



Учебник



Профессиональное
образование

Энергетика

Ю.Д. Сибикин

Техническое
обслуживание,
ремонт электро-
оборудования
и сетей
промышленных
предприятий

В двух книгах

Книга 2

8263
РВЧ

ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

Ю. Д. СИБИКИН

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ, РЕМОНТ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И СЕТЕЙ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

УЧЕБНИК

В двух книгах

Книга 2

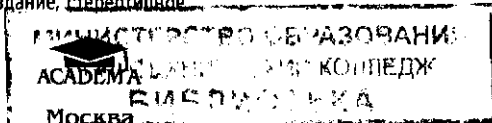
98236

Рекомендовано

*Федеральным государственным учреждением
«Федеральный институт развития образования»
в качестве учебника для использования в учебном процессе
образовательных учреждений, реализующих программы
начального профессионального образования*

Регистрационный номер рецензии 337 от 16 июня 2009 г. ФГУ «ФИРО»

9-е издание, стереотипное



Издательский центр «Академия»

2014

УДК 621.3.004.5(075.32)
ББК 31.2-08я722
С341

Рецензенты:

ректор Института повышения квалификации энергетиков «ВИПКЭНЕРГО»,
д-р техн. наук, проф. *О. А. Терешко*;
преподаватель ГОУ СПО Политехнического колледжа № 31 *А. В. Милуков*

Сибикин Ю. Д.

98236

С341 Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий. В 2 кн. Кн. 2 : учебник для студ. учреждений сред. проф. образования / Ю. Д. Сибикин. — 9-е изд., стер. — М. : Издательский центр «Академия», 2014. — 256 с.

ISBN 978-5-4468-1386-5 (кн. 2)

ISBN 978-5-4468-1384-1

Учебник состоит из двух книг. В книге 1 приведены общие сведения о материалах, инструментах приспособлениях и механизмах, используемых электромонтерами по ремонту и обслуживанию энергооборудования и сетей промышленных предприятий. В книге 2 даны технические характеристики основных видов обслуживаемого оборудования, воздушных и кабельных линий, электроосветительных установок и цеховых электросетей. Рассмотрены вопросы технического обслуживания и ремонта электроустановок.

Учебник может быть использован при освоении профессионального модуля ПМ.01 «Сборка, монтаж, регулировка и ремонт узлов и механизмов оборудования, агрегатов, машин, станков и другого электрооборудования промышленных организаций» (МДК.01.02) по профессии «Электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования (по отраслям)».

Для студентов учреждений среднего профессионального образования.

УДК 621.3.004.5(075.32)

ББК 31.2-08я722

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ
И НАУКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

*Оригинал-макет данного издания является собственностью
Издательского центра «Академия», и его воспроизведение любым способом
без согласия правообладателя запрещается*

ISBN 978-5-4468-1386-5 (кн. 2)
ISBN 978-5-4468-1384-1

© Сибикин Ю. Д., 2007
© Образовательно-издательский центр
«Академия», 2007
© Оформление. Издательский центр
«Академия», 2007

ГЛАВА 11

ЭЛЕКТРОПРОВОДКИ

11.1. Виды электропроводок

Совокупность проводов и кабелей с относящимися к ним креплением, поддерживающими защитными конструкциями и деталями, называют *электропроводкой*. Согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) электропроводками считаются силовые, осветительные и вторичные цепи напряжением до 1 000 В переменного и постоянного тока, выполненные внутри зданий и сооружений, на наружных стенах, на территориях микрорайонов, учреждений, предприятий, дворов, на строительных площадках с применением изолированных установочных проводов всех сечений, а также небронированных силовых кабелей в резиновой или пластмассовой оболочке с площадью сечения фазных жил до 16 мм² (при площади сечения более 16 мм² такие цепи называются кабельными линиями).

Электропроводку, проложенную по поверхности стен, потолков, ферм и других строительных элементов зданий и сооружений, называют *открытой*.

Электропроводку, проложенную внутри конструктивных элементов зданий и сооружений (в стенах, полах, фундаментах, перекрытиях, за непроходными подвесными потолками и т.п.), а также по перекрытиям в подготовке пола или непосредственно под съемным полом, называют *скрытой*.

Электропроводку, проложенную по наружным стенам зданий и сооружений, под навесами, а также на опорах между зданиями (не более четырех пролетов длиной 25 м каждый) вне улиц, дорог, называют *наружной*. Она может быть открытой и скрытой.

Стальную проволоку, натянутую вплотную к поверхности стены или потолка и предназначенную для крепления к ней проводов, кабелей или их пучков, называют *струной*.

Металлическую полосу, закрепленную вплотную к поверхности стены или потолка и предназначенную для крепления к ней проводов, кабелей или их пучков, называют *полосой*.

Натянутую в воздухе проволоку (или стальной канат), используемую для подвешивания к ней проводов, кабелей или их пучков, называют *тросом*. Трос является несущим элементом электропроводки.

Полую закрытую конструкцию, предназначенную для прокладки в ней проводов и кабелей, называют *коробом*. Он защищает от механических повреждений проложенные в нем провода и кабели.

Короба могут быть глухими или с открываемыми крышками, со сплошными или перфорированными стенками и крышками. Глухие короба имеют только сплошные стенки. Короба можно применять в помещениях и наружных установках.

Открытую конструкцию, предназначенную для прокладки в ней проводов и кабелей, называют *лотком*. Лоток не защищает от внешних механических повреждений проложенные в нем провода и кабели. Лотки изготовляют из несгораемых материалов. Они могут быть сплошными, перфорированными или решетчатыми; их применяют в помещениях и наружных установках.

Электропроводки осветительных и силовых сетей выполняют незащищенными изолированными проводами, защищенными проводами и кабелями, длительно допустимый ток которых указан в табл. 11.1 и 11.2.

Таблица 11.1

**Длительно допустимый ток проводов и кабелей
с алюминиевыми жилами**

Площадь сечения токопроводящей жилы, мм ²	Длительно допустимый ток, А				
	проводов с резиновой или полихлорвиниловой изоляцией, проложенных			кабелей с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, проложенных	
	открыто	в одной трубе			
		Два одно-жильных	Три одно-жильных	по воздуху	в земле
2,5	24	20	19	—	—
4	32	28	28	27	38
6	39	36	32	35	46
10	55	50	47	45	65
16	80	60	60	60	90
25	105	85	80	75	115
35	130	100	95	95	135
50	165	140	130	110	165
70	210	175	165	140	200
95	255	215	200	165	240
120	295	245	220	200	270

Таблица 11.2

Длительно допустимый ток проводов с медными жилами и резиновой изоляцией в металлических защитных оболочках, а также кабелей с медными и алюминиевыми жилами, резиновой изоляцией, в свинцовой полихлорвиниловой и негорючей резиновой оболочках

Площадь сечения токопроводящей жилы, мм ²	Длительно допустимый ток, А, проводов и кабелей, проложенных				
	по воздуху			в земле	
	одно-жильных	двух-жильных	трех-жильных	двух-жильных	трех-жильных
1,5	23	19	19	33	27
2,5	30/23	27/21	25/19	44/34	38/29
4	41/31	38/29	35/27	55/42	49/38
6	50/38	50/38	42/32	70/55	60/46
10	80/60	70/55	55/42	105/80	90/70
16	100/75	90/70	75/60	135/105	115/90
25	140/105	115/90	90/75	175/135	150/115
35	170/130	140/105	120/90	210/160	180/140
50	215/165	175/135	145/110	265/205	225/175
70	270/210	215/165	180/140	320/245	275/210
95	325/250	260/200	220/170	385/295	330/255
120	385/295	300/230	260/200	445/340	385/295
150	440/340	350/270	305/235	505/390	435/335
185	510/395	405/310	350/270	570/440	500/385
240	605/465	—	—	—	—

Примечания: 1. Перед косой чертой — значения тока для медных жил, за чертой — для алюминиевых жил. 2. Токковые нагрузки указаны для кабелей как с заземляющей жилой, так и без нее. 3. Провода используются только для прокладки по воздуху. 4. Значения указаны для температуры почвы 15 °С, температуры воздуха 25 °С.

Незащищенные изолированные провода, наиболее часто используемые в электропроводах, показаны на рис. 7.1 (см. книгу 1).

Защищенные провода марок АПРН, ПРН, ПРГН, ПРВД, АВТ, АВТУ, АВТВ, АВТВУ, АПРФ и ПРФ используют в электропроводах с учетом способа прокладки, характера помещений и условий окружающей среды. Основные технические данные некоторых из указанных проводов приведены в табл. 7.1.

11.2. Технология монтажа открытых электропроводок

Монтаж открытых электропроводок с плоскими проводами АППР, АППВ, ППВ (рис. 11.1) проводят в определенной технологической последовательности. Сначала размечают места установки светильников, выключателей, штепсельных розеток, линий электропроводки, крепления проводов, т.е. точек забивки гвоздей, установки скоб и мест прохода проводов через стены и перекрытия. Разметку начинают от группового щитка.

Места установки светильников на потолке размечают в зависимости от их числа. Если в центре помещения предусмотрен один светильник, то его местоположение определяют натягиванием из противоположных углов крест-накрест двух шнуров. Точку их пересечения на полу отмечают мелом, затем со стремянки с помощью отвеса эту точку переносят на потолок. Если нужно установить два светильника, то на полу отбивают среднюю линию, делят ее на четыре равные части. Разметку переносят на потолок. Светильники устанавливают на расстоянии $1/4$ длины помещения от противоположных стен.

После определения мест установки светильников на стене и потолке с помощью шнура отбивают линию будущей электропроводки. На линии отмечают точки крепления проводов, а также точки сквозных отверстий для прохода проводов через стены и перекрытия. Далее, используя шаблон, намечают места установки ответвительных коробок, штепсельных розеток и выключателей.

Если в кирпичных, бетонных и железобетонных основаниях заранее не были оставлены отверстия, их выполняют электрическим, пневматическим или пиротехническим инструментом (рис. 11.2). Для прохода проводов через негорючие стены используют резиновые или поливинилхлоридные трубки, а через сгораемые — отрезки стальных труб, на оба конца которых надеты изоляционные втулки. Трубку в отверстии в стене заделывают цементным раствором. Изоляционная трубка должна выходить из втулки на 5... 10 мм.

В монтажную зону плоские провода поставляют в бухтах. Перед прокладкой провода разматывают, разрезают на отрезки и выправляют. Для этого один конец провода закрепляют, а сам провод протягивают через специальное приспособление для правки или рукавицу, надетую на руку. Протягивать провод следует очень аккуратно, чтобы не повредить изоляцию. Правку плоских проводов можно производить только при температуре не ниже -15°C .

После правки и отрезания проводов их сматывают в бухточки. Прокладку проводов начинают от ближайшей к групповому щитку ответвительной коробки. По концам провода на длине 75 мм вырезают разделительное основание. У трехжильного провода разрезают также перемычку между второй и третьей жилами (рис.

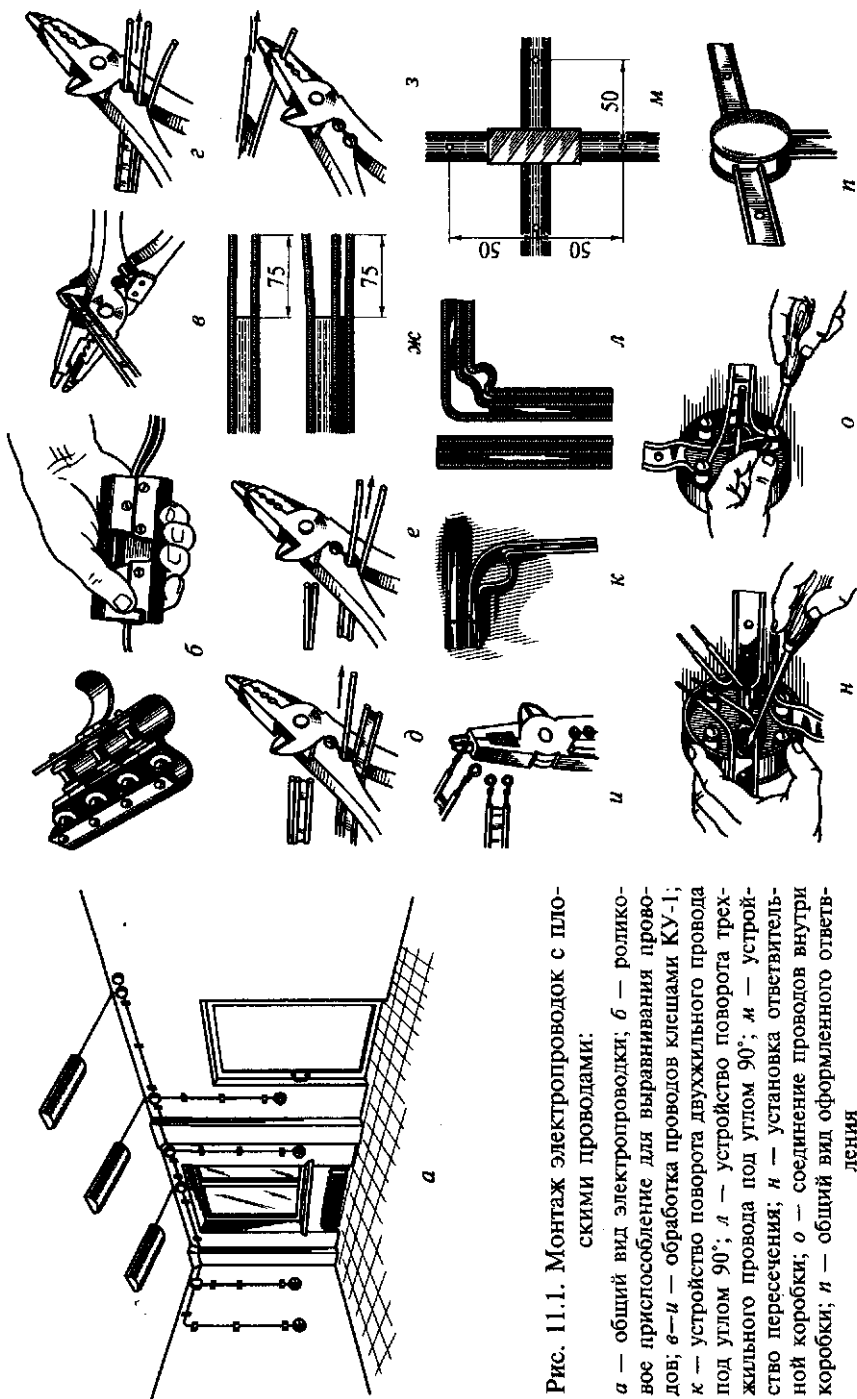


Рис. 11.1. Монтаж электропроводок с плоскими проводами:

а — общий вид электропроводки; б — ролик-вое приспособление для выравнивания проводов; в—г — обработка проводов клещами КУ-1; д — устройство поворота двухжильного провода под углом 90°; е — устройство поворота трехжильного провода под углом 90°; ж — установка ответвления пересечения; и — установка ответвления в коробке; о — соединение проводов внутри коробки; н — общий вид оформленного ответвления

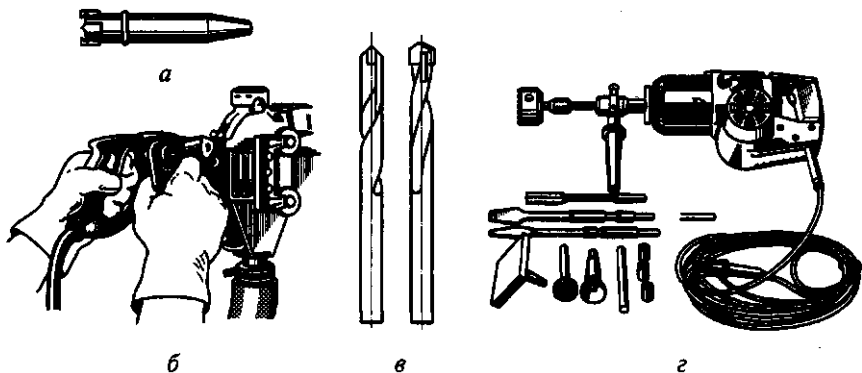


Рис. 11.2. Инструмент, механизмы и приспособления для пробивных работ: а — шлямбур; б — бороздорез; в — бурилки; г — фугальный электрический молоток с набором рабочего инструмента

11.1, ж). Один конец провода закрепляют в коробке и от нее аккуратно укладывают провод на всем прямолинейном участке до места поворота трассы. Другой конец провода тщательно выправляют и укладывают на оставшийся длине участка. После этого провод окончательно закрепляют на всем протяжении трассы. При прокладке плоских проводов с разделительной перегородкой (кроме проводов АППР) по стораемым основаниям под них по всей длине укладывают полосу асбеста толщиной не менее 3 мм, выступающую с обоих краев провода не менее чем на 10 мм.

Плоские провода с разделительным основанием крепят гвоздями, защищая провода от повреждения. Под шляпки гвоздей во влажных неотапливаемых помещениях нужно подкладывать пластмассовые, резиновые или эбонитовые шайбы. Провода без разделительного основания крепят скобами с помощью дюбелей или гвоздей. Расстояние между точками крепления должно быть не более 400 мм. У плоских проводов с разделительным основанием, изгибаемых на ребро (при повороте трассы на 90°), в месте изгиба вырезают основание на длине 40...60 мм (рис. 11.1, к, л).

При разделке плоских проводов часто используют клещи КУ-1 или МБ-241, с помощью которых можно разрезать пленку, выкусывать ее, снимать изоляцию с концов проводов, зачищать жилы и изгибать колечки на концах проводов для контактных винтов (рис. 11.1, в—е).

Следующими операциями электромонтажа являются соединение и ответвление плоских проводов в ответвительных коробках. Эти операции выполняют сваркой, опрессовкой или пайкой с последующей изоляцией полиэтиленовыми колпачками или изолирующей лентой. Провода в цепях штепсельных розеток соединяют непосредственно на контактах розеток (рис. 11.1, о).

Электропроводки с изолированными и защищенными проводами и кабелями, подвешенными к стальному тросу диаметром 3...8 мм, или со специальными проводами АВТ, АВТУ, АВТВ, АВТВУ, которые имеют между тремя или четырьмя свитыми жилами собственный несущий оцинкованный трос, называют *тросовыми электропроводами*.

Этот вид электропроводок является наилучшим для индустриального монтажа. Его применяют в любых окружающих средах, в том числе во взрывоопасных зонах отдельных классов. При длине пролета между подвесками троса 6 или 12 м стрела провеса троса должна быть соответственно 100...150 или 200...250 мм.

Тросовая электропроводка в основном содержит элементы, изготавливаемые на заводах. К торцевым стенам тросы крепят с помощью проходных анкеров либо анкеров, прикрепляемых к сквозным штырям, болтам или дюбелям (рис. 11.3). На конце троса делают петлю и устанавливают тросовый зажим и муфты 8, позволяющие регулировать натяжение троса. Для тросовых электропроводок применяют специальные ответвительные коробки, которые одновременно используют для подвески тросового провода и светильников (рис. 11.3, з). Внутри коробки имеется устройство для крепления троса. Ответвления выполняют без разрезания провода с помощью сжимов. Узлы тросовой проводки монтируют на заводах или в МЭЗ и поставляют на место производства работ в контейнерах.

Для монтажа тросовых электропроводок сначала размечают места крепления анкерных и промежуточных конструкций вдоль помещения по линии расположения светильников или силовых электроприемников, выдерживая расстояния между подвесками, ответвительными коробками и светильниками в соответствии с проектом и эскизами замеров на месте. Далее прикрепляют анкерные и натяжные устройства к основным строительным элементам здания (стенам, фермам и др.), устанавливают подвески для промежуточных креплений и крепят их к нижним поясам ферм, колоннам, перекрытиям, в щелях между уголками ферм или плит перекрытия.

Затем подготавливают отрезки несущего троса, струны и оттяжки, оконцовывают их петлями с использованием гильз и обойм, собирают концевое крепление и отмеряют отрезки проводов для линий электропроводки и питающей магистрали (по чертежам или эскизам замеров). После этого вводят провода в коробки, соединяют концы проводов в коробках или сжимах, крепят их к тросу полосками (при незащищенных проводах через каждые 0,3...0,35 м, при защищенных — через каждые 0,5 м), или перфорированной поливинилхлоридной лентой (через каждые 0,5 м), или подвесками с пластмассовыми клицами на два или четыре провода и обоймами для светильников (через каждые 1,5 м). Полоски, представляющие

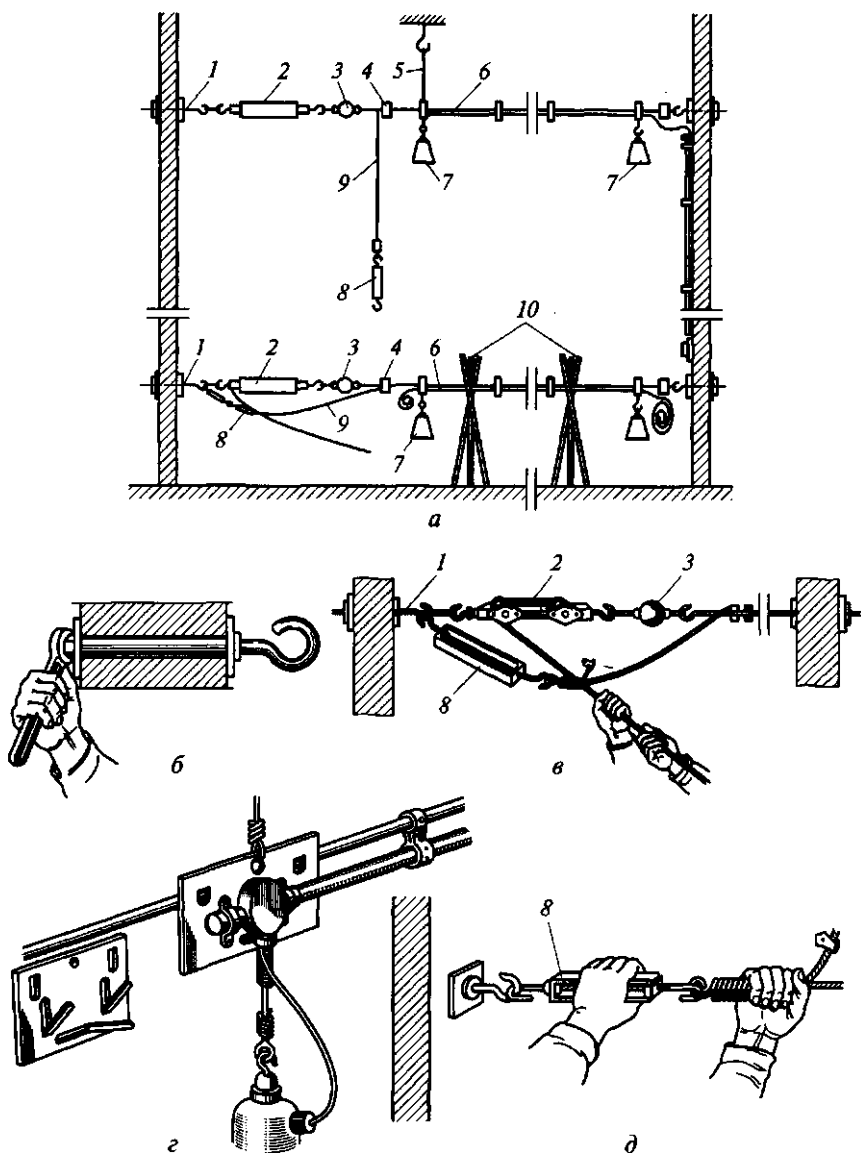


Рис. 11.3. Монтаж тросовой электропроводки небронированными кабелями с резиновой и пластмассовой изоляцией:

а — примерная схема организации работ; *б* — закрепление анкерного устройства; *в* — способ предварительного натяжения троса; *г* — окончательное натяжение троса; *д* — узел подвески светильника; 1 — анкерное устройство; 2 — полиспаст; 3 — динамометр; 4 — клиновый зажим для захвата троса; 5 — вертикальная тросовая подвеска; 6 — плетень тросовой электропроводки; 7 — светильник; 8 — натяжная муфта; 9 — свободный конец несущего троса; 10 — инвентарные подставки

собой мягкие прокладки, должны выступать на 1,5...2 мм с обеих сторон троса.

Завершающими операциями являются прозвонка и маркировка проводов.

Для прокладки заготовленных линий провода разматывают по полу, затем поднимают их на высоту 1,3...1,5 м, выпрямляют и подвешивают светильники. Далее провода поднимают на проектную высоту и закрепляют на анкерном устройстве один конец троса. Соединяют линию с ранее установленными промежуточными подвесками и оттяжками, регулируют стрелу провеса и закрепляют другой конец троса на противоположном анкерном устройстве. Места соприкосновения оголенных участков троса и анкерного устройства смазывают вазелином. Трос на конце линии заземляют в двух точках, присоединяя медные перемычки площадью сечения $2,5 \text{ мм}^2$ к нулевому проводу или шине, соединенной с контуром заземления. Использовать в качестве заземляющего проводника несущий трос запрещается. Мегомметром на напряжение до 1000 В измеряют сопротивление изоляции электропроводки. Оно должно быть не менее 0,5 МОм.

Электропроводки с небронированными защищенными проводами и кабелями с площадью сечения до 16 мм^2 , имеющими резиновую и пластмассовую изоляцию, прокладывают непосредственно по поверхности стен. Такие электропроводки крепят скобами, пружинами (рис. 11.4) или на полосах, лентах и струнах (рис. 11.5), что резко уменьшает трудоемкость дыропробивных работ.

Монтажные перфорированные полосы и ленты шириной 16 и толщиной 0,8 мм, холодно- или горячекатаную ленту шириной 20...30 мм и толщиной 1...1,5 мм используют в качестве несущих конструкций. Ленты и полосы крепят непосредственно к поверх-

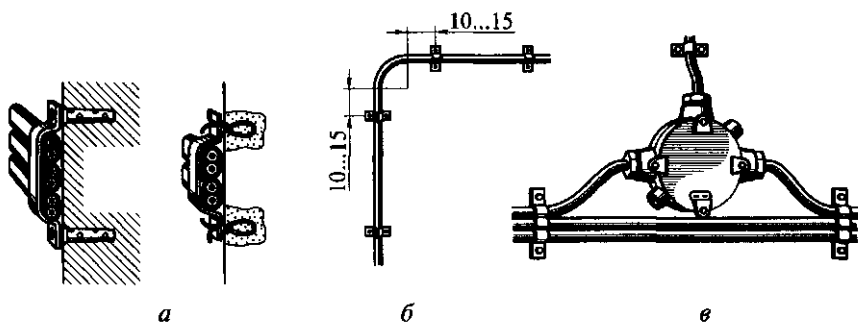


Рис. 11.4. Монтаж электропроводок легкими кабелями с резиновой и пластмассовой изоляцией:

а — способы крепления кабелей; *б* — устройство поворота под углом 90° ; *в* — устройство ответвления при нескольких параллельно проложенных кабелях

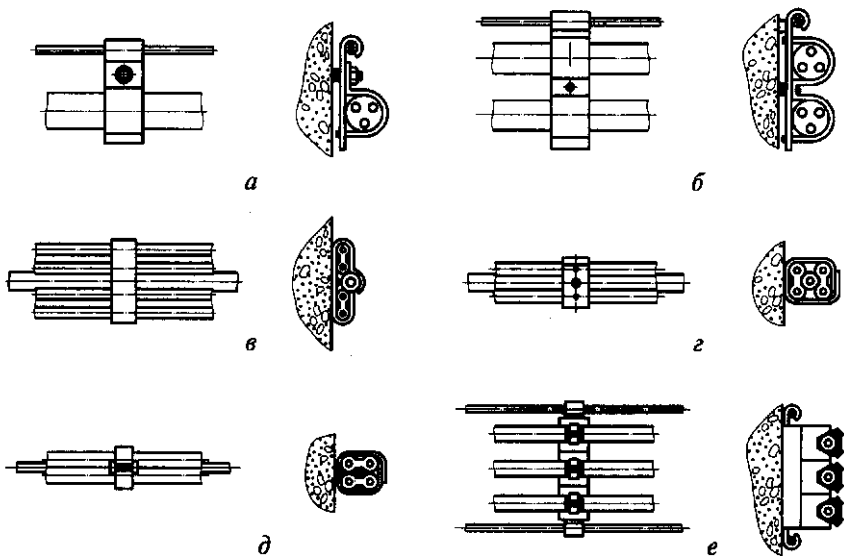


Рис. 11.5. Прокладка кабеля и проводов по стенам с креплением к струнам:
a — подвеской У954; *б* — подвеской У957; *в* — полоской Лоскутова; *г* — лентой К226; *д* — полоской с пружкой ПИ; *е* — полоской с пружкой ПЛ

ности стены. Расстояние между точками крепления должно составлять 0,8... 1 м, а от конца полосы — не более 70 мм. Оцинкованную проволоку диаметром 3... 4 мм, натянутую вплотную к поверхности стены и закрепленную на концах натяжными устройствами, используют в качестве несущей струны.

