ15 и ПЖ34	110	1500	34 500	100	Вертикальное 15°
ПЖ16 и ПЖ35	110	2000	47 400	100	То же
ПЖ17	110	3000	72 300	100	»
ПЖ31	110	3500	94 500	50	»
ПЖ18	110	5000	127 500	100	»
ПЖ19	110	10 000	280 000	100	»
ПЖ33	120	2000	47 400	50	Вертикальное 30°
ПЖ53	220	3000	58 300	400	» 45°

Таблица 18.19. Основные данные прожекторов

Тип	Мощность, Вт	Напряжение, В	Сила света, кд	Отражатель	Патрон	Угол наклона в вертикальной плоскости, град
ПЭС-45	1000	110; 127; 220	200 000	Стеклянный посеребренный	Фарфоровый (цоколь Р-40)	Вверх 80 вниз 45
ПЗС-35	500	110; 127; 220	130 000	То же	То же	Вверх 85 вниз 45
ПСМ-50-1	500	110; 127; 220	85 000	Стальной хромированный	»	Вверх 85 вниз 45
ПЗ-24	150	110; 127; 220	50 000	То же	Металлический (цоколь Р-27)	Вверх 80 вниз 60

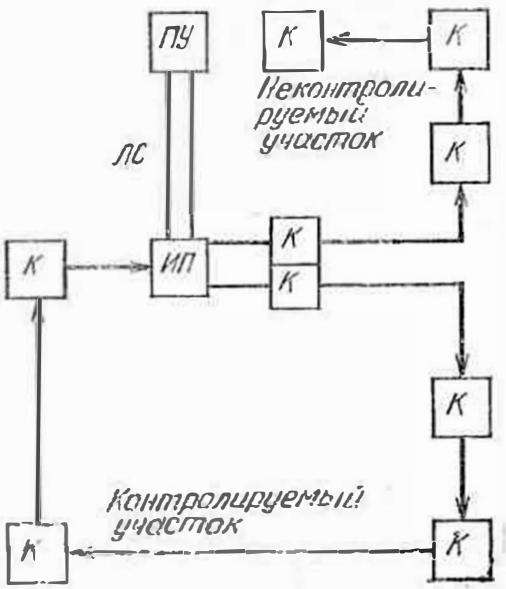


Рис. 18.4. Схема управления уличным освещением при помощи телеустановки типа УТУ-IV-10

ПУ — пульт управления; *ЛС* — линия связи; *ИП* — исполнительный пункт; *К* — контактор (магнитный пускатель)

поселках применяют схемы дистанционного управления с каскадным включением пунктов питания. В городах I и II групп используют централизованное телемеханическое управление (рис. 18.4). При телемеханизации управления сетями уличного освещения городов применяют установки УТУ-I-10 и УТУ-IV-10 (табл. 18.20), имеющие большую дальность действия (при кабельной линии связи 20—25 км). Источником питания служит сеть 127/220 В. Устройство надежно работает при колебании питающего напряжения ±10—15%. Потребляемая мощность составляет: для пульта управления 80—90 Вт, для исполнительного пункта — 10—20 Вт.

Телемеханические устройства управления и контроля уличным освещением должны обеспечивать: а) контроль состояния сетей уличного освещения; б) повышение оперативности при ликвидации повреждений; в) снижение расхода электроэнергии на уличное освещение. Кроме того, с внедрением указанных устройств должны уменьшаться затраты на содержание обслуживающего персонала и повышаться оперативность выполнения мероприятий по гражданской обороне. Автоматическое управление уличным освещением осуществляется с помощью автоматов, работающих на основе применения часовых механизмов, фотоэлементов или фотосопротивлений. Из автоматов с часовыми механизмами применяются программные реле времени типа 2РВ и 2РВМ. Реле 2РВ предназначено для автома-

Таблица 18.20. Характеристика установок телемеханического управления

Тип установки	Радиус действия до головного ИП, км	Число ИП, обслуживаемых установкой	Число контролируемых пунктов в каскаде одного ИП	Общее число контролируемых пунктов	Наличие грозозащиты	Число контролируемых отходящих линий (трехфазных) от ИП
УТУ-I-10	7,5—8	10	10	100	Нет	2
УТУ-IV-10	25	10	10	100	Есть	4
УТУ-IV-20	25	20	10	200	»	4
УТУ-IV-30	25	30	10	300	»	4
УТУ-IV-50	25	50	10	500	»	4

Примечание. В обозначении телеустановок: первая буква У — установка; Т — телемеханическое; вторая буква У — управление; римская цифра — исполнение; цифра после тире — число исполнительных пунктов (ИП), управляемых установкой.

тического управления, включения и выключения осветительной установки по одной программе, а 2РВМ обеспечивает управление по различным программам двух различных осветительных сетей (рабочего и дежурного). Реле 2РВ может работать при температуре окружающего воздуха от —10 до +50°С, а 2РВМ — от —20 до +50°С. Реле 2РВ может управлять однофазными и трехфазными линиями (до 15 А); реле 2РВМ — двумя однофазными линиями (до 10 А каждая) по одной в цепи первой и второй программ или четырьмя однофазными линиями до 5 А каждая. Более мощные ос-

Таблица 18.21. Номинальный ток магнитных пускателей

Тип пускателя	Величина пускателя	Номинальный ток, А	Тип	Величина пускателя	Номинальный ток, А
Открытое исполнение			Защищенное исполнение		
ПМЕ-111	I	15	ПМЕ-121	I	13,5
ПМЕ-112	I	15	ПМЕ-122	I	13,5
ПМЕ-211	II	25	ПМЕ-221	II	23
ПМЕ-212	II	25	ПМЕ-222	II	23
ПА-311	III	40	ПА-321	III	36
ПА-312	III	40	ПА-322	III	36
ПА-411	IV	63	ПА-421	IV	56
ПА-412	IV	63	ПА-422	IV	56
ПА-511	V	110	ПА-521	V	106
ПА-512	V	110	ПА-522	V	110
ПА-611	VI	150	ПА-621	VI	140
ПА-612	VI	150	ПА-622	VI	140

ветительные сети подключаются к реле через магнитные пускатели, номинальный ток которых и характеристика катушек приведены в табл. 18.21 и 18.22.

Таблица 18.22. Характеристики катушек магнитных пускателей

Тип пускателя	Величина пускателя	Рабочий ток катушек, А, при различном напряжении, В		
		127	220	380
ПА	III	0,255	0,130	0,087
ПА	IV	0,485	0,280	0,16
ПА	V	0,595	0,355	0,215
ПА	VI	0,895	0,515	0,290

Для централизованного автоматического управления установками наружного освещения, включения и выключения электроустановки в зависимости от уровня естественной освещенности используют полупроводниковые регулируемые выключатели освещения типа ПРО-68-I и ПРО-68-II. Прибор ПРО-68-I представляет собой полупроводниковый фотовыключатель с плавно регулируемой установкой уровня срабатывания. Автомат используется для работ при следующих параметрах окружающего воздуха: температуре от —30 до +50°С, относительной влажности (при температуре +35°С) до 98%.

Напряжение питающей сети, В	127 или 220
Потребляемая мощность, Вт	20
Пределы регулирования срабатывания освещения, лк	5—15
Разность в освещенности при включении и выключении прибора, лк	1,5—2,5

Опоры для сетей уличного освещения. Стойки опор типов С, СК и СПК, изготовленные из предварительно напряженного вибрированного или центрифугированного железобетона, служат для питания светильников от воздушных и кабельных сетей. Парковые и уличные опоры состоят из стойки и кронштейна для подвеса светильника. Кронштейны применяют одно- и двухконсольные для подвески соответственно одного или двух светильников. Стойки по форме поперечного сечения выпускают круглые и восьмигранные с внутренней полостью. Стойки имеют следующие маркировки: а) С-6,0; СК-6,0; СП-6,0 и СПК-6,0 (с кронштейнами КС-2 и КС-1); б) С-7,5; СК-7,5; СП-7,5 и СПК-7,5 (с кронштейнами КС-2 и КС-1).