Защищенные провода АПРФ, ПРФ, ПРФл выпрямляют на верстаке или вручную.

Провода и кабели крепят металлическими или пластмассовыми бандажами на расстоянии 10... 15 мм от мест изгиба трассы и 100 мм от мест их ввода в ответвительные коробки. Расстояние между точками крепления должно составлять 500 мм. Несущие полосы, ленты и струны заземляют так же, как и тросовые проводки. Металлические оболочки проводов АПРФ, ПРФ, ПРФл заземляют у питающих щитков или пунктов гибкой медной перемычкой, припаянной к металлической оболочке провода.

11.3. Технология монтажа скрытых электропроводок

В практике электромонтажных работ широкое распространение получили беструбные скрытые электропроводки. Для прокладки в каналах и пустотах строительных конструкций применяют провода АППВС, ППВС, АППВ, ППВ, АПВ, ПВ, АПН, АПРТО,

ПРТО, а также звонковые с полихлорвиниловой изоляцией; для замоноличиваемой электропроводки — провода АППВС, ППВС, АППВ, ППВ; для прокладки под слоем штукатурки, в бороздах и поверх панелей перекрытий (в плоскости полов) — провода АППВС, ППВС, АПВ, ПВ и АПН.

Скрытую прокладку проводов выполняют с соблюдением следующих требований: провода в тонкостенных перегородках толщиной до 80 мм или под слоем штукатурки должны быть проложены параллельно архитектурно-строительным линиям, расстояние между горизонтально проложенными проводами и плитами перекрытия не должно превышать 150 мм, в строительных конструкциях толщиной более 80 мм провода должны быть проложены по кратчайшим трассам (рис. 11.6).

В кирпичных зданиях, а также в административно-бытовых зданиях из крупных блоков с перегородками, изготовленными из плит небольших размеров, скрытые электропроводки с плоскими проводами выполняют так: в кирпичных и шлакобетонных оштукатуренных стенах — непосредственно под слоем штукатурки;

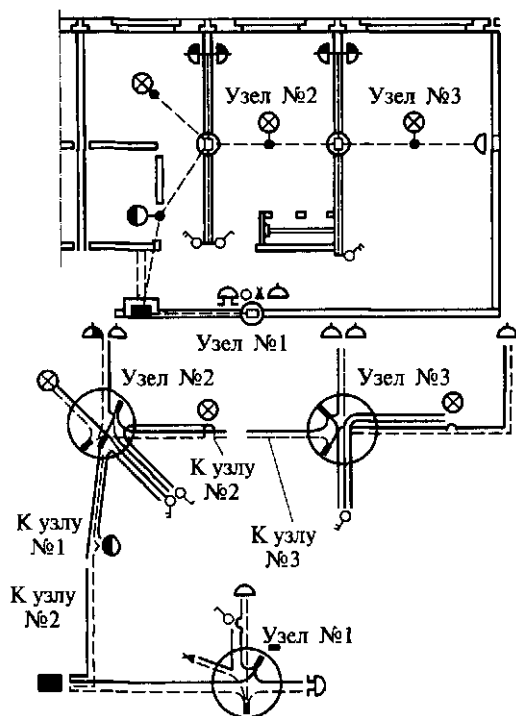


Рис. 11.6. Пример технологической карты на монтаж электропроводки освещения, прокладываемой в каналах строительных конструкций здания

в стенах из крупных бетонных блоков — в швах между блоками, а отдельные участки — в штробах; в гипсобетонных перегородках из отдельных плит — в бороздах; в перекрытиях из сборных многопустотных плит — в пустотах плит или неметаллических трубах, уложенных поверх плит перекрытия в подготовке пола.

К монтажу электропроводок приступают после окончания строительных работ и работ по укладке чистого пола.

Технологические операции монтажа скрытых электропроводок выполняют в определенной последовательности. Сначала размечают трассу электропроводки, места установки ответвительных коробок для выключателей и штепсельных розеток, а также крюков для светильников. Разметку начинают с мест установки щитков, светильников, выключателей и штепсельных розеток. Далее размечают трассы прокладки проводов. Плоские провода в горизонтальном направлении прокладывают на расстоянии 100...150 мм от потолка либо 50...100 мм от балки или карниза. Провода можно укладывать в щели между перегородкой и перекрытием или балкой. Линии к штепсельным розеткам прокладывают на высоте их установки (800 или 300 мм от пола) либо в углу между перегородкой и верхом плиты перекрытия. Спуски и подъемы к выключателям, светильникам выполняют вертикальными. Разметку мест установки светильников осуществляют также, как при монтаже открытой электропроводки с плоскими проводами.

Отверстия в бетоне и кирпиче делают электро- или пневмоинструментом. В гипсобетонных перегородках и кирпичных стенах борозды выполняют механизмом МВБ-2МУ1. Для пробивных работ по кирпичу и бетону используют пневматические рубильные молотки, а для сверления отверстий под ответвительные коробки, штепсельные розетки и выключатели — коронки КГС.

Мерные отрезки плоских проводов заготавливают непосредственно на месте монтажа. По концам проводов вырезают разъединительную пленку на длине 75 мм, а в местах изгиба — 40...60 мм. У трехжильных проводов после вырезки пленки в местах изгиба одну жилу отводят полупетлей внутрь угла. Гвоздями скрытую проводку крепить нельзя. Крепление проводов осуществляют «примораживанием» алебастровым раствором, пластмассовыми скобами, хлопчатобумажной лентой. Далее провода вводят в коробки, делают соединения, ответвления и изолируют их концы.

При прокладке проводов и кабелей в каналах сборных строительных конструкций разметку трасс и мест установки приборов производить не требуется. Перед затягиванием проводов с помощью калибра проверяют пригодность каналов. Диаметр калибра должен быть не менее 0,9 проектного диаметра канала. В местах сопряжения строительных элементов здания не должно быть натеков и острых граней.

Затем проверяют состояние соединительных ниш соседних стеновых панелей. Нишу выполняют полукруглой формы радиусом 70 мм, гнезда для электроустановочных изделий — в виде конусообразных углублений с диаметром основания конуса 72...74 мм при установке изделий без коробок и 85 мм — с коробками. Затягивание проводов в каналы производят в направлении от прибора к коробкам и нишам. Усилие затягивания не должно превышать 20 Н на 1 мм² суммарной площади сечения жил. При диаметре канала 20 мм можно затягивать до пяти проводов, а при 25 мм — до восьми проводов с площадью сечения до 2,5 мм². При ограниченном числе проводов и небольшой длине прямых каналов затягивание производят вручную, а при большом числе проводов — с помощью стальной проволоки, предварительно затянутой в канал, или специального приспособления.

11.4. Технология монтажа электропроводок в лотках и коробах

Использование лотков и коробов при открытой прокладке проводов и кабелей позволяет значительно сократить трудоемкие операции их крепления и обойтись без труб. Такой вид прокладки обеспечивает хорошие условия охлаждения проводов и кабелей, возможность их замены и свободный доступ к ним в процессе эксплуатации.

Лотки для электропроводок выпускают в виде секций длиной 2 м. Ширина сварных секций 200 или 400 мм, перфорированных — 50 или 100 мм. Лотки устанавливают на высоте не менее 2 м от уровня пола или площадки обслуживания. В электротехнических помещениях, обслуживаемых специально обученным персоналом, высота расположения лотков и коробов не нормируется.

Металлические лотки НЛ устанавливают на сборных кабельных конструкциях, элементах строительных и технологических конструкций, кронштейнах и подвесках. Шаг крепления кабелей составляет 250 мм. Все соединения при монтаже выполняют с помощью резьбовых деталей крепления. Для надежного электрического контакта в местах соединения прямых окрашенных лотков их фланцы должны иметь гальваническое покрытие. Электрический контакт вспомогательных элементов с прямыми окрашенными лотками обеспечивается стопорными шайбами либо зачисткой мест контакта.

Стальные одноканальные короба серии У (рис. 11.7) усовершенствованной конструкции допускают увеличенную по сравнению с лотками НЛ нагрузку, обеспечивают прокладку трассы с необходимыми поворотами. Надежная электрическая связь секций короба обеспечивается благодаря соединению элементов болтами.

Операции монтажа электропроводок в лотках и коробах выполняют в определенной технологической последовательности. Сначала разметочным шнуром размечают трассу с фиксацией мест установки опорных и поддерживающих конструкции и точек их крепления к строительным элементам здания. Расстояние между точками крепления лотков принимают равным 2...2,5 м, коробов — не более 3 м. Затем устанавливают или подвешивают опорные конструкции на кронштейнах, консолях, перфорированных полосках или профилях и закрепляют их распорными или пристреливаемыми дюбелями.

Опорные конструкции приваривают к закладным частям и металлическим конструкциям здания либо подвешивают в пролетах цехов на несущих тросах и тросовых подвесках с помощью растяжек. Расстояние от опорной конструкции до трубопровода при их пересечении должно быть не менее 50 мм, а при параллельном следовании — не менее 100 мм. Если по трубопроводу проходит горячая жидкость или газ, указанные минимальные расстояния увеличиваются соответственно до 100 и 250 мм.

После монтажа опорных конструкций из отдельных секций лотков собирают блоки длиной 6...12 м, соединяя их планками на болтах. При прокладке коробов на тросовых подвесках предусматривают уклон в сторону спуска к электроприемникам. Далее подготавливают мерные отрезки проводов, в местах их соединений и на концах снимают изоляцию, прозванивают, скручивают жилы, контролируют правильность соединений, устанавливают коробки или сжимы, собирают провода в пучки, бандажируют, маркируют бирками. В пучке должно быть не более 12 проводов. Наружный диаметр пучка должен составлять 0,1 м, расстояние между банда-

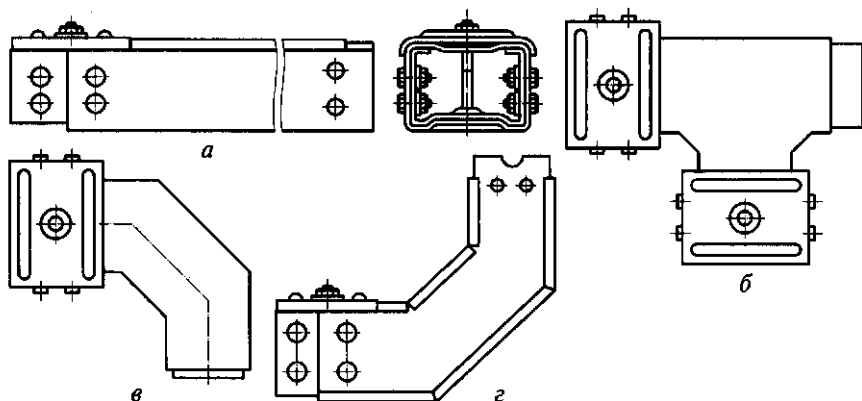


Рис. 11.7. Стальные короба серии Y:

a — прямой; *б* — тройниковый; *в* — угловой для изменения трассы в горизонтальной плоскости; *г* — угловой для изменения трассы в вертикальной плоскости

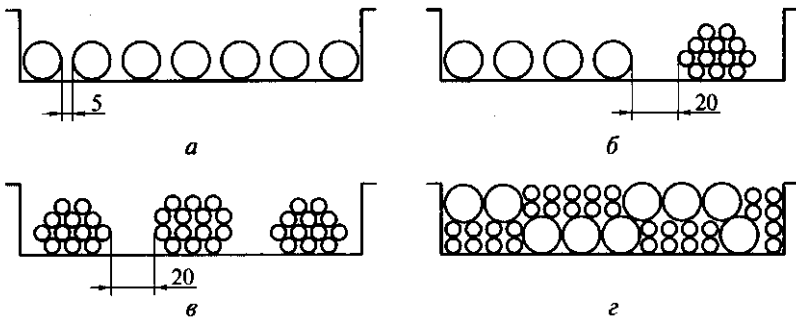


Рис. 11.8. Способы прокладки проводов и кабелей в лотках НЛ:
 а — рядами; б — пучками; в — пакетами; г — многослойная

жами горизонтальных пучков должно быть 4,5 м, вертикальных — не более 1 м.

При прокладке проводов и кабелей в лотках рядами, пучками и пакетами (рис. 11.8, а—в) выдерживают промежутки: при однослойной прокладке — 5 мм в свету, при прокладке пучками и пакетами — 20 мм. При многослойной прокладке (рис. 11.8, г) промежутков между проводами и кабелями не оставляют.

При прокладке проводов и кабелей в коробе высота одного их слоя не должна превышать 0,15 м.

Мерные отрезки, находящиеся на барабанах или в бухтах, разматывают и укладывают в лотки с помощью специальных приспособлений, роликов и желобов.

В местах поворотов трасс, на ответвлениях, при вертикальной и горизонтальной прокладке лотков плашмя провода и кабели крепят через 1 м, при прокладке коробов крышкой вниз — через каждые 1,5 м, в сторону — через каждые 3 м. На прямых горизонтальных участках крепить провода в коробах не следует.

На концах лотков и коробов, в местах поворотов трассы и ответвлений, а также в местах подключения к электрооборудованию на провода устанавливают маркировочные бирки. Соединенные в магистраль лотки или короба заземляют не менее чем в двух удаленных друг от друга местах на противоположных концах линии и дополнительно в конце ответвлений. При этом проверяют непрерывность цепи фаза—ноль, контактные соединения и измеряют мегомметром сопротивление изоляции.

11.5. Технология монтажа электропроводок в трубах

Стальные трубы для электропроводок применяют только в тех случаях, когда по условиям среды и категории помещений (например, взрывоопасные) другие виды электропроводок запрещены.

Для электропроводок используют тонкостенные (электросварные диаметром 15... 20 мм) и водогазопроводные (обыкновенные или легкие диаметром 15... 80 мм) стальные трубы. Тонкостенные трубы запрещается применять для прокладки в помещениях сырых, особо сырых, взрывоопасных, с химически агрессивной средой, а также в наружных установках и в земле.

Ответственной операцией монтажа стальных труб является их соединение между собой. Наиболее надежным считается соединение стандартной водогазопроводной муфтой с резьбой с применением пакли и сурика. Такое соединение обязательно в помещениях сырых, жарких, с химически агрессивной средой, взрыво- и пожароопасных, а также во всех помещениях со скрытой прокладкой труб. Для соединения тонкостенных труб муфтой с резьбой требуется наличие на концах труб накатной резьбы. Ее выполняют специальной резьбонакатной головкой.

В сухих помещениях с нормальной средой часто применяют соединения, показанные на рис. 11.9.

Для определения размеров труб с учетом сложности затяжки в них проводов и конфигурации трассы пользуются схемами, приведенными на рис. 11.10, и формулами табл. 11.3.

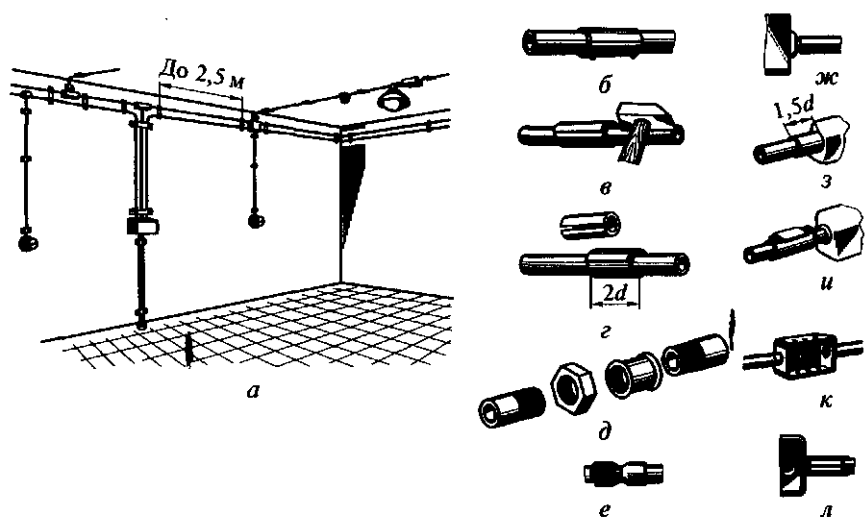


Рис. 11.9. Общий вид электропроводки в стальных трубах (а) и применяемые способы соединения труб (б—е) (б — обоймой с винтами; в — клиновой обоймой; г — обоймой с применением электросварки; д — муфтой с резьбой; е — муфтой с раструбами), а также ввода труб в коробки (ж—л) (ж — с помощью резьбы; з — с помощью гильзы с обваркой по периметру; и — с помощью патрубка и манжеты с клиновой обоймой; к — с помощью заземляющих гаек; л — с помощью втулок, привариваемых к коробке); d — наружный диаметр труб

		1		2		3		4		5	
А	Длина, м	75		—		—		50		50	
Б		100		—		—		75		75	
В		50		3		0,6		30		30	
		6		7		8		9		10	
А	Длина, м	50		50		30		30		30	
Б		75		75		50		50		50	
В		30		30		20		20		20	
		11		12		13		14		15	
А	Длина, м	30		30		30		25		25	
Б		50		50		50		40		40	
В		20		20		20		15		15	
		16		17		18		19		20	
А	Длина, м	25		25		25		20		20	
Б		40		40		40		30		30	
В		15		15		15		10		10	

Рис. 11.10. Схемы (1—20) ориентировочной оценки сложности затяжки в трубу проводов и кабелей

Заготовка трубных блоков представляет собой трудоемкую работу, поэтому мастерские заготовительных участков оснащают специальными трубогибами, механическими пилами, станками для чистки труб.

Главными видами изолирующих труб, применяемых в электропроводах, являются резиновые полутвердые (эбонитовые) и пластмассовые (виниловые, полиэтиленовые и полипропиленовые) трубы (рис. 11.11).

Расчетные формулы для выбора диаметров стальных труб

Сложность затяжки	Один провод или кабель	Два провода или кабеля		Три и более проводов или кабелей
		одинакового диаметра	разного диаметра	
А	$\frac{D}{1,4} \geq d$	$\frac{D}{2,7} \geq d$	$\frac{D}{2,7} \geq \frac{d_1 + d_2}{2}$	$0,4D^2 \geq n_1d_1^2 + n_2d_2^2 + \dots$
Б	$\frac{D}{1,65} \geq d$	$\frac{D}{2,7} \geq d$	$\frac{D}{2,7} \geq \frac{d_1 + d_2}{2}$	$0,32D^2 \geq n_1d_1^2 + n_2d_2^2 + \dots$
В	$\frac{D}{1,65} \geq d$	$\frac{D}{2,5} \geq d$	$\frac{D}{2,5} \geq \frac{d_1 + d_2}{2}$	$0,45D^2 \geq n_1d_1^2 + n_2d_2^2 + \dots$

Примечание. Здесь D — внутренний диаметр трубы, мм; d , d_1 , d_2 — наружные диаметры проводов (кабелей), мм; n_1 , n_2 — число проводов (кабелей) данного диаметра.

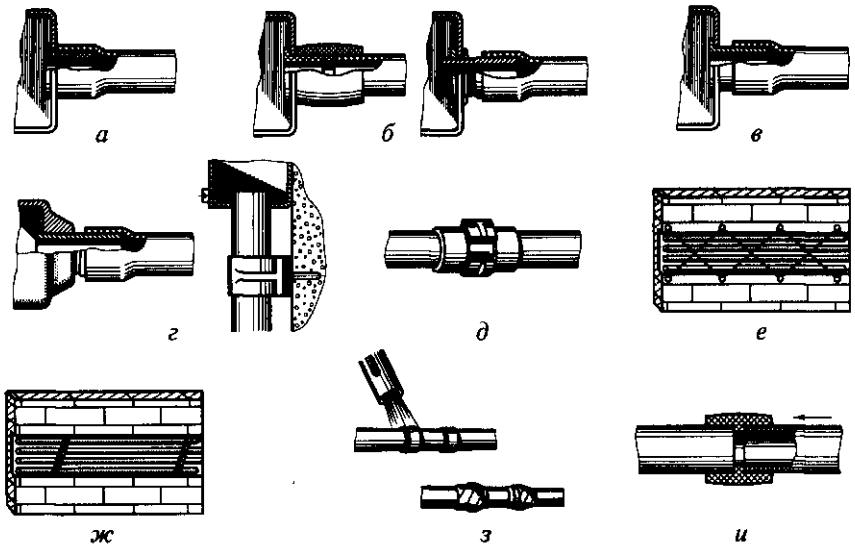


Рис. 11.11. Способы соединений и креплений пластмассовых труб, используемых для электропроводок:

a — соединение с коробкой полиэтиленовой трубы сваркой; *б* — соединение с коробкой винилпластовой трубы склейкой; *в* — соединение с коробкой полиэтиленовой трубы обсадкой; *г* — соединения с коробкой винилпластовых труб, проложенных открыто; *д* — неподвижное крепление винилпластовой трубы полиэтиленовой скобкой; *е* — закрепление полиэтиленовых труб в борозде проволокой; *ж* — закрепление полиэтиленовых труб в борозде деревянной рейкой; *з* — соединение полиэтиленовых труб горячей обсадкой; *и* — соединение полиэтиленовых труб сваркой с помощью полиэтиленовой муфты

Поскольку полиэтилен и полипропилен деформируются при попадании на них жиров, нефтепродуктов и под длительным воздействием дневного света, трубы из этих материалов применяют преимущественно для скрытых прокладок.

Обработку труб из полиэтилена и полипропилена ведут при плюсовых температурах, так как при температуре ниже 0 °С они становятся хрупкими.

Устройство соединений и ответвлений проводов внутри полиэтиленовых и полипропиленовых труб недопустимо. Для этого служат распаячные коробки из стали, негорючей пластмассы или силумина. Надежным способом соединения полиэтиленовых и полипропиленовых труб является сварка. Ее выполняют специальным нагревательным инструментом.

Если по техническим условиям герметичность соединений не требуется, то соединять полиэтиленовые и полипропиленовые трубы можно с помощью гильз из стали и резины, в которые без подогрева при тугой посадке вводят концы труб.

Операции монтажа электропроводок в трубах выполняют в определенной технологической последовательности.

Руководствуясь рабочими чертежами проекта, размечают трассу электропроводок в трубах. При этом уточняют ее направление и протяженность, выполняют привязку по месту к технологическому оборудованию и электроприемникам. При открытой прокладке труб размечают места установки электроконструкций и электроприемников, производят привязку концов труб, коробок, протяжных и ответвительных ящиков, крепежных деталей, опорных конструкций, поворотов трассы, мест проходов через стены и перекрытия. На прямых участках все коробки располагают на одной линии, параллельной архитектурным линиям здания. При обходе препятствий трассу трубной проводки располагают так, чтобы в трубах не скапливалась влага. При диаметре труб 15...20 мм их крепят через каждые 2,5 м, при 25...32 мм — через каждые 3 м, при 40...80 мм — через каждые 3,5...4 м, при 100 мм — через каждые 6 м. Расстояние от труб электропроводок до труб отопления или горячего водоснабжения при их параллельной прокладке должно составлять не менее 100 мм, а при их пересечении — не менее 50 мм.

При скрытой прокладке труб линии разметки трассы должны быть кратчайшими в любом направлении. Глубина заложения труб должна составлять 20...50 мм. Расстояние между протяжными коробками на прямых участках должно быть не более 75 м, при одном изгибе — 50 м, при двух изгибах — 40 м, при трех — 20 м, между точками крепления в борозде — 700...800 мм.

В местах пересечения трубами осадочных и температурных швов предусматривают специальные ящики с компенсаторами или гибкие компенсаторы.

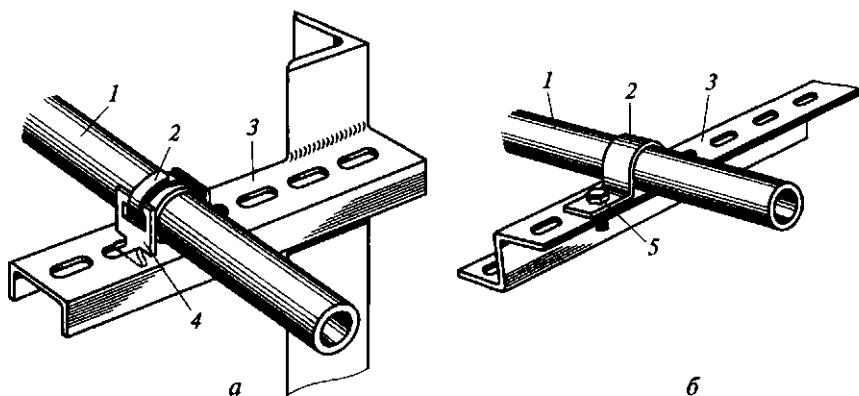


Рис. 11.12. Перфорированные профили и монтажные изделия, используемые для крепления труб:

a — крепление с помощью швеллера; *б* — крепление с помощью Z-образного профиля; 1 — труба; 2 — крепежная деталь; 3 — профиль; 4 — пружка; 5 — болт

После выполнения пробивных работ устанавливают опорные конструкции и детали крепления (рис. 11.12). Расстояние опорных конструкций до основания должно быть 50...100 мм. При установке конструкции необходимо точно придерживаться горизонтальных и вертикальных линий разметки. Наименьший допустимый радиус изгиба трубы диаметром до 50 мм при открытой прокладке равен четырем диаметрам трубы, при большем диаметре — шести, при прокладке труб в бетонных массивах — десяти. Нормализованными являются углы поворота 90, 105, 120, 135 и 150° и радиусы изгиба 200, 400 и 800 мм. По концам мерных отрезков труб нарезают резьбу. Каждая труба в соединении должна иметь не менее пяти полных неповрежденных витков резьбы. Для труб с условным проходом 15...80 мм резьба может быть короткой (14...30 мм) или длинной (50...100 мм).

Соединение водогазопроводных труб между собой производят муфтами на резьбе, электросварных — с помощью накатной резьбы или манжетами, приваренными к трубам в двух-трех точках. Соединять трубы в местах изгиба не разрешается.

С коробами, ящиками, корпусами электрооборудования трубы соединяют заземляющими гайками, муфтами на резьбе, ввертыванием трубы в резьбовую часть коробки или ящика, манжетами и патрубками (рис. 11.13). При соединении труб их уплотняют фторопластовым уплотнительным материалом (например, лентой ФУМ шириной 10...15 мм и толщиной 0,08...0,12 мм), наматывая его в два-три слоя по часовой стрелке на короткую резьбу трубы. Заготовленные трубы собирают в пакеты и блоки, комплектуют протяжными ящиками и ответвительными коробками и маркируют согласно трубному журналу.

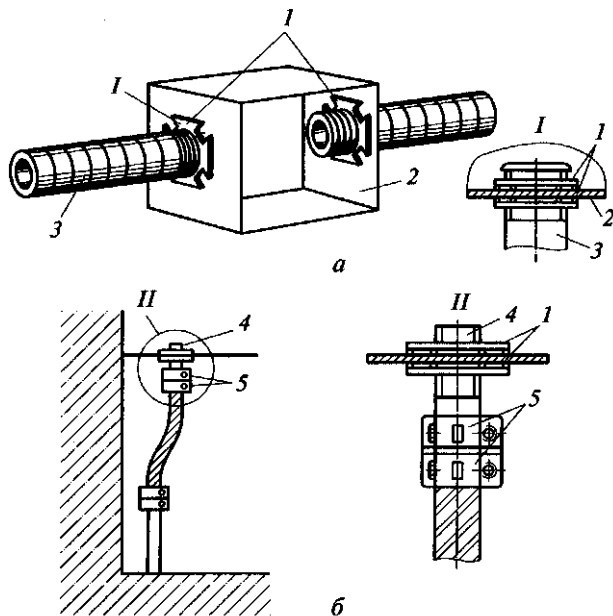


Рис. 11.13. Пример монтажа электропроводок в трубах:

а — с помощью установочных заземляющих гаек; *б* — с помощью муфт У211—У219; 1 — гайки; 2 — стенки коробки; 3 — стальная труба; 4 — вводный патруб-бок; 5 — муфты

Следующей операцией монтажа является прокладка труб непосредственно по строительному основанию или на опорных конструкциях. Одиночные трубы прокладывают по линии разметки. Для вертикальных блоков труб определяют линию оси, а для горизонтальных — положение их верхних краев.

При открытой прокладке одиночные трубы крепят скобами с одной или двумя лапками. К опорным конструкциям трубы прикрепляют скобами, хомутами, накладками.

Трубы, скрыто прокладываемые в бороздах, «примораживают» алебастровым раствором с последующей заделкой штукатуркой. В полах, фундаментах трубы крепят к стальной арматуре или специальным опорам. Для обхода препятствий и подвода труб к двигателям и аппаратам применяют гибкие вводы.

Провода и кабели заготавливают и обрабатывают на технологических линиях МЭЗ. Далее их затягивают в трубы с помощью стальной проволоки, при этом предварительно на концах труб устанавливают втулки. Трубы с проводами, имеющими площадь сечения до 50 мм^2 , крепят при прокладке через каждые 30 м, $70 \dots 150 \text{ мм}^2$ — через каждые 20 м, $185 \dots 240 \text{ мм}^2$ — через каждые 15 м. Завершающей операцией монтажа трубной электропроводки является за-

земление труб, которое выполняют приваркой к ним в двух точках обходных перемычек достаточной проводимости. При параллельной прокладке нескольких труб их заземляют, приваривая поперечные стальные полосы.

Технология монтажа полимерных труб несколько отличается от монтажа стальных. Разметка трасс полимерных труб при открытой их прокладке аналогична разметке трасс стальных труб: их крепления должны допускать свободное перемещение труб при линейном расширении или сжатии в зависимости от изменения температуры окружающей среды. При диаметре трубы 20 мм расстояние между точками ее крепления должно быть 500 мм, при 25 мм — 700 мм, при 32 мм — 900 мм, при 40 мм — 1 100 мм, при 50 мм — 1300 мм, при 63 мм — 1500 мм. При диаметре труб 25 мм расстояние между осями параллельно прокладываемых труб должно быть 65 мм, при 50 мм — 105 мм, при 700 мм — 140 мм; при 80 мм — 150 мм. При скрытой прокладке полимерных труб глубина их замоноличивания бетонным раствором должна составлять не менее 50 мм. Если нагрузка на полы незначительна, толщина слоя может быть уменьшена до 20 мм. В местах пересечения труб на них надевают стальную гильзу большего диаметра.

Полиэтиленовые трубы прокладывают только скрыто. Трасса их прокладки не должна совпадать или пересекаться с горячими поверхностями. Пластмассовый электротрубопровод нужно прокладывать ниже теплопровода.

Винипластовые трубы при изгибании предварительно нагревают, полипропиленовые можно изгибать без нагревания, если температура окружающей среды выше 0 °С.

Полиэтиленовые трубы соединяют между собой полиэтиленовыми муфтами или муфтами из термоусаживающихся материалов (см. рис. 11.11).

Винипластовые трубы соединяют винипластовыми муфтами или муфтами с раструбом, применяя клей БМК-5 или ПКФ-147.

Контрольные вопросы

1. Какие виды электропроводок вы знаете?
2. Провода каких марок применяют для скрытых электропроводок?
3. Каковы особенности монтажа открытых электропроводок?
4. Как выполняют тросовые электропроводки?
5. Какова технологическая последовательность операций при монтаже электропроводки в лотках и коробах?
6. Как выбирают металлические трубы для электропроводки?
7. Какова последовательность операций при монтаже электропроводок в трубах?
8. Какие средства механизации применяют при монтаже электропроводок в трубах?
9. Как соединяют полиэтиленовые трубы между собой?

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 000 В

12.1. Виды схем электрических сетей

Все встречающиеся на практике схемы распределительных цеховых электрических сетей представляют собой сочетание отдельных элементов — питающих линий, магистралей и ответвлений.

Питающая линия — это линия, предназначенная для передачи электроэнергии от распределительного щита (устройства) к распределительному пункту, магистрали или отдельному электроприемнику.

Магистралью называют линию, обеспечивающую передачу электроэнергии нескольким распределительным пунктам или электроприемникам, присоединенным к ней в разных точках.

Ответвление — это линия, отходящая: а) от магистрали и предназначенная для передачи электроэнергии одному распределительному пункту или электроприемнику; б) от распределительного пункта (щита) и предназначенная для передачи электроэнергии одному электроприемнику или к нескольким мелким электроприемникам, включенным в цепочку.

При магистральной схеме одна линия — магистраль — обслуживает несколько распределительных пунктов или электроприемников; при радиальной схеме каждая линия является как бы лучом, соединяющим узел сети (подстанцию, распределительный пункт) с единственным потребителем.

Радиальную схему применяют при сосредоточенных нагрузках, по отношению к которым подстанция занимает центральное местоположение. При этой схеме отдельные мощные электроприемники могут получать питание непосредственно от подстанции, а группы менее мощных и близко расположенных друг к другу электроприемников — через распределительные пункты, устанавливаемые как можно ближе к геометрическому центру нагрузки. Питающие линии напряжением до 1 000 В присоединяют на подстанциях к главным распределительным щитам через рубильники и предохранители или через автоматические выключатели (автоматы).

Магистральные схемы применяют в тех случаях, когда нагрузка имеет сосредоточенный характер и отдельные узлы ее расположены в одном и том же направлении по отношению к подстан-

ции и на сравнительно незначительном расстоянии друг от друга, причем абсолютные значения нагрузок отдельных узлов недостаточны для рационального применения радиальной схемы или когда нагрузка имеет распределенный характер с той или иной степенью равномерности.

При магистральных схемах с сосредоточенными нагрузками отдельные группы электроприемников, как и при радиальных схемах, присоединяют через распределительные пункты либо поодиночке, независимо один от другого, либо объединенными группами — цепочками.

Соединение в цепочку рекомендуется для электроприемников небольшой мощности, расположенных близко друг к другу, но при этом значительно удаленных от распределительного пункта. Такое соединение дает значительную экономию проводов. Не следует допускать соединения в одну цепочку одно- и трехфазных электроприемников. Кроме того, по соображениям эксплуатационного характера не рекомендуется объединять в одну цепочку: а) более трех любых электроприемников; б) электроприемники механизмов различного технологического назначения (например, электродвигатели станков и сантехнических агрегатов).

Магистраль с распределенными нагрузками в цехах выполняют в виде закрытых токопроводов, прокладываемых на небольшой высоте, позволяющей непосредственно подключать к ним электроприемники.

Это дает возможность сократить на подстанциях число распределительных устройств напряжением до 1 000 В или вообще обойтись без них. Токопровод присоединяют к трансформатору через разъединитель и воздушный автоматический выключатель или только через разъединитель, если на стороне высшего напряжения непосредственно у трансформатора установлен выключатель, с помощью которого можно осуществить защиту от однофазных коротких замыканий, возникающих на стороне напряжения до 1 000 В.

Разъединитель на стороне до 1 000 В устанавливают до автоматического выключателя только в том случае, если от данного трансформатора получают питание и цепи электрического освещения.

Наибольшее распространение на практике находят смешанные схемы, сочетающие элементы радиальных и магистральных схем. В крупных цехах металлургических заводов, литейных, кузнечных и механосборочных цехах машиностроительных заводов, на заводах искусственного волокна и ряде других предприятий всегда применяют как радиальные, так и магистральные схемы питания различных групп потребителей.

Питание осветительных установок обычно производят напряжением 220 В от общих для силовых и осветительных сетей транс-

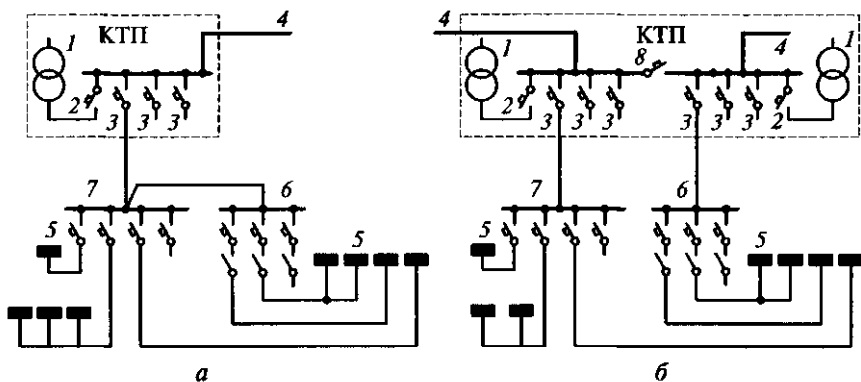


Рис. 12.1. Схемы питания цепей рабочего освещения от комплектных трансформаторных подстанций (КТП):

а — однотрансформаторная КТП; *б* — двухтрансформаторная КТП; 1 — трансформатор; 2 — вводный автоматический выключатель; 3 — линейный автоматический выключатель; 4 — силовой магистральный шинопровод; 5 — групповой щиток рабочего освещения; 6 — щит станции управления; 7 — магистральный щиток; 8 — секционный автоматический выключатель

форматоров (рис. 12.1). Самостоятельные осветительные трансформаторы в сетях промышленных предприятий применяются лишь в тех случаях, когда характер силовой нагрузки (мощные сварочные аппараты, часто включаемые мощные электродвигатели с короткозамкнутым ротором) не позволяет при совместном питании обеспечить требуемое качество напряжения для ламп.

12.2. Выполнение сетей шинопроводами

Устройство для передачи электроэнергии, состоящее из неизолированных или изолированных шин, изоляторов, соединительных, защитных и опорных конструкций, называется *шинопроводом*. Такие устройства распространены в установках напряжением до 1000 В.

Шинопроводы могут быть открытыми или защищенными от воздействий окружающей среды.

Открытые шинопроводы представляют собой неизолированные шины, прокладываемые на изоляторах по опорным конструкциям на высоте не менее 3,5 м от пола и 2,5 м от настилов кранов.

Защищенные магистральные и распределительные шинопроводы (рис. 12.2) по сравнению с открытыми обладают следующими преимуществами: высокая заводская готовность; небольшие габаритные размеры; ремонтпригодность; повышенная надежность при эксплуатации.

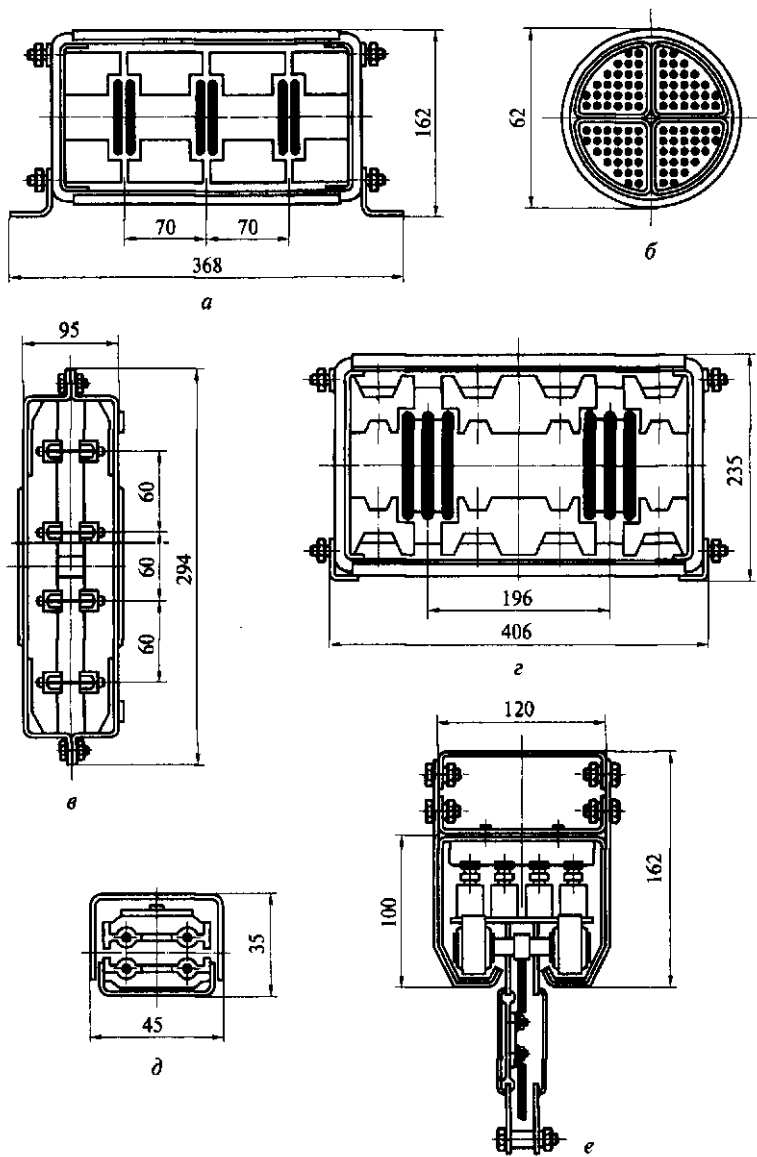


Рис. 12.2. Шинопроводы:

а — магистральный серии ШМА; *б* — кабель, используемый в качестве шинопровода; *в* — распределительный серии ШРА; *г* — магистральный постоянного тока серии ШМАД; *д* — осветительный серии ШОС; *е* — троллейный серии ШТМ

Кожух магистрального шинопровода имеет две боковины, а также верхнюю и нижнюю перфорированные стальные крышки. Боковины, как и шины шинопровода, выполнены из сплава

АДЗІТІ. Такой кожух является жестким и несущим. Боковины используют в качестве нулевого провода.

Шинопроводы могут прокладываться горизонтально по напольным стойкам, по стенам и колоннам на кронштейнах, по строительным фермам и на тросах.

Распределительные шинопроводы прокладывают по возможности без поворота, на одном уровне, максимально приближая их к электроприемникам. В производственных помещениях шинопроводы располагают так, чтобы они не создавали препятствий для перемещений людей и транспорта. Исходя из этих соображений для шинопроводов на стойках принята высота стойки 2,5 м. Могут применяться стойки высотой 0,5... 1,0 м, если шинопроводы на них не препятствуют движению.

Для выполнения спусков от шинопровода используют ответвительные коробки, которые присоединяют к шинам через штетсельные окна. Спуски защищают стальными трубами, металлорукавами или другими конструкциями. Вводные коробки монтируют в любом из стыков секций или на концах шинопровода. Ввод труб в коробку производят сверху или снизу через съемные крышки.

Осветительные шинопроводы предназначены для групповых четырехпроводных линий в сетях напряжением 380/220 В с нулевым проводом. В качестве проводников используют медные изолированные провода (шинопровод ШОС67), алюминиевые шины, плакированные медью (ШОС73А), и медные шины (ШОС73). Шинопровод крепят на стенах, колоннах, фермах, перекрытиях, стойках. Часто в качестве несущих конструкций используют распределительные шинопроводы или специальные несущие трубки.

Светильники подвешивают к несущим конструкциям или непосредственно к осветительным шинопроводам. При этом общая нагрузка на 1 м шинопровода ШОС73 при максимальной длине пролета 3 м должна составлять не более 200 Н, а для ШОС67 при максимальной длине пролета 2 м — не более 120 Н.

12.3 Электрические сети подъемно-транспортных устройств

К электроприемникам перемещающихся подъемно-транспортных устройств (кранов, тельферов и тележек) питание подводят по гибким кабелям либо троллеям.

Гибкие кабели подвешивают к тросу на кольцах, роликах илидвигающихся каретках либо наматывают на специальные кабельные барабаны. Последнюю конструкцию используют в тех случаях, когда применение троллеев невозможно из-за отсутствия ме-

ста или запрещено (например, во взрывоопасных помещениях), а также если подъемно-транспортное устройство работает эпизодически (например, при ремонте оборудования) и перемещается на небольшие расстояния.

Один из способов подвешивания гибких кабелей показан на рис. 12.3. Это способ рекомендуется для питания механизмов, передвигающихся со скоростью до 2 м/с, при длине пути до 30 м. Гибкий кабель подвешивают либо в виде петли, либо в виде спирали, ось которой параллельна оси пути.

Широкое применение для питания подъемно-транспортных устройств получили троллейные линии (рис. 12.4, 12.5).

Для съема тока с неизолированных троллеев используют скользящие токосъемники общепромышленного применения для внутренней установки. Троллеи изготавливают преимущественно из различных стальных профилей — уголков, квадратов, швеллеров, двутавров, полос.

Троллеи указанных профилей укрепляют на специальных троллейдержателях — опорных элементах, выполненных из изоляционных материалов и собранных на специальных конструкциях, которые крепят к стенам или подкрановым балкам. Конструкции для крановых троллеев подлежат креплению через каждые 3 м. К металлическим подкрановым балкам их приваривают, а к железобетонным крепят с помощью шпилек, вставляемых в отверстия, созданные при изготовлении балок.

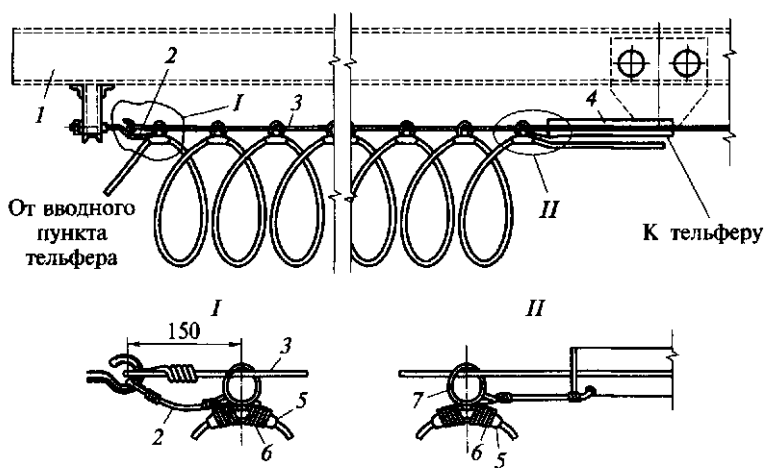


Рис. 12.3. Способ подвешивания гибких кабелей:

1 — монорельс тельфера; 2 — стальная проволока диаметром 4 мм; 3 — трос; 4 — скоба; 5 — эбонитовая трубка; 6 — обмотка шпагатом по киперной ленте; 7 — серьга

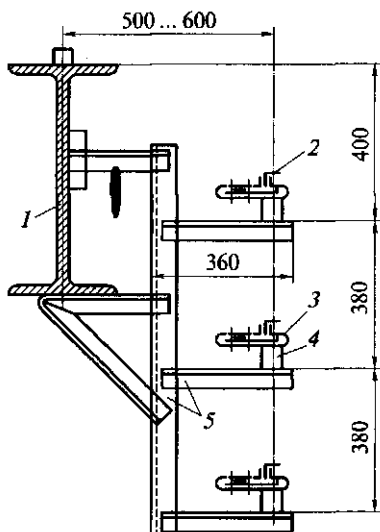


Рис. 12.4. Прокладка троллеев на конструкциях с троллейными изоляторами:

1 — подкрановая балка; 2 — троллей; 3 — держатель; 4 — троллейный изолятор; 5 — опорная конструкция

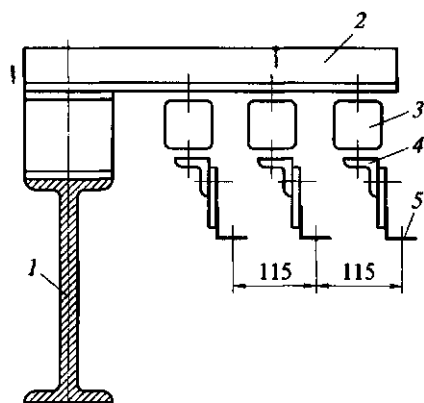


Рис. 12.5. Прокладка троллеев на монорельсах:

1 — монорельс; 2 — опорная конструкция; 3 — троллейный изолятор; 4 — держатель; 5 — троллей

Для тельферов крепящие конструкции устанавливают на прямых участках через каждые 2 м, а на закруглениях — через 1 м. Между полосами крановых троллеев выдерживают следующие расстояния: 250 мм для легких троллеев; 450 мм для всех троллеев, высота которых не превышает 100 мм; 600 мм для тяжелых троллеев, высота которых превышает 100 мм.

Для питания подвижных механизмов применяют также троллейные шинопроводы заводского изготовления. В таких шинопроводах с помощью разъемных изоляторов закреплены четыре или три неизолированных медных провода. Для стыковки секций шинопровода используют муфты, имеющие серги для подвешивания. Троллей соединяют между собой специальными зажимами. В кожух шинопровода вводят каретки через специальные муфты, которые устанавливают на его концах. При числе кареток более двух дополнительные муфты (по числу кареток) размещают равномерно по трассе. Питание к шинопроводу подводят через специальные вводные секции с помощью бронированных кабелей или проводов в трубах. Наиболее характерные схемы питания троллейных линий приведены на рис. 12.6.

вые нагрузки на провода с резиновой или поливинилхлоридной изоляцией определяют из условия нагрева жил до температуры 65 °С при температуре окружающего воздуха 25 °С. Нагрузки на провода, проложенные в коробах или лотках, принимают как для проводников, проложенных в трубах.

Контрольные вопросы

1. В каких случаях применяют радиальные схемы цеховых распределительных сетей, а в каких — магистральные?
2. Что такое шинопровод? Какие виды шинопроводов вы знаете?
3. Как прокладывают шинопроводы в цехе?
4. Как осуществляют питание электродвигателей подъемно-транспортных устройств?
5. Назовите наиболее характерные схемы питания троллейных линий.
6. Какие работы производят при обслуживании цеховых электрических сетей?

ОСВЕТИТЕЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРОУСТАНОВКИ

13.1. Виды освещения и источники света

Установки электрического освещения используют во всех производственных и бытовых помещениях, общественных и жилых зданиях, на площадях, дорогах, переездах и т.п. Это самый распространенный вид электроустановок. Различают три вида электрического освещения: рабочее, аварийное, охранное.

Рабочее освещение предназначено для обеспечения нормальной деятельности людей во всех помещениях и на открытых участках при недостаточном естественном освещении. Оно подразделяется на общее, местное и комбинированное.

Общее освещение производственного помещения или территории может быть равномерным (с равномерной освещенностью всего помещения или территории) или локализованным, когда светильники размещают так, чтобы на основных рабочих местах создавалась повышенная освещенность.

Местное освещение обеспечивает требуемую освещенность рабочих мест, соответствующих предметов и поверхностей.

При комбинированном освещении к общему освещению помещения или территории добавляется местное, создающее повышенную освещенность на рабочем месте.

Аварийное освещение предназначено для создания условий безопасной эвакуации людей при аварийном отключении рабочего освещения в помещениях или для продолжения работ на участках, где работа не может быть прекращена по условиям технологического процесса. Аварийное освещение должно создавать освещенность не менее 5% от создаваемой общим освещением для продолжения работы, при этом быть не менее 2 лк (люкс), а эвакуационное — не менее 0,5 лк на полу и по основным проходам.

Охранное освещение вдоль границ охраняемой территории создает освещенность зоны с обеих сторон ограды.

Основным элементом осветительной электроустановки является источник света — лампа, преобразующая электроэнергию в энергию светового излучения.

Основными характеристиками лампы являются: номинальное напряжение, В; потребляемая мощность, Вт; световой поток, лм (люмен); срок службы, ч; габаритные размеры, мм.

В качестве источника света широко применяют лампы накаливания и газоразрядные лампы.

Лампы накаливания представляет собой источники света с излучателем в виде проволоки (нити) из тугоплавкого металла (например, вольфрама), накаливаемой электрическим током до температуры 2 200... 3 000 °С. Лампы, изготавливаемые на напряжения 127 и 220 В, могут иметь мощность от 15 до 1 500 Вт. Срок службы ламп накаливания общего назначения составляет 1 тыс. ч, световая отдача (световой поток, приходящийся на 1 Вт потребляемой лампой мощности) колеблется от 7 лм/Вт (лампы малой мощности) до 20 лм/Вт (лампы большой мощности). Колбы ламп накаливания наполняют инертным газом (азотом, аргоном, криптоном), что увеличивает срок службы нити накала.

Существуют лампы накаливания, у которых часть внутренней поверхности колбы имеет зеркальное покрытие для перераспределения излучаемого светового потока. Мощность таких ламп, получивших название *зеркальные лампы*, может составлять от 40 до 1 000 Вт. Зеркальные лампы применяют для общего и местного освещения производственных помещений, административных и общественных зданий, а также для сушки.

Галогенные лампы накаливания в отличие от обычных содержат в составе наполняющей газовой смеси не только инертный газ, но и галогены (обычно йод или бром) или их соединения, что обеспечивает замедленное испарение нити накала. По сравнению с обычными лампами накаливания галогенные лампы обладают более высокой световой отдачей (свыше 20 лм/Вт) и большим сроком службы.

Большое значение имеет зависимость характеристик ламп накаливания от фактически подводимого напряжения. С повышением напряжения увеличивается температура накала нити, свет становится белее, быстро возрастает световой поток и несколько медленнее световая отдача. В результате этого резко уменьшается срок службы лампы.

В **газоразрядных лампах** оптическое излучение возникает в результате электрического разряда в газах, парах веществ или их смесях. К газоразрядным относятся лампы люминесцентные, ртутные, натриевые, ксеноновые, неоновые и ряд других.

В **люминесцентных лампах** (ЛЛ) ультрафиолетовое излучение разряда превращается в видимое излучение с помощью люминофоров — веществ, способных преобразовывать поглощаемую ими энергию в световое излучение. Наиболее распространены ртутные ЛЛ низкого давления. Такая лампа представляет собой стеклянную колбу, на внутреннюю поверхность которой нанесен слой люминофора. В торцах колбы укреплены вольфрамовые спиральные электроды. В колбу введены капля ртути и некоторое количество инертного газа. При подключении лампы к источнику пере-

менного тока между электродами возникает электрический ток, возбуждающий ультрафиолетовое излучение паров ртути, преобразуемое слоем люминофора в световое излучение. Для запуска лампы используется универсальный стартер марки ЭКФ.

Ртутные ЛЛ низкого давления имеют ряд существенных преимуществ по сравнению с лампами накаливания. В первую очередь к ним относятся: высокая световая отдача (до 75 лм/Вт), большой срок службы (до 10 тыс. ч), лучшая цветопередача, относительно малая (хотя и создающая ослепленность) яркость.

Основными недостатками люминесцентных ламп являются:

относительная сложность схемы питания (рис. 13.1);

ограниченная единичная мощность и большие размеры при данной мощности;

невозможность питания от сети постоянного тока;

зависимость характеристик от температуры окружающей среды. Для обычных ЛЛ оптимальной является температура 18... 25 °С; при отклонении температуры среды от оптимальной световой поток и световая отдача снижаются, а при $t < 10$ °С зажигание лампы не гарантируется;

значительное снижение светового потока к концу срока службы; вредные для зрения пульсации светового потока с частотой 100 Гц при частоте переменного тока 50 Гц. Эти пульсации могут быть устранены или уменьшены только при совокупном действии нескольких ламп и соответствующих схемах включения.

Высокая световая отдача и большой срок службы ЛЛ делают их в большинстве случаев более экономичными, чем лампы накаливания.

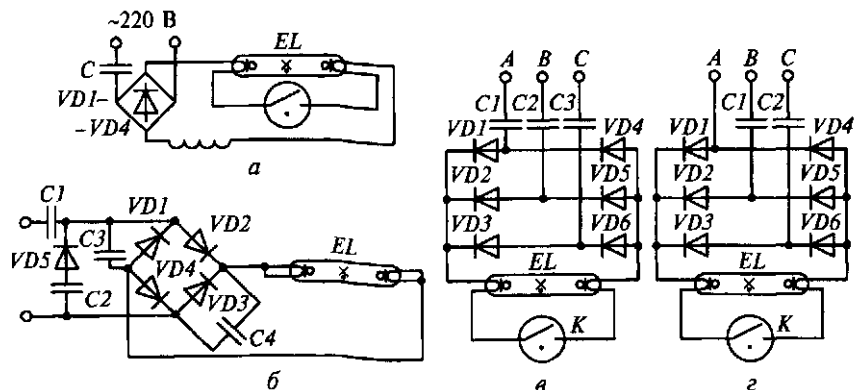


Рис. 13.1. Схемы питания люминесцентных ламп выпрямленным током:

a — однофазная со стартерным зажиганием; *б* — однофазная с «холодным» зажиганием; *в* — симметричная трехфазная; *г* — асимметричная трехфазная

Электротехническая промышленность выпускает серию энергоэкономичных ЛЛ, предназначенных для общего и местного освещения промышленных, общественных и административных помещений (ЛБ18-1, ЛБ36, ЛДЦ18, ЛБ58). Для административных помещений выпускают ЛЛ с улучшенной цветопередачей (ЛЭЦ и ЛТБЦЦ) мощностью 8...40 Вт. Лампы могут быть как обычной цилиндрической формы, так и U- или W-образными либо кольцевыми).

По цветности излучения ЛЛ подразделяют на следующие типы: ЛБ — белого цвета; ЛХБ — холодно-белого цвета; ЛТБ — тепло-белого цвета (с розовато-пурпурным оттенком); ЛД — дневного света; ЛДЦ — с цветопередачей, близкой к дневному свету.

К *ртутным лампам высокого давления* относятся лампы с исправленной цветностью, металлогенные лампы и др.

Дуговые ртутные лампы типа ДРЛ высокого давления с исправленной цветностью состоят из покрытой люминофором стеклянной колбы, внутри которой находится кварцевая газоразрядная трубка, наполненная ртутными парами.

Достоинствами ламп ДРЛ являются: высокая световая отдача (до 55 лм/Вт), большой срок службы (до 10 тыс. ч), компактность, устойчивость к условиям окружающей среды (кроме очень низких температур).

К недостаткам ламп ДРЛ относятся: преобладание в спектре излучения сине-зеленой части, ведущее к неудовлетворительной цветопередаче, что исключает применение ламп в тех случаях, когда объектами различения являются лица людей или окрашенные поверхности; возможность работы только на переменном токе; необходимость включения через балластный дроссель; длительность разгорания при включении (примерно 7 мин) и возможность повторного зажигания даже после очень кратковременного перерыва питания только после остывания лампы (примерно 10 мин); большие, чем у люминесцентных ламп, пульсации светового потока; значительное снижение светового потока к концу срока службы.