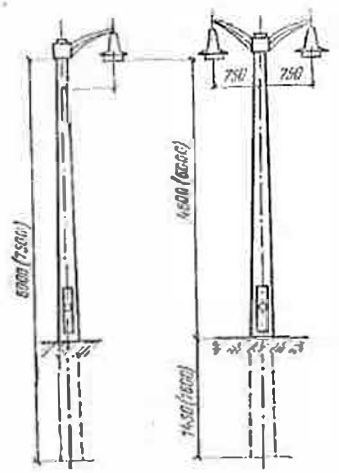


Рис. 18.6. Опора уличного освещения марок С, СК, СПК-6 (7,5)

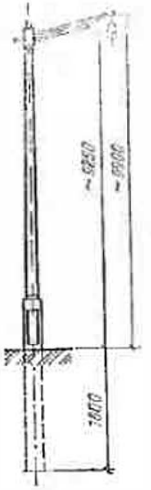


Рис. 18.6. Опора уличного освещения типа М

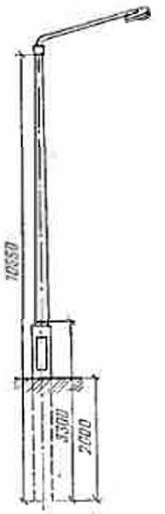


Рис. 18.7. Опора уличного освещения типа О

Обозначение маркировок элементов опор (рис. 18.5): 1) для стоек: С — стойка (в том числе восьмигранное сечение); П — предварительно напряженная струнобетонная; К — круглое сечение; цифра после букв обозначает длину стойки; 2) для кронштейнов: К — кронштейн; С — для светильников; цифра после букв обозначает число светильников. Железобетонные вибрированные опоры типов М (рис. 18.6) и О (рис. 18.7) имеют сечения: восьмигранное (типа М) и круглое (типа О) и полную длину 11 м. Опоры служат для питания светильников от кабельных и воздушных сетей. В табл. 18.23 приведены некоторые характеристики и область применения опор типа О и М. Перечень работ по обслуживанию сетей уличного освещения и их периодичность приведены в табл. 18.24.

Таблица 18.23. Железобетонные опоры типа О и М для линий уличного освещения

Тип опоры	Высота, м	Область применения опоры	Тип светильника	Масса опоры, кг
01	8,5	Для освещения скверов и бульваров	СПО-300 и СПЛР-250	875

Продолжение табл. 18.23

Тип опоры	Высота, м	Область применения опоры	Тип светильника	Масса опоры, кг
02	9,5	Для освещения улиц категорий А, Б, В и внутри кварталовых проездов	СКЗПР-500	970
03	11	Для освещения улиц категорий А, Б, В	СКЗПР-500	1020
04	8,5	Для освещения скверов и бульваров	СВЛ-3×80 и СПЛР-250	390
05	11	Для освещения улиц категорий А, Б и В	СКЗП-500; СПЛ-3×80 и СКЛ-2×125	875
06	12	Для подвески контактных сетей и наружного освещения	Любые	1250
07	12	То же	»	1550
08	12	»	»	2300
09	13	»	СКЗПР-500 и СПЛ-3×80	2190
010	14	»	СКЗПР-500 и СКЛ-2×125	3030
М-1-Б	11	Для наружного освещения улиц категорий А, Б и В	Любые	Объем железобетона 0,44 м³
М-1Б-УК	9,5	То же	Любые	То же, 0,42 м³

Таблица 18.24. Перечень работ по обслуживанию сетей уличного освещения

Наименование работы	Периодичность проведения работ	Краткое содержание работ
Осмотр кабельных подземных трасс и воздушных сетей	1 раз в 3 мес	Осматривают всю трассу линии. Особое внимание обращают на места земляных работ вблизи трассы. В местах выхода кабеля на здание или опору проверяют наличие защиты от механических повреждений и исправность состояния концевых заделок.