В металлогалогенных лампах излучение возникает в результате электрического разряда в смеси газа с парами металлов. Основу лампы составляет разрядная трубка из прозрачного кварцевого стекла с герметично впаянными электродами, заполненная строго дозированными количествами инертного газа, ртути и галогенных соединений металлов (например, иодидов таллия, натрия, индия).

Электрический разряд зажигается в атмосфере инертного газа, затем по мере нагревания трубки ртуть испаряется, в лампе формируется дуговой разряд и устанавливается определенное давление излучающих паров галогенных соединений.

Металлогалогенные лампы типа ДРИ имеют световую отдачу 75...100 лм/Вт, продолжительность горения 2...5 тыс. ч. Эти лампы обеспечивают лучшую цветопередачу, чем лампы ДРЛ.

Для освещения пыльных и влажных помещений выпускают металлогалогенные зеркальные лампы типа ДРИЗ.

В *натриевых лампах* оптическое излучение возникает при дуговом электрическом разряде в парах натрия. Натриевые лампы низкого давления дают чисто желтый свет. Их световая отдача около 100 лм/Вт, срок службы 5...7 тыс. ч.

Натриевые лампы высокого давления типа ДНаТ мощностью 400 и 700 Вт излучают золотисто-белый свет; их световая отдача составляет 90...120 лм/Вт, продолжительность горения более 2,5 тыс. ч.

В *ксеноновых лампах* высокого и сверхвысокого давления дуговой разряд происходит в атмосфере ксенона. Излучение ламп в видимой части спектра близко к солнечному свету. Мощность ламп от 75 Вт до 50 кВт, световая отдача до 50 лм/Вт.

В *неоновых лампах* оптическое излучение возникает при электрическом разряде в неонгелиевой смеси. Лампы имеют оранжево-красное свечение, мощность 0,01...10 Вт, световую отдачу до 25 лм/Вт. Они широко используются в качестве световых индикаторов напряжения и тока, а также для рекламного, декоративного и сигнального освещения.

13.2. Общие сведения о светильниках

Светильники (рис. 13.2) состоят из лампы и осветительной арматуры. Арматура служит для перераспределения светового потока лампы (или ламп), предохранения зрения от чрезмерной ярко-

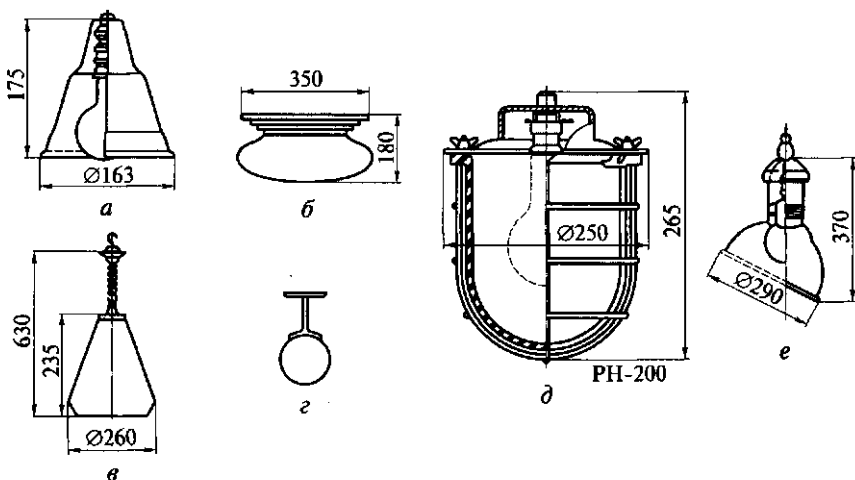


Рис. 13.2. Примеры светильников заводского изготовления:

a — альфа; *б* — плафон; *в* — люцетта; *г* — шар молочного стекла; *д* — рудничный; *е* — кососвет

сти, крепления лампы и подключения ее к системе питания, защиты лампы от механических повреждений, а иногда и изоляции ее от окружающей среды. В осветительную арматуру газоразрядных ламп входят устройства для зажигания их и стабилизации работы.

Осветительная арматура, как правило, включает в себя корпус лампы (металлический или пластмассовый), патрон (ламподержатель), отражатель, рассеиватель или защитное стекло, пускорегулирующий аппарат (для газоразрядных ламп), узлы подвешивания лампы и подключения ее к системе питания.

Основными параметрами, характеризующими светильник, являются: класс светораспределения, кривая силы света, КПД, защитный угол.

КПД светильника определяется отношением светового потока, выходящего из светильника, к световому потоку лампы. Он колеблется в пределах 60...90 %.

От размера защитного угла зависит степень защиты глаз от яркости.

По характеру светораспределения светильники подразделяют на следующие группы: прямого света — в нижнюю полусферу излучается более 80 % светового потока; преимущественно прямого света — излучается 60...80 %; рассеянного света — излучается 40...60 %; преимущественно отраженного света — излучается 20...40 %; отраженного света — в нижнюю полусферу излучается менее 20 % светового потока.

По степени защиты от воздействия внешней среды различают следующие типы светильников:

открытые пыленезащищенные — токоведущие части и лампа не защищены от попадания пыли;

перекрытые пыленезащищенные — попаданию пыли на токоведущие части и лампу в определенной степени препятствуют неуплотненные светопропускающие оболочки;

частично пылезащитные — токоведущие части защищены от попадания пыли;

полностью пылезащищенные — токоведущие части и лампа защищены от попадания пыли в том количестве, которое могло бы повлиять на работу светильника;

частично пыленепроницаемые — токоведущие части полностью защищены от попадания пыли;

полностью пыленепроницаемые — токоведущие части и колба лампы полностью защищены от попадания пыли.

В зависимости от степени защиты от проникновения воды светильники подразделяют на водонезащищенные, брызгозащищенные, струезащищенные, водонепроницаемые и герметичные.

Для промышленных зданий при нормальных условиях среды используют светильники общего применения с лампами накали-

вания, дуговыми ртутными и люминесцентными типов ГС, УЗ, ЛД, ЛОУ и другие, при тяжелых условиях среды — специальные светильники типов ПСХ, УПН, УПД, ПВАМ, во взрывоопасных зонах промышленных предприятий — светильники с лампами накаливания типов НОБ; Н4Б; РВЛ; В4А; ВЗГ и др. Для общественных зданий общего применения при нормальных условиях среды широко используют светильники с лампами накаливания и люминесцентными типов УСП, ПКР, ЛПР и другие, для наружного освещения — светильники со всеми рассмотренными в подразд. 13.1 источниками света типов СКЗЛ, СПО, СКЗПР, ИО 150, ИО 1 000 и другие, для бытовых помещений при нормальных условиях среды — светильники с люминесцентными лампами типов УСП, БЛ, ШОД, ЛПР.

13.3. Технология монтажа и ремонта светильников общего применения

Технологические операции ремонта и монтажа светильников общего применения во многом схожи. Перед началом монтажа светильники осматривают, определяют и маркируют фазные и нулевые провода, производят зарядку (присоединение внутренних проводов к патрону, установка источников света) или перезарядку светильников, собирают блоки люминесцентных светильников и комплектные световые линии.

Монтаж светильников включает в себя установку деталей крепления, подвешивание и крепление светильников к конструкции, присоединения их к электросети и сети заземления.

Светильники для ламп накаливания и дуговых ртутных ламп внешне похожи, но последние имеют большую массу и оснащены сложной пускорегулирующей аппаратурой. Корпуса светильников снабжены блоком устройств для ввода провода и различными подвесками. Современные светильники имеют штепсельные соединения или зажимы для присоединения к стационарной электросети.

Светильники, их рассеиватели и защитные сетки должны быть прочно закреплены. Крюки и другие приспособления для подвесных светильников массы до 100 кг испытывают в течение 10 мин подвешиванием пятикратной массы, а светильники (люстры) массой более 100 кг — двукратной массы плюс 80 кг. При креплении светильников к потолку на дюбелях, забиваемых монтажным пистолетом, каждую точку подвеса испытывают тройной массой светильника плюс 80 кг.

Если масса светильника не превышает 10 кг, его подвешивают на крюках (рис. 13.3, а) с помощью колец или скоб блока крепления. Крюки У623, У625 и У629 длиной соответственно 60, 155 и

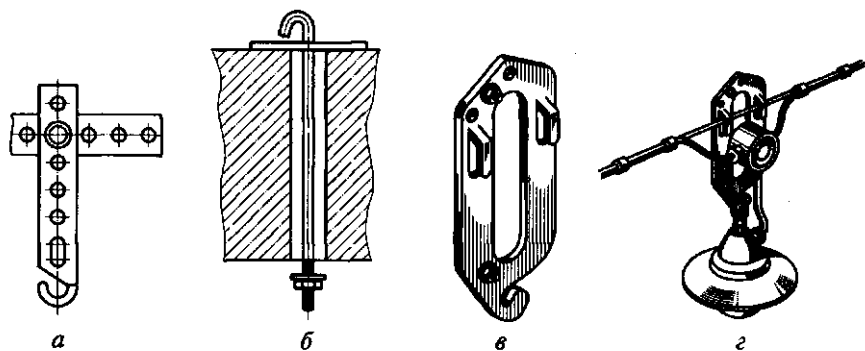


Рис. 13.3. Конструктивные элементы для установки светильников (*а—в*) (*а* — крюк; *б* — шпилька; *в* — подвес) и крепление светильника на тросе с помощью подвеса (*г*)

215 мм устанавливают в железобетонных потолках. Сами крюки изолируют, а блок крепления снабжают изолирующим кольцом.

Если светильник устанавливают на шпильку (рис. 13.3, *б*), то последнюю закрепляют на строительном основании.

Светильники можно устанавливать на стенах, колоннах и фермах с помощью кронштейнов У116, К290 и У25М, закрепляемых дюбелями или приваркой.

К металлическим и железобетонным фермам, а также к ограждениям технологических площадок светильники крепят с помощью подвесов различной длины или трубчатых кронштейнов.

Люминесцентные светильники подвешивают на коробах КЛ1 и КЛ2 с помощью специальных держателей, перемещающихся вдоль короба в щели (в его нижней части). Заземляющий провод присоединяют к приваренному внутри короба зажиму. Магистральные короба типа КЛ закрепляют на тросовых подвесках, потолочных скобах и кронштейнах.

Для крепления светильника на тросе могут использоваться: металлический подвес с ответвительной коробкой (загнутые края подвеса обжимают вокруг троса — рис. 13.3, *г*); скоба в разъемной ответвительной коробке при тросовом проводе АРТ.

При шинопроводах ШОС светильники крепят на них хомутом с крючком К470. Предельная нагрузка на 1 м шинопровода составляет 120 Н. При прокладке шинопровода по стенам и нижним поясам ферм светильники устанавливают на кронштейнах, прикрепленных к этим строительным основаниям.

При шинопроводах ШРА, прокладываемых по одной трассе с ШОС, светильники крепят симметрично на боковых поверхностях ШРА с помощью специальных кронштейнов.

Светильники заряжают медными проводами с площадью сечения 0,5...1,5 мм². Провода пропускают через подвесные штанги,

кронштейны, подвесы и стойки; соединение проводов внутри указанных конструктивных элементов запрещено.

Светильники с лампами накаливания и дуговыми ртутными лампами подключают к электросети через вводный блок, двухполюсные штепсельные соединения и колодки зажимов.

Для заземления металлических корпусов светильников используют отдельные ответвления от нулевого провода электропроводки, которые присоединяют к корпусам светильников заземляющими винтами.

При монтаже осветительного оборудования светильники выравнивают в ряду и по высоте так, чтобы отклонения их не были заметны на глаз; установочные изделия закрепляют по центру розеток, ниш, положение их рукояток, кнопок и штепсельных гнезд выверяют строго по вертикали и горизонтали.

Выключатели с рычажными и клавишными рукоятками устанавливают таким образом, чтобы при включении цепи освещения рукоятка двигалась вверх (нажатие верхней части клавиши). Штепсельные розетки монтируют так, чтобы гнезда располагались по горизонтали. Выключатели общего освещения и штепсельные розетки у входа в помещение устанавливают так, чтобы их не загромождала открывающаяся дверь. Выключатели и штепсельные розетки для санузлов устанавливают вне этих помещений.

13.4. Технология монтажа и ремонта взрывозащищенных светильников

Во взрывоопасных зонах применяют светильники взрывозащищенного исполнения. Светильники с трещинами на стеклянных защитных колпаках, в литых корпусах или сальниковых гайках вводных устройств, с неисправными патронами, раковинами или углублениями на сопрягаемых поверхностях монтажу и ремонту не подлежат.

Светильники Н4БН-150, ВЗГ-200АМ, ВЗГ-100, В4А-60, НОГЛ2×80, НОДЛ1×80 к зажимам вводной коробки присоединяют с помощью кабеля от групповой сети. У светильников Н4БН-150, ВЗГ-200АМ, ВЗГ/В4А-200М ввод осуществляют как небронированными трехжильными кабелями, так и тремя проводами, размещенными в цельнотянутой трубе.

Светильники при открытой прокладке кабеля целесообразно монтировать в такой последовательности:

снять оболочку с одного конца кабеля на длине 130 мм;

через монтажное отверстие отвинтить ключом крышку вводного устройства светильников (у светильника Н4БН-150 — два винта крепления контактной колодки) и вынуть ее;

надеть на оболочку конца кабеля нажимную муфту (фланцем вперед) и резиновое кольцо, продвинув его по кабелю на расстояние 140 мм от конца;

вести во вводное устройство светильника разделанный конец кабеля и вывести концы жил через монтажное отверстие;

вставить резиновое кольцо и нажимную муфту в гнездо ввода светильника и равномерным затягиванием двух болтов до отказа уплотнить место ввода;

подсоединить короткую жилу (длиной 100 мм) к заземляющему зажиму и уложить запас жилы внутрь вводного устройства, подсоединить длинные (фазную и нулевую) жилы (длиной 130 мм) соответственно к левому и правому зажимам контактной колодки;

снять оболочку с другого конца кабеля, прозвонить и отмаркировать жилы;

завинтить ключом крышку до упора;

для установки и проверки лампы светильника Н4БН-150 повернуть отражатель против часовой стрелки и снять его.

Ввод кабеля в светильники НОДЛ 1×80; НОГЛ 2×80 выполняют в такой последовательности:

открывают крышку вводного устройства светильника, снимают нажимную муфту, вынимают шайбу и резиновое уплотнение из гнезда;

определяют длину кабеля, необходимую для присоединения к контактными зажимам внутри вводного устройства и создания запаса на два-три присоединения, отмеряют нужный отрезок и отрезают излишек;

снимают с конца кабеля оболочку на таком расстоянии, чтобы она входила внутрь вводного устройства на 10...12 мм, удаляют изоляцию с концов жил на длине 25...30 мм, достаточной для изгиба кольца, надевают на оболочку кабеля нажимную муфту, стальную шайбу и резиновое уплотняющее кольцо;

установив резиновое уплотнительное кольцо и стальную шайбу во вводное отверстие, вводят кабель в светильник, закрепляют двумя болтами нажимную муфту и затягиванием болтов уплотняют резиновым кольцом место ввода кабеля.

Подготовленные светильники монтируют на строительных основаниях (стенах, колоннах, потолках) с жестким креплением подвесов или кронштейнов. От ответвительной коробки У-409 до трубного кронштейна или подвеса длина должна быть не менее 60 мм. Все три провода на этом участке должны быть заключены в общую поливинилхлоридную трубу внутренним диаметром 8...10 мм.

Уплотнение места ввода проводов в светильник испытывают выборочно сжатым воздухом с избыточным давлением 50 кПа. В течение 3 мин давление не должно уменьшиться более чем на 50 %.

При прокладке проводов в трубах светильники должны поступать на монтаж со спусками проводов и предварительно заряженными. Длину проводов в спуске принимают равной расстоянию от светильника до ближайшей ответвительной коробки плюс запас 100 мм, необходимый для выполнения соединений в коробке. Длина заряженных проводов должна равняться длине участка трубы от последнего светильника до его ответвительной коробки.

13.5. Технология монтажа и ремонта электроустановочных устройств

Перед скрытой установкой выключателей и штепсельных розеток предварительно замоноличивают в строительные конструкции специальные пластмассовые стаканы и кольца. Закладной стакан представляет собой полый полипропиленовый цилиндр, состоящий из двух половинок переменного диаметра. Стакан имеет кольцевые выступы, перегородку для звуковой изоляции и сквозное отверстие для прохода каналобразователя. Выпускаемые заводами стаканы имеют различную длину. Это дает возможность устанавливать их в железобетонных и гипсолитовых панелях разной толщины.

Выключатели и штепсельные розетки крепят распорными планками с винтами М4 к кольцевым выступам в закладных стаканах.

Установку выключателей и переключателей в помещениях с нормальными условиями среды при открытом способе прокладки электроосветительной сети следует производить на высоте 1,5 м от пола с использованием деревянных или пластмассовых подрозетников диаметром 55...60 мм и толщиной не менее 10 мм, прикрепляемых к основанию шурупом (рис. 13.4). Штепсельные соединители (розетки) устанавливают на высоте 0,8...1 м от пола с использованием подрозетников. Расстояние от розеток до заземленных устройств должно быть не менее 0,5 м.

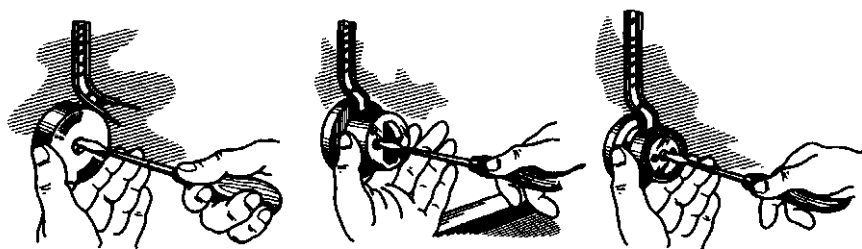


Рис. 13.4. Операции установки выключателя и штепсельной розетки для открытой электропроводки, проложенной плоскими проводами

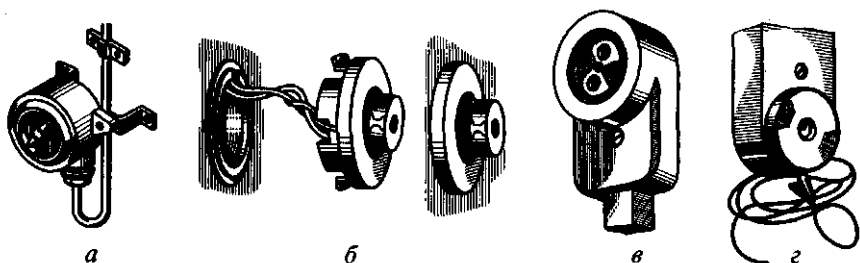


Рис. 13.5. Электроустановочные устройства:

а — брызгозащищенная розетка; *б* — выключатель для скрытых проводов; *в* — надплинтусная штепсельная розетка; *г* — подпотолочный выключатель

Брызгозащищенные розетки (рис. 13.5, *а*) устанавливают на скобе или непосредственно на стене с вводом проводов снизу через сальниковое уплотнение.

При скрытой проводке розетки и выключатели размещают во вмазанных в стену коробках диаметром 70 мм или закладных пластмассовых стаканах (рис. 13.5, *б*). Гнезда штепсельных розеток располагают по горизонтали. Установку надплинтусных розеток (рис. 13.5, *в*) производят на высоте не более 0,3 м от пола с защитными устройствами, закрывающими гнезда при вынутых вилках. Подпотолочные выключатели (рис. 13.5, *г*), имеющие металлические основания, крепят непосредственно к стене пристреливанием.

13.6. Обслуживание осветительных электроустановок

При обслуживании осветительных электроустановок нужно помнить, что в нормальном режиме в сетях электрического освещения напряжение не должно снижаться более чем на 2,5 % и повышаться более чем на 5 % номинального напряжения ламп. Для отдельных наиболее отдаленных ламп аварийного и наружного освещения допускается снижение напряжения на 5 %. В аварийном режиме допускается снижение напряжения на 12 % для ламп накаливания и на 10 % для люминесцентных ламп.

К колебаниям напряжения в осветительных сетях предъявляются следующие требования:

число случаев отклонения напряжения от номинального не более чем на 1,5 % не ограничивается;

случаи отклонения на 1,5... 4 % не должны повторяться более 10 раз в 1 ч;

отклонение более чем на 4 % допускается 1 раз в 1 ч.

Эти требования не распространяются на лампы местного освещения.

Все работы по обслуживанию светильников выполняют при снятом напряжении. Проверку уровня освещенности в контрольных точках помещений при осмотрах осветительных установок проводят не реже 1 раза в год. Исправность автоматических выключателей электроосветительных установок контролируют 1 раз в 3 мес (в дневное время).

Проверку исправности системы аварийного освещения проводят не реже 1 раза в квартал.

Проверку стационарного оборудования и электропроводок рабочего и аварийного освещения на соответствие токов расцепителей и плавких вставок расчетным значениям выполняют 1 раз в год.

Измерение нагрузок и напряжения в отдельных точках электрической сети и испытание изоляции стационарных трансформаторов с вторичным напряжением 12...40 В проводят не реже 1 раза в год.

При обслуживании светильников используют напольные устройства и приспособления, обеспечивающие безопасность работающих. К таким устройствам относятся лестница (при высоте подвешивания светильников до 5 м), а также стационарные и прицепные мостики, буксируемые грузоподъемными кранами.

Замена ламп может быть индивидуальной (от одной лампы до 10 % общего их числа) или групповой (все лампы в установке через определенный интервал времени одновременно заменяют новыми). В литейных и кузнечных цехах лампы типа ДРЛ подвергают групповой замене через 8 000 ч работы. В механических, сборочных, инструментальных цехах при использовании в качестве источников света люминесцентных ламп ЛБ-40 групповую замену производят через 7 000 ч (через ряд). Исправные лампы, снятые при групповой замене, можно использовать во вспомогательных помещениях.

В случае достаточного естественного освещения суммарное время использования в течение года осветительных установок при двухсменной работе принимают равным 2 100 ч, при трехсменной — 4 600 ч, а при трехсменной непрерывной работе — 5 600 ч. При недостаточном естественном освещении эти значения принимают равными соответственно 4 100, 6 000 и 8 700 ч.

Чистку светильников общего освещения в цехах машиностроительных предприятий проводят с такой периодичностью: в литейных — 1 раз в 2 мес; кузнечных, термических — 1 раз в 3 мес; инструментальных, сборочных, механических — 1 раз в 6 мес.

Техническое обслуживание сетей электрического освещения должен выполнять специально обученный персонал. Как правило, чистку арматуры и замену перегоревших ламп производят в дневное время со снятием напряжения с участка. Если в электроустановках напряжением до 500 В по условиям технологического

процесса отключить напряжение нельзя, допускается производство работ под напряжением. В этом случае соседние токоведущие части ограждают изолирующими накладками, работают инструментом с изолированными рукоятками, в защитных очках, головном уборе и с застегнутыми рукавами, стоя на изолирующей подставке или в диэлектрических галошах.

В цехах промышленных предприятий обслуживание высоко расположенной осветительной аппаратуры производит бригада в составе не менее двух электромонтеров, при этом производитель работ должен иметь III квалификационную группу. Оба исполнителя должны быть допущены к верхолазным работам. При работе необходимо соблюдать меры предосторожности от попадания под напряжение, падения с высоты, случайного пуска крана.

В сетях наружного освещения под напряжением разрешается чистить арматуру и менять перегоревшие лампы с телескопических вышек и изолирующих устройств, а также находясь на деревянных опорах без заземляющих спусков, на которых светильники расположены ниже фазных проводов. Старший из двух лиц должен иметь III квалификационную группу. Во всех остальных случаях работу выполняют по наряду с отключением и заземлением на месте работ всех проводов линий, расположенных на опоре.

Дефектные ртутные и люминесцентные лампы, так как в них содержится ртуть, пары которой ядовиты, сдают на завод-изготовитель или уничтожают в специально отведенных для этого местах.

Контрольные вопросы

1. Перечислите виды электрического освещения и дайте характеристику каждому из них.
2. Какие источники света применяют на промышленных предприятиях?
3. Расскажите о принципах работы ламп накаливания и газоразрядных ламп.
4. Какими способами осуществляют замену ламп?
5. От чего зависит периодичность чистки светильников?
6. Как очищают арматуру светильников в сетях наружного освещения?
7. Какова технологическая последовательность операций монтажа светильников общего применения?
8. Как монтируют электроустановочные устройства?

КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

14.1. Способы прокладки кабелей

Кабельные линии прокладывают в земляных траншеях, специальных кабельных сооружениях, на эстакадах, в галереях, открыто по стенам зданий и сооружений, в трубах, во внутрицеховых помещениях промышленных предприятий, а также в коллекторах — подземных сооружениях, предназначенных для прокладки кабелей совместно с линиями связи и другими коммуникациями.

Наиболее дешевый способ передачи электроэнергии с помощью кабельных линий — это размещение кабелей в траншеях (рис. 14.1). Такой способ не требует большого объема строительных работ и создает хорошие условия для охлаждения кабелей. Недостаток этого способа заключается в возможности механических повреждений кабелей во время различных раскопок, проводимых при эксплуатации сооружений. В траншеях кабели прокладывают на глубине не менее 0,7 м на трассах, не загруженных другими подземными и надземными коммуникациями. В одной траншее размещают не более шести кабелей напряжением 6(10) кВ

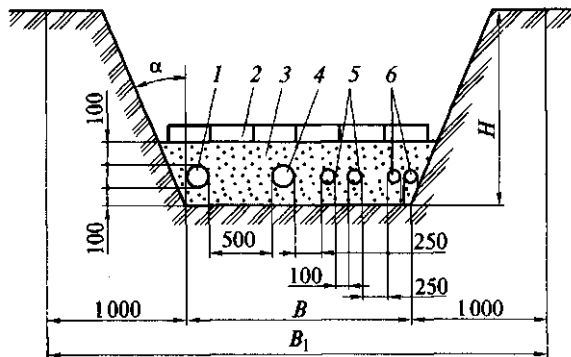


Рис. 14.1. Размещение кабелей в траншее:

1 — кабель связи; 2 — кирпич для защиты от механических повреждений; 3 — мягкий грунт для подсыпки; 4 — кабель напряжением до 35 кВ; 5 — кабели напряжением до 10 кВ; 6 — контрольные кабели; B , H — соответственно ширина по дну и глубина траншеи; B_1 — ширина охранной зоны; α — угол естественного откоса грунта

или двух кабелей напряжением 35 кВ. Рядом с ними допускается прокладка не более одного пучка из четырех контрольных кабелей.

Ширина траншеи по дну B для одного кабеля определяется удобством производства земляных работ и составляет 0,2 м при напряжении кабеля до 10 кВ и 0,3 м — при 35 кВ. Ширина траншеи по верху зависит от ее глубины H и угла естественного откоса грунта α .

Вводы кабелей в здания и их проходы из траншей в кабельные сооружения выполняют в трубах 2 (рис. 14.2), концы которых выступают из стены 6 здания (сооружения) в траншею, а при наличии отмотки — за линию последней не менее чем на 0,6 м. Для предотвращения от проникновения воды из траншеи в местах прохода труб накладывают гидроизоляцию 1. После прокладки кабелей 4 входные отверстия 3 труб уплотняют кабельной пружинкой, обмазанной водонепроницаемой (мятой) глиной, а кабель засыпают грунтом 5.

На кабельных линиях в местах установки соединительных муфт траншею расширяют для образования котлована. Размеры котлована в плане определяют с учетом устройства компенсаторов с обеих сторон от муфт для их возможного перемонтажа при эксплуатации и разгрузки от тяжения кабеля при колебании температуры (запас кабеля в компенсаторе составляет 350...400 мм). Кроме того, при определении размеров котлована учитывают допустимые расстояния в свету между корпусом муфты и ближайшим кабелем (не менее 250 мм), а также между муфтами на двух расположенных рядом кабелях (не менее 2000 мм по длине трассы).

При пересечении с железнодорожными путями и проездами, в стесненных местах, на участках вероятного разлива расплавленного металла, а также в районах с интенсивными блуждающими

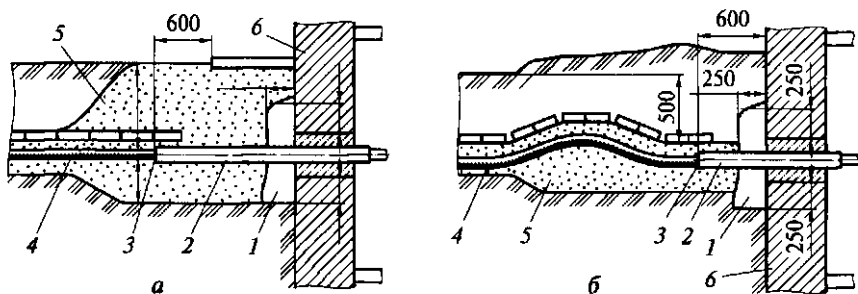


Рис. 14.2. Ввод кабелей из траншей в здание или сооружение при непроседающих (а) и проседающих (б) грунтах:

1 — гидроизоляция; 2 — труба; 3 — входное отверстие трубы; 4 — кабель; 5 — грунт; 6 — стена

98236

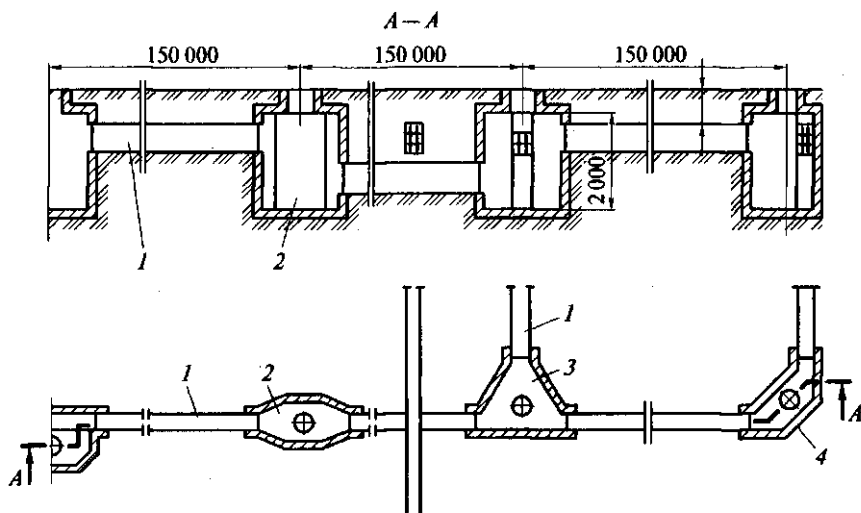


Рис. 14.3. Блоки и колодцы для прокладки кабелей:

1 — блок; 2 — прямой колодец; 3 — разветвительный колодец; 4 — угловой колодец

токама или грунтами с особой степенью агрессивности применяют прокладку кабелей в блоках (рис. 14.3). Для этого используют железобетонные панели марки ПК-2 или ПК-3 с отверстием внутренним диаметром не менее 90 мм. Глубину заложения блоков в земле принимают по местным условиям. Кабельные колодцы позволяют осуществлять прокладку кабелей напряжением до 10 кВ с жилами, имеющими площадь сечения до 240 мм², и установку кабельных муфт с защитными кожухами длиной 1 250 мм. Высота колодцев не превышает 2 100 мм. Различают проходные прямые колодцы 2, угловые 4, разветвительные 3, тройниковые и крестовые (с выходом блоков 1 соответственно с трех и четырех сторон). Снаружи кабельные колодцы закрывают люками, внутри оборудуют металлическими лестницами или скобами для спуска людей. Расстояние между колодцами принимают не более 150 м.

На территории энергоемких промышленных предприятий при наличии более 20 кабелей, идущих в одном направлении, применяют прокладку в туннелях. Такая прокладка обеспечивает надежную работу кабельных линий, но имеет самую высокую стоимость строительной части.

Кабельные туннели (рис. 14.4) монтируют из верхних 7 и нижних 8 лотковых элементов различных размеров. Закладные детали 9 устанавливают в лотковых элементах для крепления сборных кабельных конструкций 5, на полках 10 которых размещают контрольные 1 и силовые 3 кабели, а также соединительные муфты 4.

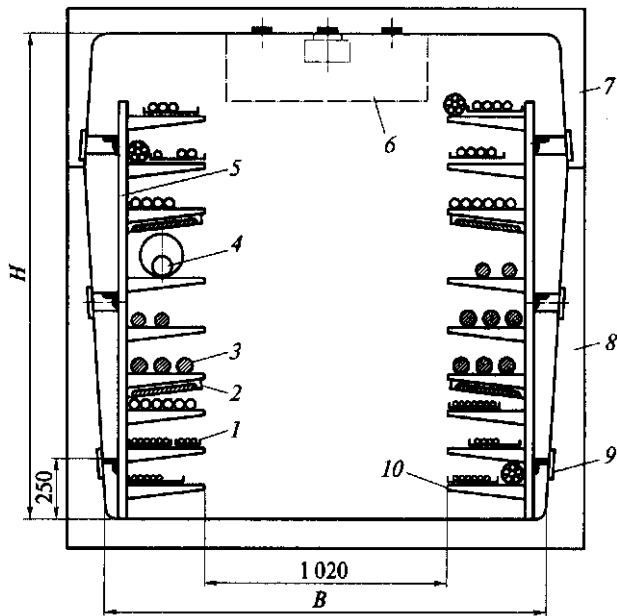


Рис. 14.4. Размещение кабелей в туннеле из сборных лотковых элементов: 1 — контрольные кабели; 2 — огнестойкая перегородка; 3 — силовые кабели; 4 — муфта; 5 — сборная кабельная конструкция; 6 — зона для освещения; 7, 8 — верхний и нижний лотковые элементы; 9 — закладные детали; 10 — полка; B , H — соответственно ширина и высота туннеля

Огнестойкие перегородки 2 предназначены для разделения групп кабелей. В специальной зоне 6 предусматривается устройство освещения.

Подземные туннели вне зданий располагают так, чтобы верх их перекрытия был заглублен на 0,5 м (на охраняемых территориях не нормируется).

На территории электрических станции, подстанций, внутри производственных помещений кабели в количестве от 3 до 15 шт. прокладывают в каналах. Кабельные каналы представляют собой подземные непроходные сооружения, используемые только для кабельных линий. Их изготавливают из сборных железобетонных лотковых элементов различной ширины и высоты. Габаритные размеры каналов рассчитаны на прокладку кабелей напряжением до 35 кВ с площадью сечения жил до 240 мм² включительно и радиусом изгиба кабелей до 1 500 мм.

Прямые участки каналов сооружают из лотковых элементов длиной 6,3 и 0,75 м. Ответвления от основной трассы выполняют с помощью углов-поворотов марки УПК или УК. Для крепления в каналах кабельных конструкций предусмотрены закладные дета-

ли, закрепляемые в стенах при изготовлении каналов. При сооружении кабельных трасс лотковые элементы размещают на основаниях и после прокладки кабелей перекрывают плитами. При расположении каналов вне зданий поверх плит перекрытия насыпают слой земли толщиной не менее 0,3 м (на охраняемых территориях толщина слоя нормируется).

Контрольные и силовые кабели с площадью сечения 25 мм² и более (за исключением небронированных кабелей со свинцовой оболочкой) прокладывают по кабельным конструкциям, контрольные и силовые небронированные кабели с площадью сечения 16 мм² и менее — преимущественно на лотках.

На предприятиях с большим количеством различных подземных коммуникаций, территориях с грунтовыми условиями, неблагоприятно действующими на кабели, прокладку их производят на эстакадах или в галереях.

Непроходные кабельные эстакады (рис. 14.5, а) сооружают с пролетами между опорами длиной 6 или 12 м. По ним можно прокладывать 16, 24 или 40 условных кабелей (кабель напряжением до 10 кВ с площадью сечения жил 150...240 мм²). Проходные кабельные эстакады (рис. 14.5, б) обеспечивают прокладку 64 или 128 условных кабелей. На эстакадах предусмотрено двустороннее расположение кабельных полок. Проходные эстакады оборудуют входами с лестницами через каждые 150 м.

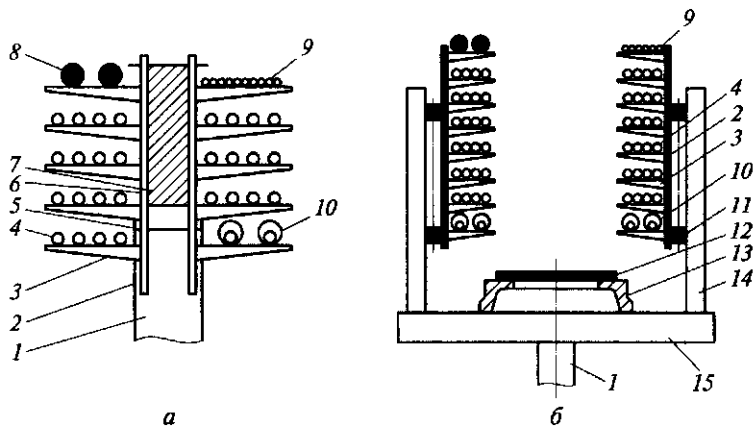


Рис. 14.5. Размещение кабелей на эстакадах:

а — непроходная эстакада на 40 условных кабелей; б — проходная эстакада на 64 условных кабеля с металлическими кабельными конструкциями; 1 — опора; 2 — кабельная стойка; 3 — кабельная полка; 4 — силовой кабель; 5 — шпилька; 6 — заземляющий проводник; 7 — закладная деталь; 8 — пучок кабелей с площадью сечения до 16 мм²; 9 — контрольный кабель; 10 — соединительная муфта; 11 — прогон несущей фермы; 12 — настил; 13 — железобетонная плита; 14 — железобетонная стойка; 15 — поперечная балка (траверса)

Характеристика в способ прокладки силовых кабелей напряжением до 10 кВ

Марка кабеля с жилами		Характеристика	Способ (условия) прокладки
медными	алюминиевыми		
<i>Кабели в свинцовой оболочке с пропитанной бумажной изоляцией</i>			
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 нетерящего состава	В туннелях
СП	АСП	Бронированный плоскими стальными проволоками с защитным наружным покровом	В земле, если кабель подвергается значительным растягивающим усилиям
СК	АСК	Бронированный круглыми стальными оцинкованными проволоками с защитным наружным покровом	Под водой
СБВ, СБГВ	АСБВ, АСБГВ	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

<i>Кабели в алюминиевой оболочке с пропитанной бумажной изоляцией</i>			
—	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
—	ААБв	С антикоррозийным покровом из двух слоев поливинилхлоридных лент 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 мягком грунте
<i>Кабели с резиновой изоляцией</i>			
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

Марка кабеля с жилами		Характеристика	Способ (условия) прокладки
медными	алюминиевыми		
ВРБ	АВРБ	В поливинилхлоридной оболочке, бронированный двумя стальными лентами с защитным наружным покровом	В земле, если кабель не подвергается значительным растягивающим усилиям
НРБ	АНРБ	В резиновой нетерючей оболочке, бронированный двумя стальными лентами с защитным наружным покровом	То же
<i>Кабели с пластмассовой изоляцией и в пластмассовой оболочке</i>			
ВВБ	АВВБ	С поливинилхлоридной изоляцией в поливинилхлоридной оболочке, бронированный стальными лентами с защитным наружным покровом	В земле, если кабель не подвергается значительным растягивающим усилиям
ВББШВ	АВББШВ	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	В земле, если кабель не подвергается значительным растягивающим усилиям

Кабельные галереи сооружают одно- и двусторонними. Они позволяют прокладывать до 48 условных кабелей, защита которых от солнечной радиации обеспечивается покрытием и стенами. Галереи следует разделять на отсеки длиной не более 150 м.

Одиночные кабели могут прокладываться по кабельным конструкциям с закладными подвесками, изготовляемым из швеллеров длиной 2 000 мм путем их поперечной резки в мастерских. Закладные подвески при сборке конструкций вставляют в перфорированные отверстия стоек узкой стороной хвостовика, затем разворотом на 90° устанавливают в горизонтальное положение.

Кабельные конструкции предварительно собирают в мастерских в настенные и потолочные блоки транспортабельной длины (до 6 м), объединяемые в секции общими связями (прогонами). При установке в монтажной зоне блоков кабельных конструкций существенно сокращаются трудозатраты электромонтажников.

Открыто по стенам сооружений и зданий кабели прокладывают в тех случаях, когда строительные конструкции выполнены из негорюемых материалов, а в помещениях нет пожаро- и взрывоопасных зон.

Способы прокладки силовых кабелей напряжением до 10 кВ приведены в табл. 14.1.

14.2. Технология монтажа кабельных линий

Кабельные линии прокладывают так, чтобы при их эксплуатации исключалась возможность возникновения опасных механических напряжений и повреждений.

Кабели укладывают с запасом по длине 1...2% для компенсации возможных смещений почвы и температурных деформаций как самих кабелей, так и конструкций, по которым они проложены. В траншеях и на сплошных поверхностях внутри зданий и сооружений запас создают волнообразной укладкой кабеля (змейкой), а при прокладке по кабельным конструкциям (кронштейнам) — образованием стрелы провеса. Создавать запас кабеля в виде колец (витков) не допускается.

Усилия тяжения при прокладке кабелей зависят от способа и трассы прокладки, сечения жил, температуры окружающей среды.

Кабели, прокладываемые горизонтально по конструкциям, стенам, перекрытиям и фермам, жестко закрепляют в конечных точках непосредственно у концевых муфт и заделок, на поворотах трассы, с обеих сторон изгибов и у соединительных муфт. На вертикальных участках кабели закрепляют на каждой кабельной конструкции. В местах жесткого крепления небронированных кабелей

со свинцовой или алюминиевой оболочкой на конструкциях применяют прокладки из листовой резины, листового поливинилхлорида или другого эластичного материала. Небронированные кабели с пластмассовой оболочкой или пластмассовым шлангом, а также бронированные кабели крепят к конструкциям скобами, хомутами, накладками без прокладок.

Внутри и снаружи помещений в местах, доступных для неквалифицированного персонала, а также рядом с возможными путями передвижения автотранспорта, грузов и механизмов бронированные и небронированные кабели защищают от механических повреждений до безопасной высоты (не менее 2 м от уровня земли или пола и на глубине до 0,3 м в земле). Защиту обеспечивают кожухами из листового металла толщиной 2,5 мм или отрезками стальных труб.

Приступая к сооружению кабельных линий монтажники изучают рабочую документацию: план трассы; продольный профиль; рабочие чертежи конструкций; строительные чертежи кабельных сооружений; перечни мероприятий по герметизации вводов; чертежи перехода кабельной линии напряжением 35 кВ в воздушную; кабельный журнал; спецификации на материалы и изделия; сметы и др.

Как правило, монтаж кабельных линий выполняют в две стадии. Сначала внутри зданий и сооружений устанавливают опорные конструкции для прокладки кабелей (работы ведут по совмещенному графику строительно-монтажных организаций), затем прокладывают кабели и подключают их к выводам электрооборудования (работы ведут после завершения комплекса строительных и отделочных работ при условии передачи объекта под монтаж по акту).

В монтажную зону кабели доставляют в заводских упаковках или на инвентарных барабанах. В местах хранения кабели грузят на перевозочные средства мостовыми кранами, кран-балками, тельферами, автомобильными кранами, автопогрузчиками и другими грузоподъемными устройствами. В качестве грузозахватных приспособлений применяют унифицированные гибкие стропы из стальных канатов с захватами и траверсами, а также стальные оси (рис. 14.6).

Перевозку кабелей осуществляют на транспортерах ТКБ-6, ТКБ-10 грузоподъемностью соответственно 6 и 10 т. Транспортер ТКБ-6 перемещают автомобилем, а ТКБ-10 — трактором Т-150.

После удаления обшивки с барабана состояние наружных витков оценивают в зависимости от конструктивного исполнения оболочек и защитных покровов. Частыми дефектами кабелей являются: подтеки пропитывающего состава; просветы в наружном покрове из кабельной пряжи; проколы, раковины и разрывы пластмассового защитного шланга; обрывы, смещения, зазоры между витками бронелент; раковины и трещины в свинцовых и алюминиевых оболочках и др.

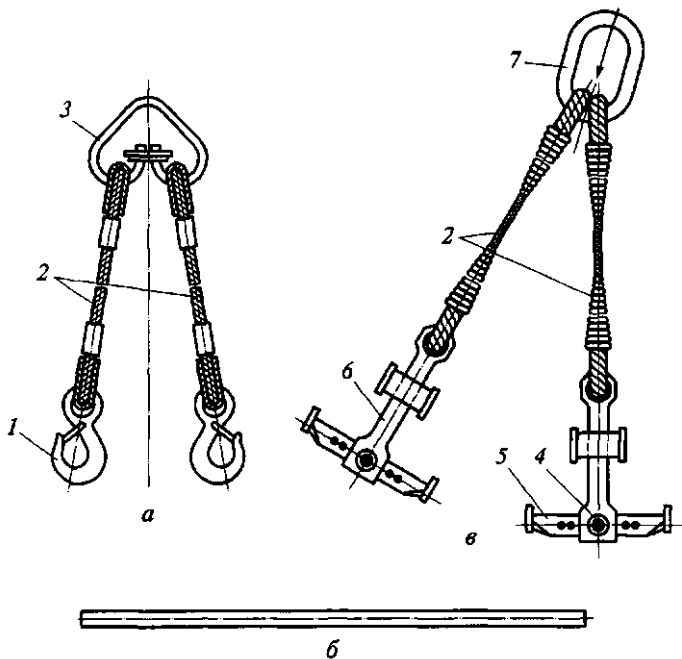


Рис. 14.6. Грузозахватные приспособления:

a — двухветвевые стропы; *б* — стальная ось; *в* — приспособление для подъема барабана с кабелем без применения оси; 1 — крюк; 2 — стропы; 3 — серьга; 4 — замок; 5 — шток; 6 — захват; 7 — кольцо

Наружные витки кабеля, имеющие повреждения, удаляют, а изоляцию кабеля испытывают повышенным напряжением. Бумажную изоляцию перед испытанием проверяют на отсутствие влаги. Для этого ленты, прилегающие к оболочке и жилам, погружают с помощью пинцета (во избежание ошибочных результатов к лентам не прикасаются руками) в нагретый до 150 °С парафин (рис. 14.7). Легкое потрескивание и выделение пены свидетельствует об увлажнении изоляции кабеля. В этом слу-

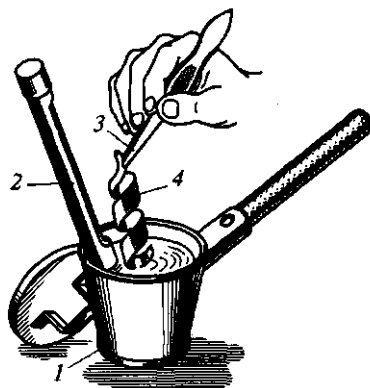


Рис. 14.7. Проверка бумажной изоляции кабеля на отсутствие влаги:

1 — ковш с парафином; 2 — термометр; 3 — пинцет; 4 — кабельная бумага

чае от конца кабеля отрезают участок длиной 250... 300 мм и проводят повторную проверку. При необходимости эти операции повторяют несколько раз до получения положительных результатов.

После испытания кабеля повышенным напряжением восстанавливают герметизирующие колпачки на его концах.

Технологический процесс прокладки кабеля включает в себя следующие операции: установка барабана с кабелем; подъем барабана домкратами; снятие обшивки с барабана; раскатка кабеля путем равномерного вращения барабана и протяжка кабеля вдоль трассы в проектное положение.

Раскатку кабеля выполняют ручным или механизированным способом. При ручной раскатке тяжение кабеля осуществляют рабочие-электромонтажники, расставленные таким образом, чтобы на каждого из них приходилась нагрузка не более 0,35 кН. Кабель раскатывают вручную при отсутствии или нецелесообразности применения средств механизации (короткие участки трасс при небольшом числе кабелей).

Способы механизированной раскатки кабелей разнообразны. При прокладке кабелей в траншеях с движущихся транспортных средств (кабельный транспортер, кран-трубоукладчик, специальная тележка) раскатку кабеля производят со скоростью до 3 км/ч, регулируя вращение барабана тормозом. При механизированной прокладке кабеля тяжение контролируют динамометром. Барабан с помощью домкрата приподнимают над основанием на 15... 20 см для свободного вращения вокруг оси.

На сложных трассах с многочисленными поворотами и резкими перепадами высотных отметок применяют комплект протяжных устройств с автономным приводом ПИК-4У (рис. 14.8). Если длина трассы составляет менее 200 м и имеет один поворот, используют один такой привод, при наличии поворотов и длине трассы 200... 300 м два привода, а при длине трассы до 500 м — три-четыре привода.

Кабели напряжением до 1000 В защищают в тех местах, где возможны механические повреждения (места частых раскопок,

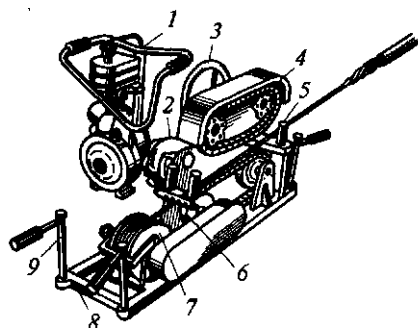


Рис. 14.8. Универсальный индивидуальный привод ПИК-4У для натяжения кабеля:

1 — двигатель; 2 — редуктор; 3 — прижимное устройство; 4 — движитель; 5 — направляющие; 6 — ролик; 7 — лебедка; 8 — рама; 9 — стойка

переходы через улицы, дороги, вдоль проезжей части). Кабели напряжением свыше 1 000 В защищают от механических повреждений слоем красного кирпича или бетонными плитами на всем протяжении трассы. Предварительно кабель покрывают слоем песка или чистой земли толщиной 100 мм. После завершения указанных операций траншею зарывают.

Бронированные силовые кабели с металлическими оболочками на протяженных участках прокладывают с передвижаемого или самоходного кабелеукладчика. Перед прокладкой трассу очищают от пней и корней деревьев, выравнивают откосы, засыпают ямы.

Ножевой кабелеукладчик типа КУ-150 с пассивным рабочим органом буксируют не менее чем двумя тракторами, так как усилия, необходимые для расклинивания грунта ножом укладчика, составляют 170... 440 кН. Кабелеукладчик снабжен кассетой с входным лотком для прохода разматываемого кабеля. К кабелеукладчику прицеплен транспортер кабельных барабанов.

При движении кабелеукладчика его нож входит в грунт на глубину 1,2... 1,3 м, в образующуюся щель укладывается кабель. После прохода ножа щель под действием массы грунта закрывается, а кабель остается на глубине 1... 1,2 м и не требует защиты от механических повреждений. В процессе прокладки электромонтажники вращают барабан с кабелем так, чтобы кабель перед входом в кассету имел некоторый провес.

При прокладке кабелей в блоках до начала работ очищают каналы блока от цементного раствора и строительного мусора протяжкой контрольного цилиндра, соединенного с тремя ершами. По чистым и исправным каналам устройство проходит легко, без стуков и задержек. Цементную пыль, оставшуюся после протягивания устройства через каналы, удаляют сжатым воздухом от компрессора.

Внутренний диаметр асбестоцементных труб, предназначенных для прокладки многожильных кабелей, принимают равным полутора диаметрам кабелей. Наименьший допустимый диаметр труб составляет 50 мм при их длине до 5 м и 100 мм — при большей длине.

При прокладке кабелей в блоке необходимо обеспечить полную водонепроницаемость труб. Для этого после монтажа испытывают трубопровод давлением воздуха или воды, в местах выхода кабеля из трубопровода (заполнением пружей с битумом и т. п.).

Для прокладки в блоках и трубах применяют специальные небронированные кабели марки СГТ или АСГТ. На участках длиной не более 50 м, например в местах перехода кабелей из траншеи в блок, применяют бронированные кабели со снятым верхним джутовым покровом. При этом броню промывают бензином, после чего красят асфальтовым лаком.

Для затягивания в каналы блока каната приводной лебедки используют стальную проволоку диаметром 4...5 мм. Если такая проволока не была заложена в канал в процессе его сооружения, ее протяжку на участках длиной до 50 м выполняют непосредственным проталкиванием во входное отверстие.

В каналах большой длины используют пневмоканалопроходчики, протаскивающие капроновый шнур диаметром 2...3 см при избыточном давлении сжатого воздуха 600...700 кПа.

Барабаны с кабелем размещают по трассе так, чтобы можно было монтировать соединительные муфты в колодцах блока. Кабели больших сечений и большой протяженности затягивают в каналы стальным зажимом, закрепленным непосредственно за жилы на концах кабеля.

Для уменьшения трения и механического износа кабеля в процессе затягивания на его поверхность наносят слой солидола или тавота толщиной 2 мм. Необходимо следить за тем, чтобы кабель в промежуточном колодце не испытывал чрезмерного натяжения.

Если два участка трассы имеют неодинаковую длину, протяжку кабеля начинают на более длинном участке. Затем сматывают кабель с барабана на длину второго участка (с припуском на муфтовое соединение), раскладывают его в виде петли на земле и отрезают кабель у барабана. Далее, затянув трос на втором участке, спускают конец петли кабеля в колодец и, прикрепив конец кабеля к этому тросу, производят окончательную затяжку кабеля, следя за тем, чтобы радиус изгиба кабеля при опускании петли в колодец не был меньше допустимого.

Конец кабеля, отрезанный у барабана и опущенный в колодец, должен быть запаян. По обеим сторонам соединительных муфт (на расстоянии 1 м от муфты) концы кабеля закрепляют на опорных конструкциях колодца. В местах сближения кабелей на расстояние, меньше допустимого, на кабели необходимо надевать нарезанные из асбестоцементных труб кольца с вырезанными в них вдоль оси щелями, равными по ширине 1,1 диаметра кабеля.

При прокладке кабелей в туннелях и каналах сначала готовят трассу. Для этого проверяют соответствие проекту строительной части, систем вентиляции и пожарной сигнализации, наличие огнестойких перегородок. Далее устанавливают сборные кабельные конструкции, стойки которых приваривают к закладным элементам стеновых панелей. В местах спуска кабеля из вентиляционной шахты в туннель и на углах поворота размещают универсальные обводные устройства. По роликам раскатывают кабель, используя лебедку, транспортер или специальный автомобиль. Затем укладывают кабельные опорные конструкции с запасом 2% и закрепляют в конечных точках трассы, а также на изгибах, концевых заделках и у соединительных муфт.

Кабели к электродвигателям взаиморезервируемых пожарных насосов прокладывают по разным трассам.

Кабельные туннели, помещения, этажи должны быть разделены перегородками на отсеки, длина которых определяется технологией тушения пожаров, но при этом должна быть не более 150 м. Кабельные эстакады и галереи должны быть отделены от кабельных туннелей, полуэтажей и других помещений негоряемыми перегородками, иметь перекрытия сверху и внизу, а также входные двери.

Кабели в кабельных сооружениях прокладывают таким образом, чтобы были обеспечены проходы для их монтажа, ремонта и замены (в том числе в местах входа и выхода кабелей из них). Пересечения кабелей должны происходить в разных плоскостях.

На эстакадах, в галереях при проверке строительной готовности сборных кабельных конструкций их закрепляют шпильками. Крепление можно также выполнять болтами или приваркой конструкций к закладным элементам. Для открытой прокладки применяют анкерные устройства и натяжные зажимы.

Барабаны расставляют вдоль трассы и подготавливают их к прокладке кабеля. Кабель раскатывают тяжением с помощью каната лебедки с электрическим приводом. В начале, конце и на поворотах трассы устанавливают направляющие желоба, обильно смазанные тавотом. Кабели прокладывают с противокоррозийным покрытием без наружного покрова или с наружным покрытием из негоряемых материалов. В производственных помещениях (машинные залы, кабельные полуэтажи и др.), на прямых участках длиной до 200 м сборных кабельных конструкций, лотков или коробов, размещаемых на различной высоте, отдельные контрольные и силовые кабели (пучки кабелей) прокладывают с помощью механизированного приспособления МПНН «непрерывная нить» (рис. 14.9). Оно состоит из приводного электродвигателя 1 с редуктором, двух пар телескопических стоек 2, оснащенных траверсами, поддерживающих 4 и линейных 5 роликов, замкнутого каната 3, кабельного захвата 6 и зажима 7. Телескопические стойки размещают в начале и конце трассы и закрепляют их враспор между полом и перекрытием. Раму с приводным канатом 3 перемещают вдоль стоек траверсы с роликами. Пучок подготовленных к прокладке кабелей с помощью кабельного захвата 6 и зажима 7 навешивают на нижнюю ветвь замкнутого каната. Движение каната приводит к разматыванию кабелей до требуемого места, определенного кабельным журналом.

После прокладки кабелей их отсоединяют от тяговых канатов и укладывают на полки кабельных конструкций, в лотки или короба, обеспечивая необходимые нормируемые расстояния между кабелями в горизонтальной и вертикальной плоскостях.