Наименование работы	Периодичность проведения работ	Краткое содержание работ
		На ВЛ обращают внимание на наличие обрывов и оплавлений проводов, набросов на провода, на величину стрел провеса, на состояние изоляторов, железобетонных опор и приставок, на касание ветвями деревьев проводов и светильников.
Осмотр кабельных трасс и воздушной сети уличного освещения инженерно-техническим персоналом	1 раз в год	Производят квалифицированную проверку состояния элементов опор и их трасс, а также выполнения мероприятий, предусмотренных планами, контролируют работу персонала, обслуживающего линии
Измерение величины напряжения	То же	В период максимальных нагрузок в сети общего пользования напряжение измеряют в начале и конце линии, а также на основных ответвлениях
Измерение состояния изоляции на кабельных линиях	Не реже 1 раза в 3 года	Мегаомметром (1000 В) производят профилактические испытания изоляции между фазами, а также по отношению к броне кабеля
Измерение величины тока по фазам	2 раза в год и после изменения схем	Определяют асимметрию нагрузки по фазам
Проверка степени загнивания деревянных опор	1 раз в 3 года	Замеры делают в трех разных точках по окружности опоры. Опору бракуют, если загнивание более 3 см по радиусу при диаметре опоры 25 см
Проверка наличия трещин в бетоне железобетонных опор и приставок с выборочным вскрытием грунта	После первых 3 лет эксплуатации и далее 1 раз в 5 лет	Определяют состояние опоры (приставки), отсутствие поперечных или косых трещин, мест обнажения арматуры, отколов бетона

Наименование работы	Периодичность проведения работ	Краткое содержание работ
Окраска фонарей и металлических опор	1 раз в 3 года	Окраску производят стойкими к воздействию окружающей среды красителями по подготовленной (очищенной и загрунтованной) поверхности
Подрезка деревьев на трассе линии	По мере необходимости	Подрезку производят в весеннее и осеннее время года по согласованию с гор(рай)комхозами

ПРИЛОЖЕНИЕ. ТЕРМИНЫ, ПРИНЯТЫЕ В СПРАВОЧНОЙ ЛИТЕРАТУРЕ И ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ПО КАБЕЛЬНЫМ СЕТЯМ

Агрессивная среда (коррозионная среда) — жидкая или газовая среда, которая оказывает существенно заметное разрушительное действие на различные находящиеся в ней материалы. Агрессивной средой могут быть дождевая, речная или морская вода, водные растворы кислот, щелочей и солей, кислоты и щелочи, воздух и другие газы, содержащие кислород, хлор, окислы азота и другие химические вещества.

Адгезия (сцепление) — способность одного материала удерживаться на поверхности другого. Прочность адгезии характеризуется усилием отрыва одного материала от другого.

Бандаж — пояс, образованный из витков проволоки, шпагата и т. п., предназначенный для предохранения от разматывания изоляции или покрова кабеля у места их среза, для закрепления провода заземления, скрепления отдельных деталей муфты.

Влагостойкость — способность материала противостоять проникновению влаги из воздуха или непосредственно воды в определенных условиях (температуры, относительная влажность и удельное давление воздуха).

Влагопроницаемость — способность материала пропускать через себя водяные пары или непосредственно воду.

Внутренняя установка — установка, расположенная внутри отапливаемых и неотапливаемых помещений.

Вязкость (внутреннее трение) — свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению одной части жидкости относительно другой.

Герметичность — непроницаемость стенок и соединений, ограничивающих внутренние объемы аппаратов, машин и устройств (например, кабельной муфты) и предохраняющих их от проникновения внутрь жидкостей или газов.

Гильза соединительная — алюминиевый или медный полый цилиндр, предназначенный для соединения в нем пайкой или иным путем двух жил кабелей.

Заделка концевая — концевая кабельная муфта, образуемая на месте монтажа из материалов, без корпуса заводского изготовления.