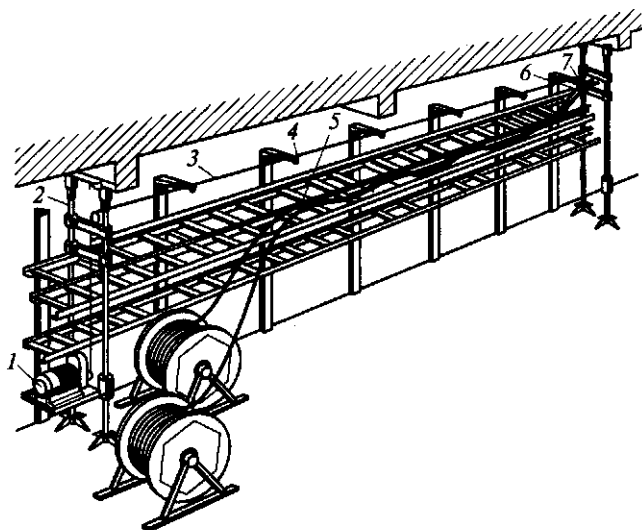


Рис. 14.9. Приспособление для механизированной прокладки кабеля «непрерывная нить»:

1 — приводной электродвигатель; 2 — стойка; 3 — канат; 4, 5 — ролики; 6 — захват; 7 — зажим

Затем заземляют конструктивные элементы кабельной линии (металлические кабельные конструкции, корпуса кабельных муфт и оболочки, броню силовых и контрольных кабелей), присоединяя их к контуру заземления полосовой сталью с площадью сечения не менее 100 мм^2 или медными проводниками с площадью сечения 6 мм^2 для кабелей, имеющих токопроводящие жилы с площадью сечения до 10 мм^2 , и 25 мм^2 — для кабелей, имеющих жилы с площадью сечения $150 \dots 240 \text{ мм}^2$. Проложенные кабели, муфты и заделки маркируют, размещая на них бирки прямоугольной, круглой или треугольной формы. Кабельные линии напряжением до 1000 В испытывают мегомметром на напряжение $500 \dots 2500 \text{ В}$ в течение 1 мин . Сопротивление изоляции в исправном кабеле должно быть не менее $0,5 \text{ МОм}$.

Кабели в холодное время года прокладывают без предварительного подогрева, если температура воздуха в течение 24 ч до начала работ была не ниже:

0°C — для силовых бронированных и небронированных кабелей с бумажной изоляцией (низкой, нестекающей и обеднено-пропитанной) в свинцовой или алюминиевой оболочке;

-7°C — для контрольных и силовых кабелей напряжением до 35 кВ с пластмассовой или резиновой изоляцией и оболочкой, содержащей волокнистые материалы, в защитном покрове, а также с броней из стальных лент или проволок;

–15 °С — для контрольных и силовых кабелей напряжением до 10 кВ с поливинилхлоридной или резиновой изоляцией и оболочкой без волокнистых материалов в защитном покрове, а также с броней из профилированной стальной оцинкованной ленты;

–20 °С — для небронированных контрольных и силовых кабелей с полиэтиленовой изоляцией и оболочкой без волокнистых материалов в защитном покрове, а также с резиновой изоляцией в свинцовой оболочке.

Подогрев кабелей перед прокладкой производят внутри стационарных или передвижных помещений. Продолжительность прокладки при температуре от 0 до –10 °С должна быть не более 1 ч, от –10 до –20 °С — не более 40 мин, от –20 °С и ниже — не более 30 мин.

Небронированные кабели с алюминиевой оболочкой в поливинилхлоридном шланге, даже предварительно подогретые, не допускается прокладывать при температуре окружающего воздуха ниже –20 °С. При температуре окружающего воздуха ниже –40 °С прокладка кабелей всех марок запрещается.

При температуре прокладки ниже –20 °С кабели в течение всего периода раскатки подогревают. Электропитание для прогрева подводят токопроводящим жилам 3 (рис. 14.10) к наружного конца кабеля, укладываемого в начале трассы и закрепляемого в непосредственной близости от источника подогрева (при этом прокладку кабеля осуществляют с барабана, перемещаемого вдоль трассы).

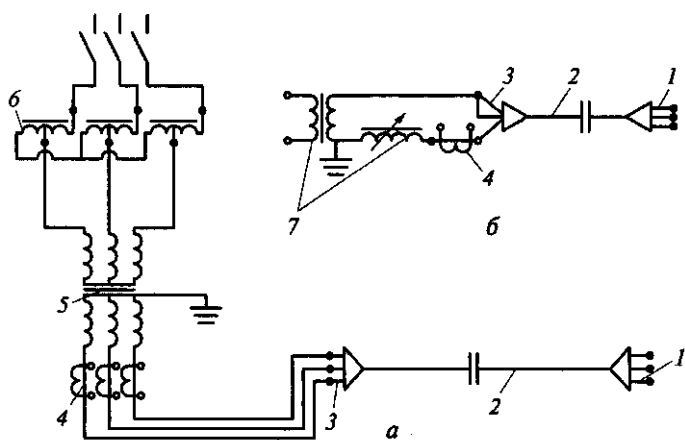


Рис. 14.10. Схемы прогрева кабелей:

a — трехфазным током; *б* — током от сварочного трансформатора; 1 — токопроводящие жилы внутреннего конца кабеля; 2 — прогреваемый кабель; 3 — токопроводящие жилы наружного конца кабеля; 4 — трансформатор тока; 5 — трехфазный трансформатор; 6 — трехфазный регулируемый автотрансформатор; 7 — сварочный трансформатор

При прокладке предварительно подогретого кабеля создают повышенный запас по длине (3...4% вместо 1...2%), так как после охлаждения длина кабеля сокращается значительно, чем в обычных условиях.

Надежность и долговечность кабелей в эксплуатации во многом определяются качеством их прокладки. Состояние кабелей после их прокладки оценивают по наличию повреждений наружных покровов, оболочек, изоляции и токопроводящих жил.

При незначительных повреждениях наружных покровов из волокнистых материалов алюминиевые оболочки кабелей защищают от почвенной коррозии покрытием (обмазкой) битумным

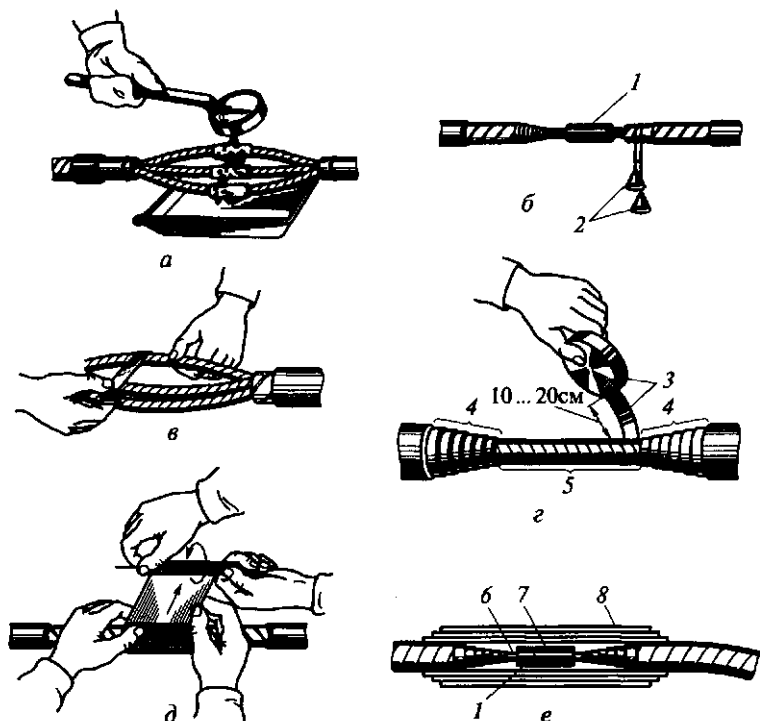


Рис. 14.11. Операции, выполняемые при оконцевании и изолировании мест соединения кабеля:

a — промывание гильз и бумажной изоляции разогретым составом МП; *б* — ступенчатая разделка бумажной изоляции в месте соединения жил; *в* — намотка первого слоя бумажной изоляции; *г* — намотка второго слоя бумажной изоляции; *д* — наложение рулонной подмотки; *е* — получение комбинированной изоляции, выполненной бумажными роликами и рулонами; *1* — соединительная гильза; *2* — смотанная бумажная изоляция; *3* — бумажный ролик и лента; *4* — ступени разделки заводской изоляции жил; *5* — слой подмотанной изоляции; *6*, *7* — подмотка бумажными роликами с шириной ленты соответственно 5 и 10 мм; *8* — рулонная подмотка

составом МБ-70/60, разогретым до температуры 130 °С, с последующим нанесением на поврежденное место двух слоев липкой поливинилхлоридной ленты с 50 %-ным перекрытием, а поверх нее — слоя смоляной ленты, покрываемого асфальтовым лаком.

Поврежденный наружный покров пластмассового шланга ремонтируют сваркой в струе горячего воздуха (присадкой служит поливинилхлоридный пруток диаметром 4...6 мм). При скрытой прокладке ремонт поврежденного места на шланге можно производить подмоткой не менее двух слоев липкой поливинилхлоридной ленты с 50 %-ным перекрытием и промазкой каждого слоя поливинилхлоридным лаком.

Технология разделки концов кабелей описана в подразд. 8.5 (см. книгу 1), а операции оконцевания и изолирования жил кабеля в месте соединения приведены на рис. 14.11.

14.3. Технология монтажа и ремонта соединительных муфт на кабелях напряжением до 10 кВ

Кабели на напряжение до 10 кВ соединяют чугунными (при напряжении до 1 000 В), эпоксидными (до 1 000 В, 6 и 10 кВ) и свинцовыми (6 и 10 кВ) муфтами.

Соединительная чугунная муфта СЧ (рис. 14.12) имеет корпус, состоящий из нижней 1 и верхней 2 половин. Фарфоровые распорки 7 обеспечивают необходимые изоляционные расстояния между жилами кабеля и соединительными гильзами 8. Основной изоляцией служит заполняющий муфту битумный состав. Подмотку 3 из смоляной ленты делают на участках кабеля длиной 100 мм в местах соприкосновения горловины муфты с кабелем.

В нижнюю половину корпуса муфты укладывают разделанные концы жил кабеля и заполняют паз уплотнителем. К контактным площадкам нижней половины муфты болтами присоединяют провод заземления. На нижнюю половину корпуса накладывают верхнюю и соединяют их болтами 6, затягивая равномерно.

Огнем газовой горелки подогревают корпус муфты до температуры 50...60 °С и в три-четыре приема заливают ее битумным составом. При первом заполнении покрывают составом всю поверхность разделанных концов жил кабеля в муфте, после усадки муфты наполняют до верха, а затем доливают состав 1—2 раза для окончательного заполнения. После остывания битумного состава заливочное отверстие 5 закрывают крышкой 4, предварительно уложив в канавку прокладку из резины или пеньки. Болты и швы муфты покрывают антикоррозийным составом.

Технология монтажа и ремонта соединительных эпоксидных муфт предусматривает несколько последовательно выполняемых операций.

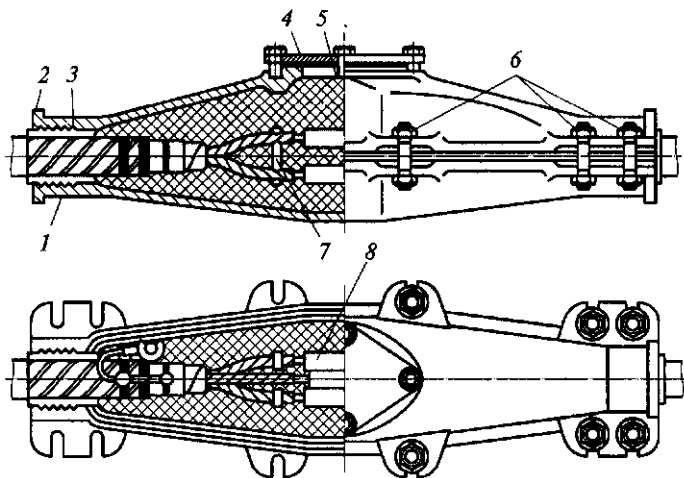


Рис. 14.12. Соединительная чугунная муфта СЧ:

1, 2 — нижняя и верхняя половины корпуса; 3 — подмотка; 4 — крышка; 5 — заливочное отверстие; 6 — болты; 7 — распорка; 8 — соединительная гильза

Подготовленные полумуфты покрывают чистым материалом (как правило, бязью). На концы кабелей надевают резиновые уплотнительные кольца с выполненными на предприятии-изготовителе кольцевыми надрезами, которые позволяют увеличивать внутренний диаметр кольца удалением лишней части. После этого монтируют соединительные гильзы, устанавливают эпоксидные распорные звездочки в местах перехода с криволинейной части жилы на прямолинейную и закрепляют их биндажом из сухих и чистых ниток.

Оболочку до резинового уплотнительного кольца зачищают щеткой и обезжиривают бензином. Поливинилхлоридный шланг небронированного кабеля ААШв обрабатывают плоским драчевым напильником на длине 20 мм от среза шланга и покрывают клеем ПЭД-Б. Резиновые уплотнительные кольца сдвигают так, чтобы они находились на расстоянии 10 мм от среза оболочки, и зажимают хомутом.

На ступени брони выполняют кольцевую подмотку поливинилхлоридной лентой шириной 20 мм до диаметра, равного внутреннему диаметру горловины муфты.

Обе половины муфты устанавливают в рабочее положение.

Эпоксидный компаунд заливают в корпус муфты с помощью лотка непрерывной струей шириной 10...15 мм, переходящий с лотка на стенку корпуса. Компаунд заливают в два приема: сначала — на 2/3 объема корпуса, а через 10 мин после первой заливки — до полного заполнения литника. По мере усадки доливают компаунд в муфту.

Для предотвращения вытекания заливаемого компаунда в местах ввода кабелей в муфту делают дополнительную подмотку из поливинилхлоридной ленты с заходом 30 мм на наружную поверхность полумуфт. Щели между полумуфтами в месте их стыкования уплотняют герметиком УС-65.

Провода заземления соединяют опрессовкой. На место соединения проводов накладывают трехслойную подмотку из поливинилхлоридной ленты с заходом на изоляцию (трубку). Провод заземления укладывают вдоль корпуса муфты и закрепляют бандажом.

Операции, выполняемые при монтаже свинцовой муфты, показаны на рис. 14.13. На один конец разделанного кабеля, закрытого салфеткой 13, надвигают корпус муфты (свинцовую трубу) 3 так, чтобы его концы были за границами разделки. После изолирования мест соединения жил на них по центру муфты наматывают общий бандаж из бумажной ленты. Затем удаляют кольцевые пояски оболочек, закрепляют поясную изоляцию, обрабатывают торцы металлических оболочек и отгибают их края. Места соединения промывают прошпарочным составом.

На место соединения жил надвигают корпус муфты. Концам трубы с помощью валька 14 придают сферическую форму (рис. 14.13, в). Обколачивание производят до плотного соприкосновения трубы с оболочкой кабеля. Затем тщательно подготавливают поверхность пайки шеек и оболочки кабеля. Алюминиевую оболочку лудят вначале припоем А, а затем оловянно-свинцовым. Места пайки после обработки слегка подогревают горелкой 15 и протирают салфеткой, пропитанной стеарином. В месте среза брони на конце кабеля подматывают шнуровой асбест, предотвращая вытекание пропитывающего состава защитных покровов. Пламенем газовой горелки нагревают место пайки и прутком припоя 16 (рис. 14.13, г). Пайка должна выполняться как можно быстрее — не дольше 3...4 мин на один конец муфты. Для охлаждения и очистки места пайки горловины муфты покрывают стеарином.

В верхней части муфты вырубают заливочные отверстия 17 треугольной формы со сторонами длиной 25...30 мм (рис. 14.13, д). Вырубленный металл не удаляют, а оставляют в виде отогнутого вверх язычка. Небольшое количество кабельного состава перед заливкой в муфту сливают через носик ведра для очистки последнего от сора и пыли. Муфту подогревают до температуры 50...60 °С и заливают в три-четыре приема в одно из ее заливочных отверстий кабельный состав. Заливку ведут до тех пор, пока при вытекании состава из другого отверстия не прекратится выделение пены и пузырьков воздуха. По мере усадки и охлаждения муфту доливают (при этом заливочные отверстия закрывают чистой и сухой салфеткой). Затем заливочные отверстия плотно закрывают язычками и запаивают (рис. 14.13, е).

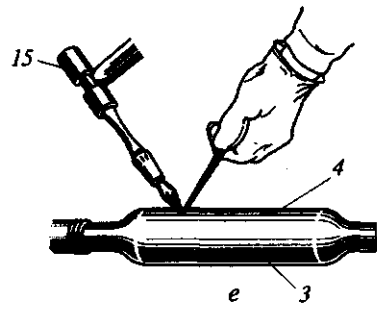
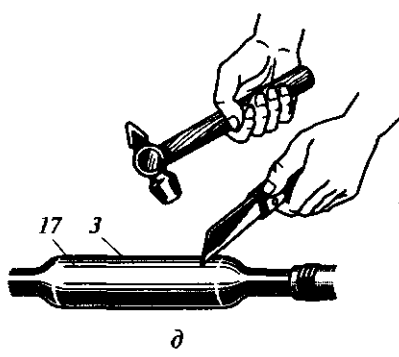
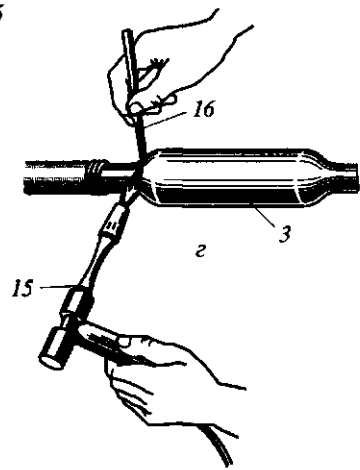
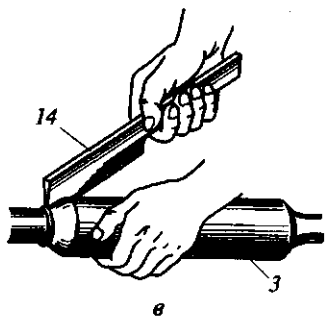
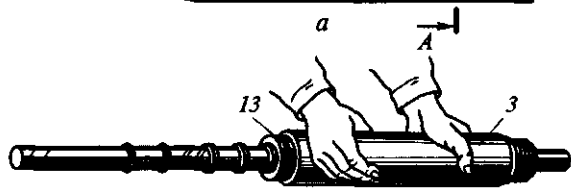
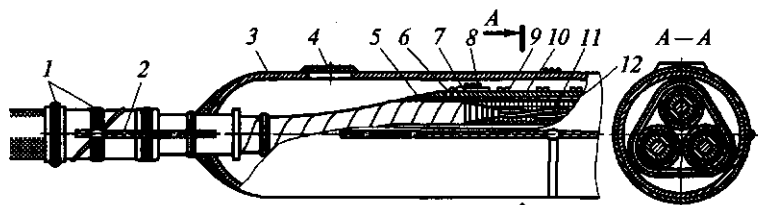


Рис. 14.13. Устройство соединительной свинцовой муфты и операции, выполняемые при ее монтаже:

a — свинцовая муфта; *b* — надевание свинцовой трубы; *в* — обколачивание торцов корпуса; *г* — припаивание горловины корпуса к оболочке кабеля; *д* — прорубание заливочных отверстий; *e* — запаивание заливочных отверстий; *ж* — заземление муфты; *1, 11* — проволочные бандажи; *2* — провод заземления; *3* — корпус муфты; *4* — заливочное отверстие; *5* — подмотка рулонами; *6, 8* — бандажи из кабельной пряжи; *7, 9, 10* — подмотка роликами с лентой шириной соответственно 25, 10 и 5 мм; *12* — гильза; *13* — салфетка; *14* — валец; *15* — горелка; *16* — пруток припоя



Свинцовую муфту заземляют (рис. 14.13, *ж*), для чего провод заземления *2* припаивают к бронелентам обоих кабелей и к середине ее корпуса.

14.4. Технология монтажа и ремонта концевых муфт наружной установки на кабелях напряжением до 10 кВ

При наружной прокладке кабелей на напряжение до 10 кВ с бумажной изоляцией применяют следующие муфты: металлические концевые типов КНА (с алюминиевым корпусом), КНЧ (с чугунным корпусом) и КНСт (со стальным корпусом); матовые типов КМА и КМЧ; концевые эпоксидные типа КНЭ; эластомерные типа ПКНР.

Металлические концевые муфты наружной установки для кабелей напряжением 6 и 10 кВ имеют корпус *3* (рис. 14.14, *a*), к верхним фланцам которого с помощью полуколец прикреплены фарфоровые изоляторы *8*, а к нижнему фланцу присоединен корпус сальника *5*, уплотненный на оболочке кабеля резиновым кольцом *6*. Изоляторы в верхней части герметично армируют контактными головками *10*, закрытыми медными колпачками *1*.

Жилы кабеля *7* с напаянными наконечниками *9* присоединяют к контактными шинам головок изоляторов. Заземление муфты осуществляют медным гибким проводом *4*. Муфту заливают кабельным составом через отверстие *2* в среднем изоляторе.

Технология монтажа различных концевых металлических муфт включает в себя много одинаковых операций. В сальнике *5* муфты, имеющем концентрические прорезы, после разделки кабеля ножом вырезают отверстие, соответствующее диаметру кабеля. На кабель надевают корпус сальника и резиновое кольцо и сдвигают их на броню кабеля. В процессе оконцевания жил следят за тем, чтобы наружные контактные части наконечников *9* были направлены в сторону контактных шин.

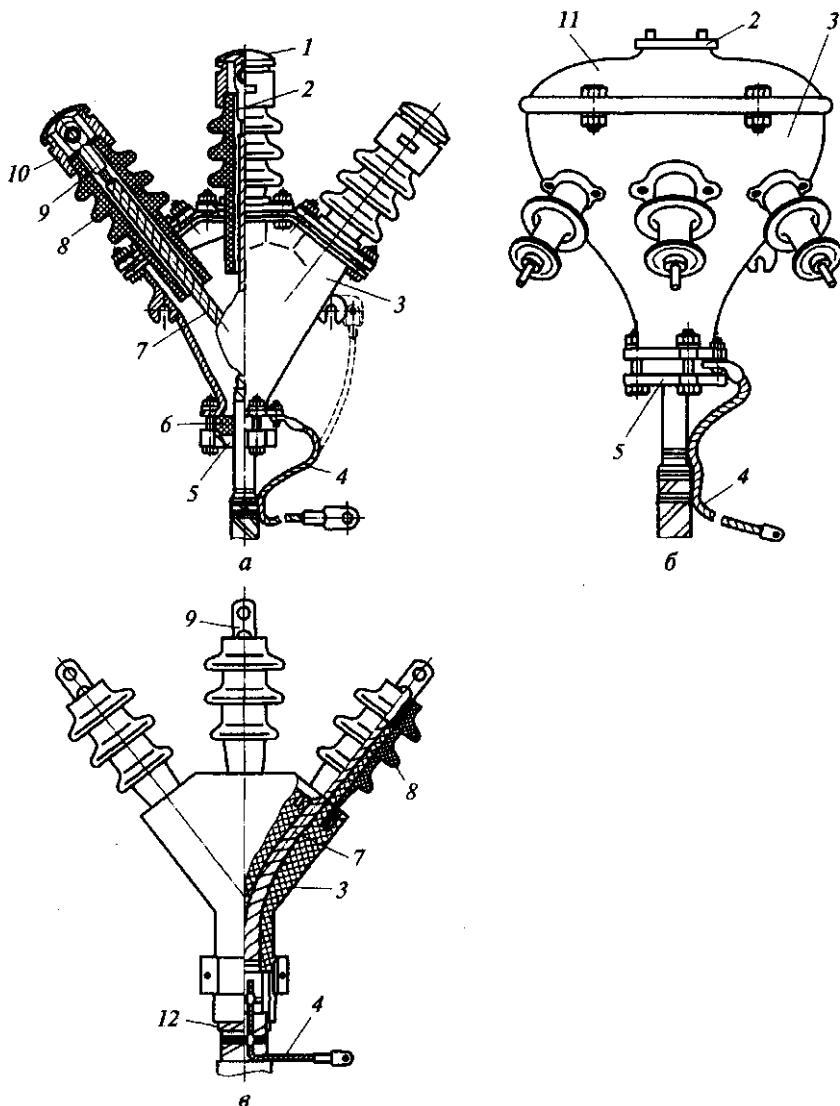


Рис. 14.14. Концевые муфты наружной установки для кабелей напряжением до 10 кВ с бумажной изоляцией:

а — типа КНА; *б* — типа КМА; *в* — типа КНЭ; 1 — колпачок; 2 — отверстие для заливки кабельного состава; 3 — корпус; 4 — гибкий провод заземления; 5 — сальник; 6 — резиновое кольцо; 7 — жилы кабеля; 8 — фарфоровый изолятор; 9 — наконечник; 10 — контактная головка; 11 — крышка; 12 — подмотка лентой

Пламенем паяльной лампы или газовой горелки разогревают корпус муфты до температуры 50...60 °С. Полости изоляторов и внутренние поверхности корпуса прошпаривают разогретым до

температуры 140... 150 °С пропиточным составом. Жилы кабеля разводят так, чтобы они соответствовали отверстиям в корпусе муфты. Осторожно сгибая крайние жилы, надвигают корпус, пока средняя жила не выйдет из него на 280 мм.

Надевают изоляторы на крайние жилы, наконечники жил прижимают к контактным шинам и затягивают болтами. На изоляторы надевают полукольца и закрепляют их в корпусе муфты болтами. Резиновое кольцо 6 поднимают и устанавливают в пазу корпуса муфты, после чего устанавливают корпус сальника 5 и крепят его к корпусу муфты, равномерно затягивая болты.

Пламенем газовой горелки или паяльной лампы прогревают корпус муфты до температуры 50... 60 °С и заполняют его кабельным составом через отверстие 2 среднего изолятора.

Затем устанавливают средний изолятор, доливают кабельный состав до начала вытекания его из головок крайних изоляторов. Нижние части головок и наружные части контактных шин крайних изоляторов обертывают салфетками, смоченными водой, и напаивают на головки колпачки 1. В средний изолятор доливают разогретый кабельный состав до наконечника 9. После остывания муфты до температуры 50... 60 °С доливают состав до верха среднего изолятора и на его головку напаивают колпачок 1.

При установке муфты в проектное положение избегают растягивающих усилий между кабелем и муфтой.

В мачтовых муфтах типа КМА для кабелей напряжением 6 и 10 кВ уплотнение места ввода кабеля обеспечивают сальником 5 (рис. 14.14, б). Кабельный состав заливают в корпус 3 муфты через отверстие 2 в верхней части крышки 11. Для заземления муфты используют медный многопроволочный провод 4.

Технология монтажа муфт типа КМА отличается от монтажа муфт типа КНА (КНЧ) тем, что после присоединения наконечников жил к контактным стержням (средняя жила должна быть на 8... 12 мм короче крайних) кабельный состав не достигает уровня заливочного отверстия 2. Остающийся зазор 30... 40 мм выполняет роль компенсатора при изменении объема кабельного состава в связи с изменением температуры окружающей среды.

В трехфазных муфтах на напряжение 6 и 10 кВ для соединения корпуса с оболочкой кабеля вместо сальника применяют свинцовую манжету.

Концевые эпоксидные муфты наружной установки типа КНЭ предназначены для оконцевания кабелей напряжением 6 и 10 кВ с площадью сечения жил до 240 мм² при присоединении их к открыто установленному оборудованию или воздушной линии.

Муфта состоит из отлитого на заводе эпоксидного корпуса 3 (рис. 14.14, в) и трех эпоксидных проходных изоляторов 8 для вывода жил 7 кабеля. На месте монтажа муфту надевают на разделанный конец кабеля и заполняют эпоксидным компаундом.

При разделке жилы кабеля разводят и выгибают так, чтобы они находились в одной плоскости, причем крайние жилы выгибают под одинаковыми углами, равными 38° .

Место ввода кабеля в муфту уплотняют эпоксидной втулкой и подмоткой ленты 12. При этом конец провода заземления 4 с наконечником выводят наружу.

Технология монтажа эластомерных муфт для кабелей напряжением до 10 кВ с пластмассовой изоляцией несколько отличается от технологии монтажа муфт типа КНЭ. Приступая к монтажу муфты типа ПКНР ее детали (конус и юбки) тщательно очищают внутри и обезжиривают салфеткой, смоченной в бензине. На разделанную часть кабеля, тщательно промазанную кремнийорганической пастой (с помощью салфетки), надвигают конус муфты, положение которого фиксируют имеющимися внутри него выступами, а также все юбки. Каждую последующую юбку надевают на предыдущую до упора (при надевании юбки поворачивают вокруг кабеля). Зазор между верхней юбкой и цилиндрической частью наконечника уплотняют подмоткой из пяти—семи слоев ленты ЛЭТСАР. Поверх этой подмотки надевают термоусаживаемую трубку и нагревают ее до полной усадки.

14.5. Технология монтажа и ремонта концевых муфт и заделок внутренней установки на кабелях напряжением до 10 кВ

При монтаже внутри помещений кабелей на напряжение до 10 кВ широко применяют эпоксидные (с термоусаживаемыми поливинилхлоридными, найритовыми, кремнийорганическими и трехслойными трубками) концевые заделки, а также сухие заделки из самоклеящихся лент, термоусаживаемые полиэтиленовые трубки, стальные воронки с битумным составом и т. п.

Технология монтажа и ремонта концевых эпоксидных заделок различных исполнений включает в себя много общих операций, которые можно рассмотреть на примере монтажа заделки типа КВЭ (см. рис. 8.18) Разделку конца кабеля выполняют обычным способом. Проводник заземления в месте припайки к оболочке и броне расплетают на длине 100 мм так, чтобы он имел минимальную толщину. По броне измеряют диаметр кабеля и по этому диаметру определяют нужный размер корпуса. Пластмассовую форму концевой заделки надевают на разделанный конец кабеля и сдвигают вниз. Тканью или чистой бумагой оборачивают жилы и внутреннюю поверхность пластмассовой формы, обезжиривают жилы кабеля бензином или ацетоном, подматывают вразбежку жилы поливинилхлоридной лентой для предотвращения разма-

тывания бумажной изоляции, надевают на разведенные жилы крышку пластмассовой формы и сдвигают ее вниз.

Жилы кабеля оконцовывают наконечниками и лентой ЛЭТСАР восстанавливают изоляцию. По диаметру жил выбирают термоусаживаемые трубки и надевают их на жилы. Верхний конец трубки должен заходить на всю цилиндрическую часть наконечника, а нижний конец должен входить в корпус концевой заделки не менее чем на 50 мм.

С помощью газовой горелки нагревают трубки, перемещая пламя с середины усаживаемого участка вверх, а затем вниз. После остывания трубки ее излишки на наконечниках обрезают ножом, после чего уплотняют края трубки подмоткой из ленты ЛЭТСАР с лаком КО-916. Нижние части термоусаживаемых трубок погружают в эпоксидный корпус и покрывают клеем ПЭД-Б. На ступени брони или шланга надвигают пластмассовую форму и укрепляют ее на месте подмоткой поливинилхлоридной ленты.

Нижние концы кремнийорганических трубок кабельных заделок типа КВЭк покрывают лаком КО-916.

В сухих помещениях при разности уровней между высшей и низшей точками расположения кабеля на трассе до 10 м включительно применяют концевые заделки внутренней установки из самоклеящихся лент типа КВВ (рис. 14.15).

Стальные воронки типов КВБо и КВБк соответственно овальной и круглой формы применяют в качестве концевых заделок внутренней установки на кабелях напряжением 6 и 10 кВ. Перед монтажом воронки тщательно протирают тряпкой, смоченной в бензине. При монтаже

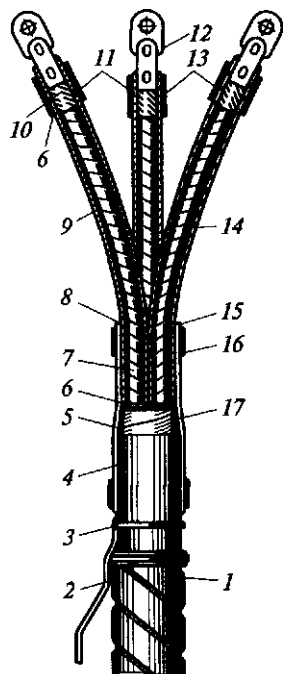


Рис. 14.15. Концевая заделка типа КВВ:

1 — броня кабеля; 2 — провод заземления; 3 — проволочный бандаж; 4 — оболочка кабеля; 5 — поясная заводская изоляция; 6 — бандаж из хлопчатобумажной пряжи; 7 — жила в заводской изоляции; 8 — поясная стаканообразная подмотка; 9 — подмотка по жилам; 10 — оголенный участок жилы; 11 — выравнивающая подмотка; 12 — кабельный наконечник; 13 — бандаж из крученого каната; 14 — место наложения временного бандажа; 15 — канал заполнения эпоксидным компаундом; 16 — бандаж из крученого шпагата; 17 — поливинилхлоридная лента

концевой заделки на разделанный конец кабеля надевают стальную воронку, сдвигают ее вниз по кабелю и обматывают бумагой или тканью для предохранения от загрязнения. Заделку кабеля б прощпаривают разогретым до температуры 120... 130 °С составом МП. Жилы кабеля на расстоянии 50 мм от нижнего края фарфоровых втулок по направлению к концам жил подматывают до свободных от изоляции участков лентами (в три-четыре слоя с 50 %-ным перекрытием).

Провод заземления припаивают к оболочке и бронелентам кабеля, после этого удаляют оставшийся поясok оболочки над поясной изоляцией. Стальную воронку надвигают на место для примерки, затем вновь опускают ее вниз по кабелю. На броне кабеля в том месте, где будет размещаться воронка, выполняют подмотку из смоляной ленты (в виде конуса). Затем воронку надевают на подмотку и на ее горловине закрепляют нижний и верхний полухомутики. Один конец провода заземления присоединяют к болту (гайкой) хомутика, а другой — к болту воронки.

В местах установки фарфоровых втулок на жилы кабеля делают конусную подмотку лентой. На конусные подмотки надвигают фарфоровые втулки и крышку воронки. Оголенные участки жил кабеля после оконцевания изолируют. Воронку заливают битумной массой. Снаружи воронку с деталями и крепящими хомутиками покрывают битумным покровным лаком БТ-577.

Для кабелей с пластмассовой изоляцией напряжением до 10 кВ применяют концевые заделки внутренней установки в термоса живаемых полиэтиленовых перчатках типа ПКВтп. При отсутствии этих заделок применяют заделки ПКВ (в сухих помещениях) или ПКВЭ (в сырых помещениях).

Заделку типа ПКВ (рис. 14.16, а) для кабелей напряжением до 6 кВ выполняют с заземлением металлического экрана. В аналогичных заделках кабелей напряжением 10 кВ на каждой жиле выполняют конусную подмотку 7 из ленты, поверх которой накладывают полупроводящий экран 5 и металлический экран 6 с припаянным к нему проводом заземления.

Для заделок типа ПКВЭ (рис. 14.16, б) применяют корпус, отлитый из эпоксидного компаунда.

Приступая к монтажу заделок типа ПКВ на напряжение 10 кВ, сматывают ленты металлического и полупроводящего экранов с конца каждой жилы до места среза шланга. Ацетоном смывают графитовый слой по всей длине жилы и делают конусную подмотку из поливинилхлоридной полиэтиленовой или самоклеящейся ленты на расстоянии 30 мм от среза шланга.

Ленты металлического экрана, ранее смотанные с жил, обрезают так, чтобы после их намотки на конус они не доходили до места среза полупроводящего экрана на 5 мм. Концы лент временно отводят в сторону от конусной подмотки и лудят. К облужен-

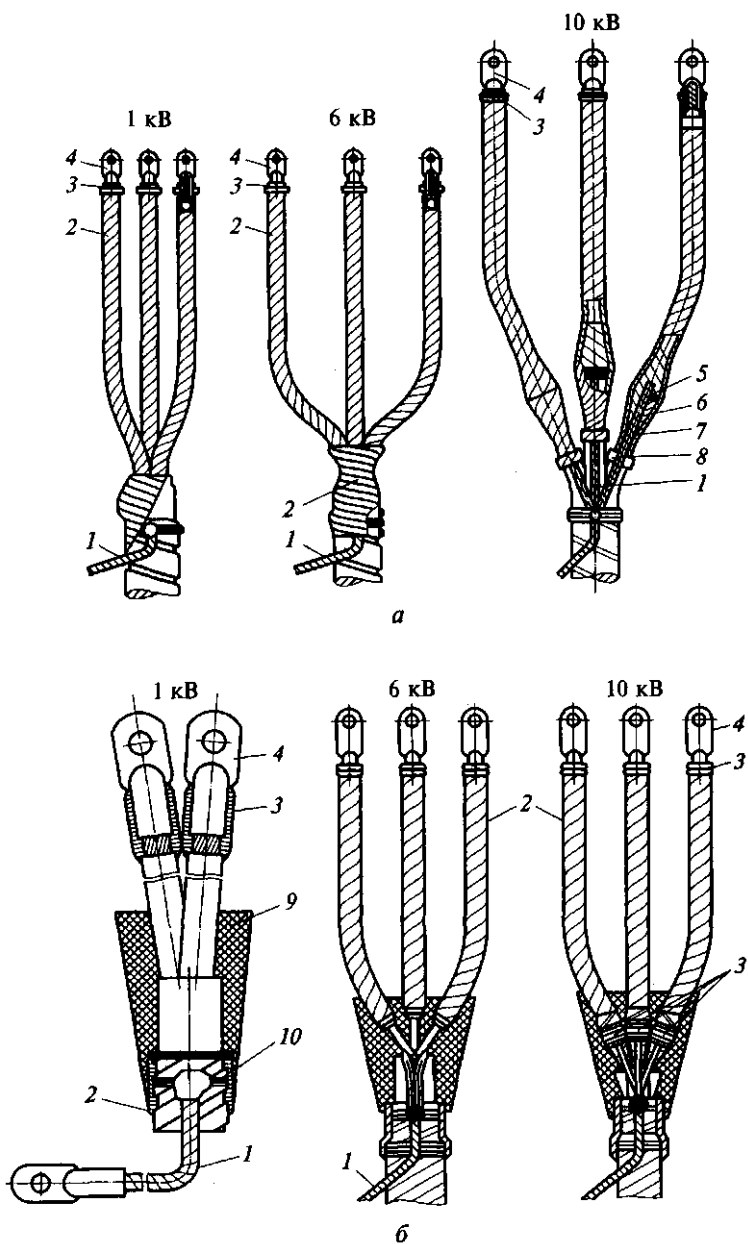


Рис. 14.16. Концевые заделки типов ПКВ (а) и ПКВЭ (б):

1 — провод заземления; 2 — подмотка из поливинилхлоридной ленты или ленты ЛЭТСАР; 3 — бандаж из суровых ниток; 4 — наконечник; 5 — полупроводящий экран; 6 — металлический экран; 7 — конусная подмотка; 8 — поливинилхлоридный шланг; 9 — эпоксидный корпус; 10 — бандаж из стальной проволоки

ным лентам припаивают провод заземления. Металлические ленты экрана вновь наматывают на конусную подмотку и крепят проволочным бандажом на расстоянии 5 мм от среза полупроводящего экрана.

При монтаже заделок типа ПКВЭ зачищенные участки поливинилхлоридной изоляции или трубки, надетой на полиэтиленовую изоляцию, для адгезии с эпоксидным компаундом покрывают клеем ПЭД-6. На участке брони длиной 50 мм выполняют подмотку из двух слоев самоклеящейся или хлопчатобумажной ленты. Такую же подмотку накладывают на цилиндрическую часть наколечника и участок неизолированной жилы. Конец ленты закрепляют бандажом.

На расстоянии 25 мм от нижней части подмотки устанавливают съемную форму, крепят ее лентой из поливинилхлоридного пластика, после чего заливают эпоксидным компаундом. Перед заливкой проверяют геометрические размеры (высоту, диаметр заделки, расстояние жил от стенки формы). После отверждения эпоксидного компаунда и снятия формы заделку покрывают эмалью ГФ-92ХС или Э11-51 в два слоя.

14.6. Техническое обслуживание кабельных линий

Осмотры оборудования кабельных линий напряжением до 10 кВ производят с такой периодичностью:

трассы кабелей, проложенных в земле, — в соответствии с местными инструкциями, но не реже 1 раза в 3 мес;

концевые муфты на линиях напряжением выше 1 000 В — 1 раз в 6 мес, на линиях напряжением 1 000 В и ниже — 1 раз в год;

кабельные колодцы — 2 раза в год.

Кабельные муфты, расположенные в трансформаторных помещениях, распределительных пунктах и на подстанциях, осматривают одновременно с другим оборудованием.

Осмотр туннелей, шахт и каналов на подстанциях производят в соответствии с местными инструкциями. Обнаруженные при осмотрах неисправности указывают в журнале дефектов оборудования для последующего устранения. В периоды паводков и после ливней производят внеочередные обходы туннелей, шахт и каналов.

Кабельные линии напряжением 3...10 кВ, проложенные по воздуху в процессе эксплуатации не реже 1 раза в год подвергают профилактическим испытаниям повышенным напряжением постоянного тока. После ремонтных работ на линиях производят внеочередные испытания.

Периодичность испытаний кабельных линий, проложенных в земле и работающих без электрических пробоев в течение пяти

лет и более с момента прокладки, устанавливает лицо, ответственное за электрохозяйство. В любом случае испытания должны проводиться не реже 1 раза в 3 года.

Каждая кабельная линия имеет свой номер или наименование. Если линия состоит из нескольких параллельных кабелей, то каждый из них имеет один и тот же номер с добавлением букв А, Б, В и т. д.

На территории предприятий кабельные трассы обозначают пикетами, устанавливаемыми через каждые 100 м, а также на поворотах трассы, над кабельными муфтами, в местах пересечения с железнодорожными путями, дорогами и т. п.

Для каждой кабельной линии при вводе в эксплуатацию устанавливают максимальные токовые нагрузки в соответствии с требованиями ПУЭ. Эти нагрузки определяют по участку трассы с наихудшими тепловыми условиями.

Температуру нагрева кабеля проверяют преимущественно на участке с наихудшим внешним охлаждением в сроки, установленные местными инструкциями.

Температура воздуха внутри туннелей, шахт и каналов в летнее время не должна превышать температуру наружного воздуха более чем на 10 °С.

Кабельные линии напряжением 6 и 10 кВ, имеющие нагрузки меньше номинальных, можно кратковременно перегружать (табл. 14.2).

Наиболее характерными причинами повреждения изоляции кабелей являются:

трещины или сквозные отверстия в свинцовой оболочке или в нескольких бумажных лентах, заусенцы на проволоках токоведущих жил в результате заводских дефектов;

Таблица 14.2

Допустимая кратковременная перегрузка кабельных линий напряжением 6 и 10 кВ

Коэффициент предварительной нагрузки	Вид прокладки	Коэффициент допустимой перегрузки в течение времени, ч		
		1,5	2	3
0,6	В земле	1,35	1,3	1,15
	По воздуху	1,25	1,15	1,1
	В трубах (в земле)	1,2	1,1	1,0
0,8	В земле	1,2	1,15	1,05
	По воздуху	1,15	1,1	1,05
	В трубах (в земле)	1,1	1,05	1,0

надломы изоляции жил при разводке, плохая пропайка соединительных зажимов, неполная заливка муфт мастикой, непропаянные шейки муфт в результате дефектов монтажа;

крутые изгибы на углах, изломы, вмятины, перекрутка кабеля в результате дефектов прокладки;

пробои и вмятины от неаккуратной раскопки на кабельных трассах;

коррозия свинцовой оболочки, вызванная действием блуждающих токов или химическим составом грунта;

перегрев или старение изоляции.

Короткое замыкание, перегрев жил, смещение и осадка грунта могут привести к обрыву токоведущих жил кабеля.

При повреждении кабеля выявляют прежде всего вид повреждения и в зависимости от этого выбирают соответствующий метод определения места повреждения. В кабельных линиях низкого напряжения вид повреждения выявляют с помощью мегомметра, которым измеряют сопротивление изоляции каждой токоведущей жилы кабельной линии по отношению к земле и между каждой парой жил. При определении целостности токоведущих жил мегомметром предварительно устанавливают закоротку с одного конца кабеля.

В кабельных линиях высокого напряжения вид повреждения определяют путем поочередного испытания каждой жилы (с заземлением и без заземления остальных) постоянным током от установки типа АИИ-70 при медленном подъеме напряжения до значения испытательного.

При двойном разрыве кабеля или повреждении изоляции жил в разных местах для выявления характера повреждения применяют измерители кабельных линий типов ИКЛ-4 и ИКЛ-5.

Все методы определения места повреждения кабельных линий можно разделить на относительные и абсолютные. Относительные методы позволяют ориентировочно определить расстояние от места измерения до места повреждения непосредственно на трассе. Для уточнения места раскопок нужно использовать абсолютные методы.

К широко применяемым на практике абсолютным методам определения места повреждения в силовых кабелях относятся индукционный и акустический методы. Среди относительных методов наиболее распространены импульсный, петлевой, колебательного разряда и емкостный. Эти методы дают хорошие результаты после предварительного прожигания поврежденного места кабельной линии специальной кенотронно-газотронной установкой для снижения переходного сопротивления.

При междуфазных повреждениях кабеля с переходным сопротивлением не более 50 Ом для определения места повреждения целесообразно применять индукционный метод. По двум

фазам кабеля от генератора звуковой частоты пропускают ток, который на участке до места повреждения образует вокруг проложенного в земле кабеля электромагнитное поле. С помощью кабелеискателя радиоприемного типа на трассе кабельной линии устанавливают наличие этого поля, перенося кабелеискатель вдоль трассы. Индукционный метод очень точно позволяет определить место повреждения кабеля.

Акустический метод основан на выявлении звуковых колебаний, которые создает в месте повреждения кабеля искровой разряд, возникающий при подключении кабеля к генератору, например типа АИП-3м.

Если жила с поврежденной изоляцией не имеет обрыва, а хотя бы одна жила кабеля имеет неповрежденную изоляцию, для определения места повреждения целесообразно применять петлевой метод, который основан на измерении сопротивления с помощью электрического моста.

Емкостный метод применяют при обрывах жил кабеля в соединительных муфтах. Измерение емкости кабеля производят как на постоянном токе, так и на переменном.

Импульсный метод основан на посылке в поврежденную линию зондирующего электрического импульса и измерении интервала времени между моментом подачи этого импульса и моментом прихода отраженного сигнала. Для этого метода используют приборы типов ИКЛ-4 и ИКЛ-5.

Метод колебательного разряда применяют в том случае, если в изоляции силовых кабелей произошло повреждение, которое можно обнаружить только при приложении испытательного напряжения (прибор типа ЭМКС-58). При приложении испытательного напряжения к изоляции кабеля пробои следуют один за другим с промежутками в несколько секунд, а иногда минут. Если напряжение снизить, пробои прекратятся. Иногда изоляция кабельной линии, имевшей пробой, начинает выдерживать повышенное напряжение, поскольку происходит так называемый «заплывающий» пробой. Он характерен для соединительных кабельных муфт, когда в них образуются полости, играющие роль искрового промежутка. Одним из признаков места повреждения кабеля является характерный запах горелого джута (оплетки кабеля).

При повреждении кабеля в результате аварии токи короткого замыкания, как правило, сильно разрушают свинцовые и бронированные оболочки, поэтому при вскрытии кабеля место повреждения хорошо видно. Если повреждение скрыто, необходимо тщательно очистить предполагаемое место повреждения от земли и по возможности приподнять кабель. Измерение сопротивления изоляции производят мегомметром на напряжение 2500 В до и после испытания кабеля повышенным напряжением выпрямленного тока.

Испытательное напряжение, кВ, для силовых кабелей напряжением выше 1 000 В

Испытания	Кабели с бумажной изоляцией на напряжение, кВ			Кабели с резиновой изоляцией на напряжение, кВ	
	3	6	10	3	6
Приемосдаточные	18	36	60	6	12
При капитальном ремонте	15...25	36...45	60	6	12
При профилактическом ремонте	15...25	36...45	60	6	12

Сопротивление изоляции у силовых кабелей напряжением до 1 000 В должно быть не ниже 0,5 МОм, а у кабелей напряжением выше 1 000 В значения сопротивления изоляции не нормируются. Испытания повышенным напряжением силовых кабелей напряжением выше 1 000 В производят в соответствии с табл. 14.3.

Длительность приложения полного испытательного напряжения при приемосдаточных испытаниях должна составлять 10 мин, при периодических испытаниях в процессе эксплуатации — 5 мин. После мелких ремонтов, не связанных с перемонтажом кабеля, изоляцию подвергают проверке мегомметром на напряжение 2 500 В.

Кабельные линии напряжением до 10 кВ с нормальной бумажной изоляцией в процессе эксплуатации имеют стабильные токи утечки до 300 мкА. Для коротких (до 100 м) кабельных линий напряжением 3... 10 кВ без соединительных муфт допустимые токи утечки не должны превышать 2... 3 мкА на 1 кВ испытательного напряжения. Асимметрия токов утечки по фазам не должна быть больше 8... 10 мкА при условии, что абсолютные значения токов не превышают допустимого.

14.7. Ремонт кабельных линий

В процессе эксплуатации кабельных линий могут возникать повреждения (механические или электрический пробой) в кабелях, соединительных муфтах или заделках.

При текущем ремонте кабельных линий выполняют следующие работы:

осмотр и очистка кабельных каналов, туннелей, трасс открытых проложенных кабелей, концевых воронок, соединительных муфт;

рихтовка кабелей, восстановление утраченной маркировки, определение температуры нагрева кабеля и контроль за коррозией кабельных оболочек;

проверка заземления и устранение обнаруженных дефектов;

проверка доступа к кабельным колодцам и исправности крышек колодцев и запоров на них;

перекладка отдельных участков кабельной сети, испытание повышенным напряжением (для кабелей напряжением выше 1 000 В или проверку изоляции мегомметром (для кабелей напряжением до 1 000 В);

доливка кабельной мастики в воронку и соединительные муфты, ремонт кабельных каналов.

При капитальном ремонте кабельных линий выполняют частичную или полную замену (по мере необходимости) участков кабельной сети, окраску кабельных конструкций, переразделку отдельных концевых воронок, кабельных соединительных муфт, заменяют опознавательные знаки, устраивают дополнительную механическую защиту в местах возможных повреждений кабеля.

Ремонт кабелей, проложенных в траншеях. При необходимости замены всей кабельной линии или части ее усовершенствованные покрытия вскрывают электробетоноломом ОМС-850, электролотком ОМС-849, мотобетоноломом ОМС-829 или пневмобетоноломом ОМС-358.

Материал покрытия отбрасывают на одну сторону траншеи на расстояние не менее 500 мм от края, а грунт — на другую сторону на расстояние также не менее 500 мм от края. Траншею роют прямолинейной, а на поворотах — расширенной для обеспечения прокладки кабелей с необходимым радиусом закругления.

При отсутствии грунтовых вод и подземных сооружений траншеи роют без крепления вертикальных стенок на следующую глубину: в песчаных грунтах — 1 м; в супесях — 1,25 м; в суглинках, глинах — 1,5 м; в особо плотных грунтах — 2.

В местах движения людей и транспорта траншеи также ограждают и устанавливают возле них предупредительные надписи, а в ночное время — сигнальное освещение. Расстояние между ограждением и осью ближайшего рельса железнодорожного пути нормальной колеи должно быть не менее 2,5 м, а узкой колеи — не менее 2 м.

Перед укладкой новых кабелей в траншею выполняют следующие работы:

закрепляют трубы в траншее в местах пересечений и сближений трассы с дорогами, подземными коммуникациями и сооружениями;

удаляют из траншеи воду, камни и прочие предметы и выравнивают ее дно;

делают подсыпку толщиной 100 мм на дне траншеи мелкой землей и готовят вдоль трассы мелкую землю для присыпки кабеля после прокладки;

готовят вдоль трассы кирпич или железобетонные плиты для защиты кабеля (если такая защита необходима). Материалы, подверженные гниению и разложению в земле (дерево, силикатный кирпич и т. п.), применять для защиты кабелей нельзя.

В местах пересечений и сближений с инженерными сооружениями используют бетонные, железобетонные, керамические, чугунные или пластмассовые трубы. Стальные трубы применяют только для выполнения прохода методом прокола грунта.

Глубина заложения от планировочной отметки для кабелей напряжением до 10 кВ должна составлять 0,7 м. Перед прокладкой кабеля осматривают его верхние витки на барабане. В случае обнаружения повреждений (вмятины, проколы на витках, трещины в капе и т. п.) прокладку кабеля разрешают только после вырезания поврежденных мест, проверки изоляции на отсутствие влажности и напайки на концы кабеля новых кап. При ремонтных работах раскатку кабеля с барабана чаще всего выполняют с помощью лебедки. Усилие тяжения при раскатке кабеля напряжением до 10 кВ должны контролировать динамометром два опытных монтера, находящихся у барабана и следящих за размоткой кабеля.

Кабели укладывают с запасом, равным 1...3% его длины (змейкой), для исключения опасных механических напряжений при смещениях почвы и температурных деформациях. Запас кабеля в виде колец (витков) запрещается. Укладку кабеля змейкой при тяжении лебедкой выполняют после окончания его раскатки с барабана (в процессе перекладки кабеля на дно траншеи). При прокладке нескольких кабелей в траншее параллельно концы кабелей, предназначенные для последующего монтажа соединительных муфт, располагают со сдвигом мест соединения не менее чем на 2 м. Одновременно предусматривают запас концов кабеля по длине, необходимый для проверки изоляции на отсутствие влажности, монтажа соединительных муфт и укладки дуги компенсаторов, предохраняющих муфты от повреждения при возможных смещениях почвы и температурных деформациях кабеля, а также на случай перерезки муфт при их повреждении.

В стесненных условиях при большом числе действующих кабелей можно располагать компенсаторы в вертикальной плоскости, размещая муфты ниже уровня прокладки кабелей. Соединительных муфт на 1 км заменяемых кабельных линий для трехжильных кабелей напряжением 1...10 кВ с площадью сечения до 3×95 мм² должны быть не более четырех, а для кабелей с площадью сечения от 3×95 до 2×240 мм² не более пяти.

Замена кабелей в блоках. Замену дефектных кабельных линий на новые производят, как правило, путем использования резервных отверстий в кабельных блоках. Осмотр колодца выполняют два электромонтера под наблюдением руководителя работ (мастера). При этом один электромонтер в монтерском поясе с привязанной к нему веревкой опускается в колодец, а второй, у которого находится конец веревки на случай оказания помощи первому, остается снаружи у открытого люка колодца.

Во избежание взрыва при проведении работ в колодцах нельзя курить, зажигать спички и пользоваться открытым огнем. При работе в колодце можно применять светильники переносного освещения на напряжение не выше 12 В. Над открытыми люками колодцев устанавливают ограждение в виде треног с предупредительными знаками и фонарями.

Для уменьшения усилий при протяжке кабеля допускается покрывать его смазкой, которая не содержит веществ, вредно действующих на оболочку кабеля. Расход густой смазки (тавот, солидол) составляет 8...10 кг на каждые 1 000 м кабеля. Протяжку кабеля производят со скоростью 0,6...1 км/ч по возможности без остановок, чтобы при трогании кабеля с места избежать больших усилий. После окончания протяжки кабель укладывают в колодце на опорные конструкции, его концы герметизируют, а во всех местах выхода кабеля из каналов блока кладут эластичные подкладки (например, листовой асбест) для защиты его оболочки от истирания. Соединительные муфты в колодце после их монтажа помещают в разъемный защитный противопожарный кожух.

На вводах кабелей в здания, туннели отверстия в блоках после прокладки кабелей заделывают несгораемым, но легко пробиваемым материалом. В местах сближения кабелей на расстояние меньше допустимого (например, на выходе кабелей из труб или в местах их пересечений) на кабели надевают асбестоцементные кольца.

Замена кабелей в кабельных и производственных помещениях. В кабельных помещениях допускается прокладывать только кабели без наружного сгораемого покрова, например кабели, имеющие поверх брони несгораемый волокнистый покров либо несгораемый шланг из поливинилхлорида или других равноценных по несгораемости материалов, а также кабели с несгораемой оболочкой.

Если при замене применяется кабель со сгораемым наружным покровом, то этот покров удаляют на участке всей трассы внутри кабельного сооружения до самого места выхода из него. Небронированные кабели с полиэтиленовой оболочкой по условиям пожарной безопасности прокладывать в помещениях запрещается.

Внутри производственных помещений можно прокладывать только бронированные кабели без сгораемого наружного покрова и небронированные кабели с несгораемой оболоч-

кой. В помещениях с агрессивной средой применяют кабели с оболочками, стойкими к воздействию агрессивной среды.

Подъем и укладку новых кабелей на лотки и в короба на коротких участках трассы выполняют с передвижных вышек, платформ, подмостей, стремянок и т.п. Кабели на лотках укладывают в один ряд. Можно прокладывать кабели без зазора между ними, а также пучками вплотную друг к другу в два-три слоя в пучке. Наружный диаметр пучка должен быть не более 100 мм.

В коробах кабели и провода прокладывают многослойно с произвольным взаимным расположением. Высота слоев в одном коробе не должна превышать 150 мм.

Контрольные вопросы

1. Как классифицируют кабели и кабельные сети по конструктивным признакам?
2. Каковы преимущества прокладки кабелей в траншее?
3. Как прокладывают кабели в блоках и каналах?
4. В каких случаях прокладывают кабели в галереях и на эстакадах?
5. С какой целью кабели укладывают с запасом, составляющим 1 ... 2 % их длины?
6. Какие механизмы применяют для прокладки кабелей в траншее?
7. Каковы допускаемые усилия тяжения кабелей в блоках?
8. Как заземляют кабельные конструкции?
9. Как разделяют концы кабелей с бумажной изоляцией?
10. Как соединяют кабели напряжением до 10 кВ?
11. Как монтируют концевые муфты внутренней установки на кабелях напряжением до 10 кВ?
12. Как выполняют заделки для кабелей с пластмассовой изоляцией напряжением до 10 кВ?
13. В чем заключается обслуживание кабельных линий?
14. Как обнаружить и определить место повреждения кабельной линии?

ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

15.1. Общие сведения о воздушных линиях электропередачи

Электрические сети, расположенные на открытых территориях, часто выполняют в виде воздушных линий (ВЛ). Воздушные линии имеют следующие конструктивные элементы: провода, опоры, изоляторы, арматуру для крепления проводов на изоляторах и изоляторов на опорах.

Участок ВЛ между опорами анкерного типа называют *анкерным участком* (рис. 15.1). За длину пролета ВЛ на местности принимают расстояние по горизонтали между центрами двух смежных опор. Как правило, длина пролета между двумя смежными промежуточными опорами у ВЛ напряжением до 1 000 В составляет 30...50 м, а у ВЛ напряжением выше 1 000 В — 100...250 м и более. Под стрелой провеса провода f при одинаковой высоте точек подвеса понимают расстояние по вертикали между линией, соединяющей точки подвеса провода, и нижней точкой провода. За габарит линии H принимают наименьшее расстояние по вертикали от проводов (при наибольшем их провисании) до уровня земли или пересекаемых линий сооружений.

Углом поворота трассы ВЛ называют угол между направлениями ВЛ в смежных пролетах. Под тяжением провода понимают

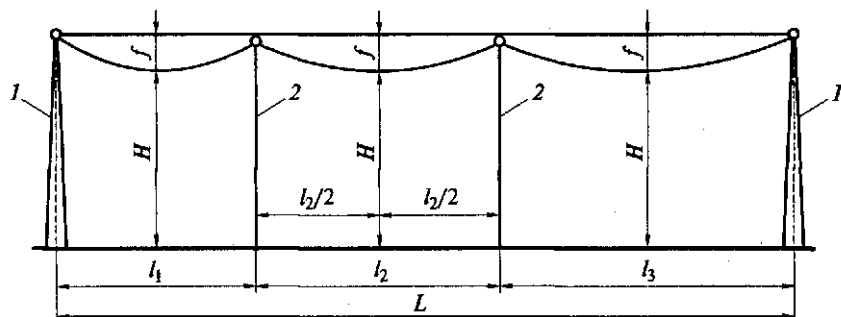


Рис. 15.1. Анкерный участок воздушной линии:

1 — анкерная опора; 2 — промежуточная опора; l_1 — l_3 — длины пролетов; H — габарит линии; f — стрела провеса провода

усилие, направленное по оси провода. Механическое напряжение провода определяют делением силы тяжения на площадь поперечного сечения провода.

Опоры ВЛ подразделяют на промежуточные, угловые, анкерные, концевые, ответвительные и перекрестные.

Промежуточные опоры устанавливают на прямых участках трассы ВЛ. Под нормальных режимах работы эти опоры не должны воспринимать усилия, направленные вдоль ВЛ.

Угловые опоры устанавливают в местах изменения направления трассы ВЛ. При нормальных режимах работы эти опоры должны воспринимать равнодействующую сил тяжения проводов смежных пролетов.

Анкерные опоры устанавливают в местах пересечения трассы ВЛ с различными сооружениями, а также в местах изменения числа, марки и площади сечения проводов. При нормальных режимах работы эти опоры должны воспринимать усилия от разности сил тяжения проводов, направленные вдоль ВЛ. Анкерные опоры должны иметь жесткую конструкцию.

Концевые опоры устанавливают в начале и конце ВЛ, а также в местах, ограничивающих кабельные вставки. Они являются опорами анкерного типа и при нормальных режимах работы должны воспринимать направленную в одну сторону силу тяжения проводов.

Ответвительные опоры устанавливают в местах ответвлений от ВЛ.

Перекрестные опоры устанавливают в местах пересечения двух ВЛ.

Воздушные линии бывают одно- и двухцепные. Под одной цепью понимают три провода одной трехфазной линии или два провода одной однофазной линии. Для ВЛ напряжением до 10 кВ применяют алюминиевые, сталеалюминиевые или стальные провода.

Опоры для ВЛ напряжением до 10 кВ изготовляют из дерева или железобетона. Деревянные опоры просты в изготовлении и дешевы, но недолговечны из-за гниения древесины. Железобетонные опоры дороже, но прочнее.

Деревянные промежуточные (рис. 15.2, *а*) и угловые анкерные (рис. 15.2, *б*) опоры широко используют при сооружении ВЛ в I, II и III климатических районах по гололеду. Расстояние по вертикали между проводами на этих ВЛ принимают равным 400 мм. В IV климатическом районе по гололеду указанное расстояние должно быть 600 мм.

При изготовлении деталей деревянных опор используют лесоматериалы хвойных пород.

Основные типы железобетонных опор, применяемых на ВЛ напряжением 6(10) кВ, приведены на рис. 15.3. Железобетонные

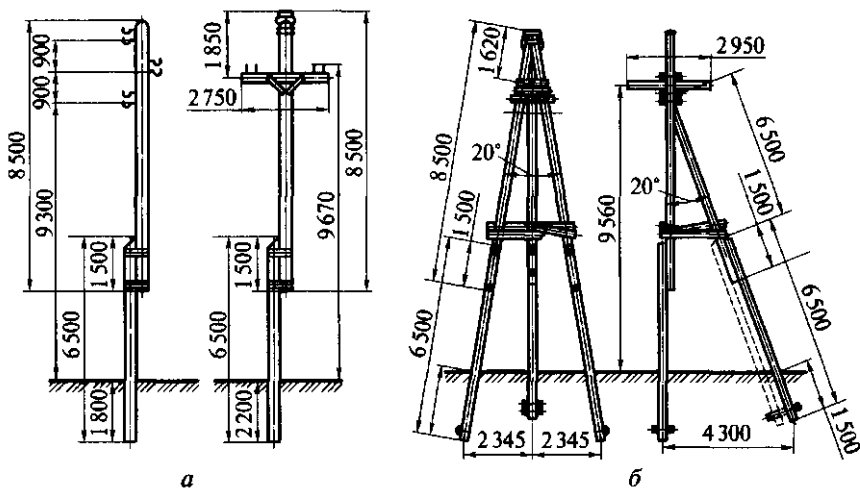


Рис. 15.2. Деревянные промежуточные (а) и угловые анкерные (б) опоры воздушной линии

опоры изготовляют вибрационными или центрифугированным способом. Вибрационные опоры могут быть круглой, прямоугольной или двутавровой формы. Стальная арматура железобетонных опор может быть ненапряженной, напряженной или частично напряженной.

Промежуточные опоры изготовляют одностоечными с горизонтальным расположением проводов, укрепленных на штыре-

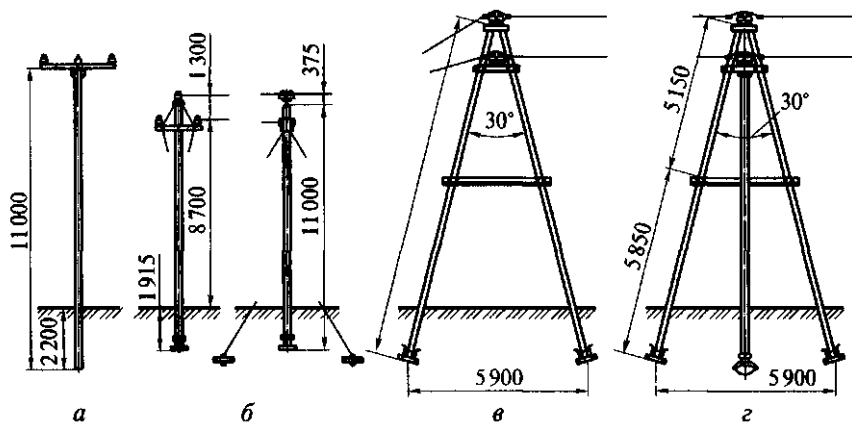


Рис. 15.3. Железобетонные опоры воздушных линий напряжением 6 и 10 кВ: а — промежуточная типа П-10; б — анкерная типа А-10; в — конечная типа КА-10; г — угловая (для угла 90°) типа УЛА-10

вых изоляторах (например, ШС-10). Анкерные, угловые, концевые, ответвительные опоры выполняют из стоек промежуточных опор. Для крепления и оттяжки применяют металлические детали. Опоры рассчитаны на подвешивание проводов марок А25 — А70, АС16 — АС50 и ПС25. Штыри заземляют приваркой к выпускам арматуры из железобетонной траверсы.

На ВЛ напряжением до 1 000 В применяют одно- и многопроволочные провода. Использование расплетенных проводов не допускается. На ВЛ выше 1 000 В применяют, как правило, многопроволочные провода.

На ВЛ напряжением до 1 000 В по условиям механической прочности площадь сечения проводов должна быть не менее: алюминиевых — 16 мм², сталеалюминиевых и биметаллических — 10 мм², стальных многопроволочных — 25 мм². Диаметр стальных однопроволочных проводов должен быть не менее 4 мм.

Для ответвлений от ВЛ напряжением до 1 000 В к вводам в здания при пролетах длиной до 25 м можно применять алюминиевые провода с площадью сечения не менее 16 мм², а при пролетах длиной до 10 м — стальные и биметаллические провода диаметром не менее 3 мм.

На ВЛ напряжением до 10 кВ широко применяют штыревые изоляторы. Способы крепления проводов на таких изоляторах показаны на рис. 15.4.

Изоляторы доставляют к месту монтажа в решетчатых ящиках. Отбраковку изоляторов перед их отправкой производят визуальным способом. Предприятие-изготовитель снабжает каждую партию изоляторов документом, удостоверяющим их качество.

Опоры линий электропередачи должны иметь следующие постоянные знаки:

порядковый номер и год установки — на всех опорах;

номер линии или условное обозначение — на всех опорах участка трассы с параллельно идущими линиями. На двухцепных опорах кроме того должна быть обозначена соответствующая цепь;

предостерегающие плакаты на высоте 2,5... 3 м от земли — на всех опорах в населенной местности и на пересечениях с дорогами.

Работы, выполняемые на высоте более 5 м от поверхности грунта, называют *верхолазными*. Основным средством, предотвращающим падение с высоты, является предохранительный пояс. Монтерские когти, предназначенные для работы на деревянных и деревянных с железобетонными пасынками опорах линий электропередачи, должны соответствовать требованиям стандартов. Монтерские когти и лазы, предназначенные для подъема на железобетонные опоры прямоугольного сечения ВЛ напряжением до 10 кВ, не должны иметь вмятин, трещин, надломов, заусенцев, острых кромок. Съёмные шипы не должны быть сбитыми или скошенными.

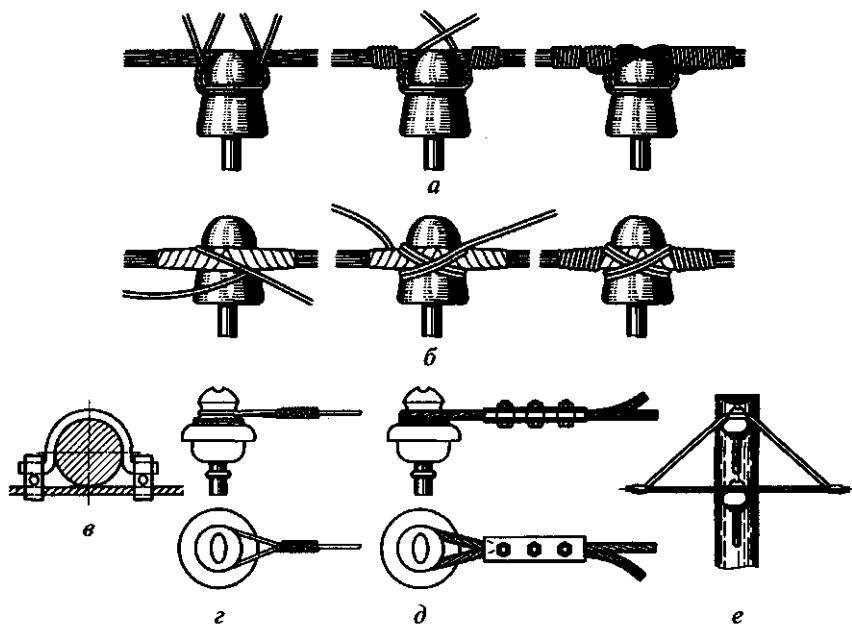


Рис. 15.4. Способы крепления проводов на штыревых изоляторах:
 а — головной вязкой; б — боковой вязкой; в — с помощью зажимов; г — заглушкой; д — петлей; е — двойным подвесом

К выполнению самостоятельных верхолазных работ и непосредственному руководству этими работами допускают лиц (рабочих и инженерно-технических работников) не моложе 18 лет, прошедших медицинский осмотр и признанных годными к верхолазным работам, имеющих стаж верхолазных работ не менее одного года и тарифный разряд не ниже третьего. Рабочие, впервые допускаемые к верхолазным работам, в течение одного года должны работать под непосредственным надзором опытных наставников, назначаемых распоряжением по подразделению предприятия или приказом по предприятию. Рабочие, допущенные к самостоятельным верхолазным работам, должны иметь запись в удостоверении о проверке знаний на право производства специальных работ.

Перед подъемом на опору необходимо тщательно осмотреть когти и лазы и убедиться, что дата их испытания не просрочена, а узлы и детали исправны. Особое внимание должно быть обращено на прочность сварных швов, целостность твердосплавных вставок шипов, сохранность прошивки ремней и надежность пряжек, наличие контргаек и шплинтов и надежность закрепления конца сдвоенной пружинной ленты на барабане червячного механизма, а также на надежность фиксации наконечника тросовой петли универсальных лазов в гнезде корпуса механизма, ис-

правность которого проверяется вращением рукоятки червячного механизма.

Пользоваться когтями и лазами, у которых затуплены или поломаны шипы, запрещается.

Когти и лазы подвергают периодическим испытаниям статической нагрузкой 1350 Н не реже 1 раза в 6 мес.

При испытании лазы должны быть установлены в рабочее положение на специальном испытательном стенде, имитирующем конфигурацию нижней части опоры линии электропередачи, для которой они предназначены. Нагрузку прикладывают в течение 5 мин.

После снятия статической нагрузки каждый лаз подвергают внешнему осмотру. Лазы, у которых обнаруживают остаточные деформации деталей, трещины, надрывы крепежных ремней или заедания в работе механизма регулирования раствора тросовой петли, бракуют.

15.2. Технология монтажа воздушных линий напряжением до 1 000 В

При прокладке ВЛ по территории, занятой зелеными насаждениями, вырубка просеки необязательна. Расстояния по вертикали и горизонтали от проводов при их наибольшей стреле провеса или наибольшем наклоне в сторону деревьев, кустов и прочей растительности должны быть не менее 1 м.

Котлованы под опоры линии роют непосредственно перед их установкой механизированным способом с применением буровых машин. При невозможности использования буровых машин грунт разрабатывают вручную. Выемку скальных грунтов можно производить взрывным способом.

Котлованы под одностоечные промежуточные опоры бурят точно по оси трассы во избежание выхода опоры из створа линии. Штангу бура при бурении размещают в строго вертикальном положении.

Готовые развезенные по трассе или собранные на ней опоры устанавливают непосредственно в котлованы с помощью бурильно-крановых машин или кранов-установщиков опор. Деревянные и железобетонные одностоечные опоры массой до 4 т можно устанавливать в котлованы автомобильным краном.

Воздушные линии электропередачи размещают так, чтобы опоры не затрудняли движения транспорта и пешеходов. В местах, где имеется опасность наезда транспорта, опоры защищают железобетонными отбойными тумбами.

Размеры заглубления опор определяют в зависимости от их высоты, числа укрепляемых на опоре проводов, грунтовых условий, а также от способа производства земляных работ. Данные для промежуточных опор приведены в табл. 15.1.

Заглубление промежуточных опор (без ригелей)

Грунт	Общая максимальная площадь сечения проводов на опоре, мм ²	Заглубление опор, м, при разработке грунта	
		вручную	механизированным способом
Суглинки, супеси, глины, насыщенные водой, при расчетном давлении на грунт 0,1 МПа	150	1,8/2,15	1,6/1,75
	300	2,3/2,8	1,8/2
	500	2,7/2,9	2/2,3
	150	1,5/1,8	1,4/1,5
Глины, суглинки, супеси естественной влажности, сухой лёс, мокрый мелкий песок при расчетном давлении на грунт 0,15...0,2 МПа	300	1,9/2,2	1,6/1,8
	500	2,3/2,5	1,8/2,1
Плотная глина, глина с галькой и валунами, галька с песком, щебень, скальный грунт при расчетном давлении на грунт 0,25 МПа	150	1,35/1,6	1,2/1,2
	300	1,7/2	1,4/1,6
	500	2,1/2,1	2,2/1,9

Примечание. В числителе значения для опор высотой до 8,5 м, в знаменателе — 11...12 м.

Траверсы угловых опор располагают по биссектрисе угла поворота линии. На установленные опоры наносят надписи, указывающие их порядковый номер и год установки.

Траверсы, кронштейны и изоляторы устанавливают до подъема опоры. Изоляторы перед монтажом тщательно осматривают и отбраковывают. Изоляторы не должны иметь трещин, сколов, поврежденный глазури. Чистка их металлическими предметами не допускается. Штыревые изоляторы прочно навертывают на крюки или штыри, обмотанные паклей, пропитанной суриком с олифой. Оси штыревых изоляторов располагают вертикально.

Штыревые изоляторы, закрепленные на крюках, монтируют непосредственно на стволах деревянных опор без траверс. В опоре буровом высверливают отверстия, в которые ввертывают хвосты крюков. Для удобства ввертывания крюков применяют специальный ключ. Изоляторы, закрепленные на штырях, устанавливают на траверсах, при этом штырь закрепляют на траверсе гайкой.

Сооружение ВЛ ведут поточным методом. Процесс монтажа проводов разбивают на следующие операции: раскатка проводов, соединение проводов, подъем их на промежуточные опоры, натяжение проводов, крепление их на анкерных и промежуточных опорах.

Неизолированные провода для ВЛ доставляют на деревянных барабанах. Барабаны устанавливают на специальной тележке, с помощью которой выполняют одновременно раскатку нескольких проводов. Раскатку проводов с барабанов ведут обычно от одной анкерной опоры до другой с использованием тракторов или автомобилей.

Раскатка проводов непосредственно по стальным траверсам и крюкам не допускается. Раскатку проводов при отрицательных температурах производят с учетом мероприятий, предотвращающих вмерзание провода в грунт.

При раскатке проводов отмечают места обнаруженных дефектов проводов. В дальнейшем перед натяжением проводов в этих местах выполняют их ремонт. Восстановительный ремонт проводов осуществляют: при повреждении до 17 % алюминиевого повива — наложением проволочных бандажей, при повреждении до 34 % — установкой ремонтных зажимов, более 34 % — вставкой отрезка нового провода.

При креплении обводного провода штыревые изоляторы устанавливают с наклоном до 45° к вертикали. Крюки и штыри для предохранения от ржавчины покрывают горячей олифой с примесью сажи или асфальтовым лаком.

Стальные провода должны быть оцинкованы. На временных линиях допускается применение неоцинкованных однопроволочных проводов.

На штыревых изоляторах провода крепят проволочными вязками. Для крепления стальных проводов с любой площадью сечения используют стальную вязальную проволоку диаметром 2...2,7 мм, а для крепления алюминиевых проводов — алюминиевую проволоку диаметром 2,5...4 мм.

Провода в пролетах пересечений ВЛ с различными объектами срращивать нельзя. В других пролетах провода соединяют зажимами или сваркой. Сваривать однопроволочные провода встык запрещается. Провода можно соединять скруткой с последующей пайкой. На опорах ВЛ используется одинарное крепление проводов. Двойное крепление применяют лишь в местах пересечения ВЛ линий связи и сигнализации, контактных проводов, дорог. Провода ответвлений должны иметь на опорах глухое крепление.

15.3. Технология монтажа воздушных линий напряжением выше 1 000 В

Места для рытья котлованов под опоры фиксируют с помощью теодолита, стальной мерной ленты или стальной рулетки, используя проектную схему, на которой указаны разбивочные оси

и размеры котлованов поверху и понизу с учетом применяемого фундамента и требуемой крутизны откосов.

Размеры дна котлованов не должны превышать размеров опорной плиты фундамента более чем на 150 мм на сторону.

Рытье котлованов с вертикальными стенками без креплений допускается в грунтах естественной влажности при отсутствии грунтовых вод.

Глубина котлованов в насыпных песчаных и гравийных грунтах не должна превышать 1 м, в глинистых — 1,25 м, в особо плотных — 2 м.

Указанные размеры допустимы при условии монтажа фундаментов немедленно после открытия котлованов.

Механизированная разработка грунта в котлованах не должна приводить к нарушению его структуры в основании фундамента. Поэтому рытье котлованов экскаватором производят с недобором грунта на толщину 100...200 мм. Разработка грунта ниже проектной отметки не допускается.

Грунт, вынутый при рытье котлованов, укладывают таким образом, чтобы он не препятствовал проведению последующих операций (установка подножников, сборка опор). Вынутый грунт следует отбрасывать на расстояние не менее 0,5 м от бровки котлована во избежание излишней нагрузки на стенки котлована и возможности их обвала.

Котлованы цилиндрической формы в вязких грунтах разрабатывают буровыми машинами.

Для изготовления деревянных опор ВЛ напряжением до 10 кВ можно применять сосну, лиственницу, ель и пихту. Лесоматериалы, идущие на изготовление опор, целиком ошкуривают со снятием луба.

Бревна для опор ВЛ пропитывают антисептиком. Глубина проникновения антисептика в заболонную древесину должна составлять не менее 85 % толщины заболони.

При прохождении трассы ВЛ по местам, где возможны низовые пожары, опоры защищают следующим образом. Вокруг каждой опоры на расстоянии 2 м от нее роют канаву глубиной 0,4 м и шириной 0,6 м; окруженный канавой участок очищают от травы и кустарника. На этих участках можно применять железобетонные приставки, если их высота от уровня земли до места крепления к деревянной опоре превышает 1 м.

Железобетонные опоры перед установкой тщательно осматривают для выявления раковин и выбоин. Длина, ширина и глубина выбоин должна быть не более 10 мм. При этом на 1 м длины опоры должно приходиться не более двух раковин и выбоин. Для устранения раковин и выбоин их заполняют цементным раствором.

Железобетонные опоры собирают на деревянных подкладках.

Основной способ установки одностоечных железобетонных опор в грунте — помещение их в цилиндрические котлованы с ненарушенной структурой грунта. При слабых грунтах или высоком уровне грунтовых вод одностоечные опоры устанавливают в цилиндрические котлованы либо в котлованы с естественными откосами и дополнительно крепят их железобетонными ригелями.

При установке одностоечных железобетонных опор применяют, как правило, полуавтоматическую строповку, позволяющую освобождать установленные опоры от такелажных тросов с земли без подъема людей на опору.

После установки опор пазухи цилиндрических котлованов засыпают грунтом, песком, песчано-гравийными или щебеночными смесями либо цементно-песчаным раствором (зимой — цементно-песчаной сухой смесью). При засыпке выполняют тщательное послойное трамбование.

Допуски на выверку одностоечных железобетонных и деревянных опор.

	Железобетонные опоры	Деревянные опоры
Отклонение опоры от вертикальной оси вдоль и поперек линии (отношение отклонения верхнего конца стойки опоры к ее высоте)	1 : 150	1 : 100
Выход опоры из створа линии, мм, при длине пролета:		
до 200 м	100	100
более 200 м	200	200
Уклон траверсы (отклонение от горизонтали)	1 : 100	1 : 50

Расстояние от подземной части опоры ВЛ напряжением не более 10 кВ до подземных канализационных трубопроводов должно быть не менее 2 м.

В пределах охранной зоны ВЛ не должны находиться магистральные газо- и нефтепродуктопроводы. В соответствии с Правилами охраны высоковольтных электрических сетей расстояние от крайней точки газо- или нефтепродуктопровода до проекции на горизонтальную плоскость, в которой лежит его ось, крайних проводов ВЛ напряжением до 10 кВ при отклоненном их положении должно быть не менее 10 м. В стесненных условиях, когда ВЛ напряжением до 10 кВ проходит параллельно указанным трубопроводам, расстояние от наземной части опор ВЛ до трубопроводов может составлять 5 м.

При сближении и пересечении ВЛ с магистральными газопроводами давлением менее 1,2 МПа, а также трубопроводами раз-

личного назначения расстояние от подземной части опоры ВЛ напряжением не более 10 кВ до трубопроводов должно быть не менее 5 м.

Установку изоляторов, раскатку, натяжение и крепление проводов производят так же, как и при монтаже ВЛ напряжением до 1 000 В (см. подразд. 15.2).

Заземлению подлежат:

железобетонные опоры ВЛ напряжением до 10 кВ;

железобетонные и деревянные опоры ВЛ всех типов и всех напряжений, на которых установлены устройства грозозащиты;

все виды опор, на которых установлены силовые и измерительные трансформаторы, разъединители, предохранители и другое оборудование.

Заземляющие устройства опор выполняют в виде ввернутых в грунт вертикальных стержневых заземлителей диаметром не менее 12 мм или погруженных в грунт вертикальных заземлителей из угловой стали. Широкое применение получили заземляющие устройства из стальных полос, расположенных в виде лучей, а также глубинные заземлители из полосовой или круглой стали.

15.4. Техническое обслуживание воздушных линий напряжением до 1 000 В

При эксплуатации воздушных линий в них могут возникать различные неисправности и повреждения, например из-за провоза под ними крупногабаритных грузов, набросов на провода, проведения вблизи земляных работ, произрастания вблизи высоких деревьев. Кроме того, в ВЛ с течением времени происходят различные изменения: деревянные опоры искривляются и могут занять наклонное положение, в железобетонных опорах образуются трещины и выбоины, в проводах и тросах происходят обрывы отдельных проволок, в изоляторах появляются трещины и т.д. Эти дефекты могут быть обусловлены постоянным воздействием неблагоприятных климатических условий, оседанием почвы вблизи опор и рядом других причин.

Для обнаружения неисправностей, угрожающих нормальной эксплуатации ВЛ, а также для предупреждения развития возникших дефектов воздушные линии периодически осматривают. Сроки осмотров ВЛ устанавливают в зависимости от местных и климатических условий, назначения линии и вероятности ее повреждения.

Осмотры линий электромонтером должны происходить не реже 1 раза в месяц.

Проверку наличия трещин на железобетонных опорах и паясниках с выборочным вскрытием грунта в зоне переменной влаж-

ности производят 1 раз в 6 лет начиная с четвертого года эксплуатации.

Степень загнивания деталей деревянных опор оценивают 1 раз в 3 года.

Стрелы провеса и расстояния от проводов ВЛ до различных объектов в местах пересечений ВЛ с линиями связи, железными дорогами измеряют во всех случаях, когда при осмотре возникают сомнения в отношении требуемых расстояний.

Сопротивление заземления измеряют 1 раз в первый год эксплуатации ВЛ и в дальнейшем 1 раз в 3 года.

Перетяжку болтов, гаек и бандажей производят ежегодно в первые 2 года, а в дальнейшем — по мере надобности.

Внеочередные осмотры ВЛ выполняют после аварии на ней, урагана, во время ледохода, при пожаре вблизи линии, гололеде, температуре воздуха ниже -40°C .

При периодических осмотрах линии и вводов в здания электромонтеры должны особое внимание обращать на обрывы и оплавления жил проводов, целостность вязок, регулировку проводов, наличие ожогов, трещин и боя изоляторов, состояние опор и их крен вдоль и поперек линии, целостность бандажей и заземляющих устройств, касание проводов ветвями деревьев, наличие набросов, состояние вводных ответвлений, предохранителей, кабельных воронок и спусков.

Расстояние от проводов до поверхности земли при наибольшей стреле провеса (наивысшая температура воздуха, гололед) должно быть не менее 6 м в любой местности.

На опорах ВЛ должны быть нанесены их номера и год установки.

Опоры, имеющие деревянные пасынки, периодически проверяют на загнивание. При проверке древесину, скрытую в грунте, нужно отрывать на глубину 0,3...0,5 м. Опору или пасынок считают непригодными для дальнейшей эксплуатации, если глубина прогнивания по радиусу бревна больше 3 см при диаметре бревна 25 см и более.

Глубину загнивания опоры измеряют специальным щупом с полусантиметровыми делениями, который вводят в древесину нажатием руки.

Забивать щуп молотком или каким-либо другим инструментом запрещается.

Бандажи на опорах выполняют из мягкой оцинкованной проволоки диаметром не менее 4 мм. Допускается применение не оцинкованной проволоки диаметром 5...6 мм при условии покрытия ее асфальтовым лаком. Если отсутствуют специальные указания в проекте, число витков бандажа при диаметре проволоки 4 мм принимают равным 12, при диаметре 5 мм — 10, при диаметре 6 мм — 8.

15.5. Ремонт воздушных линий напряжением до 1000 В

Сроки и объемы капитального ремонта воздушной линии электропередачи устанавливают по результатам осмотров, измерений и испытаний. В работы по капитальному ремонту входит смена опор, пасынков, траверс, проводов. При ремонтах нельзя изменять конструкцию опоры без соответствующего расчета.

При текущем ремонте выполняют выправку опор, подтяжку и смену бандажей, подтяжку и регулирование провеса проводов, смену изоляторов и др.

Для продления срока службы деревянных опор производят диффузионную пропитку древесины. Технологический процесс пропитки состоит в следующем. Подземную часть опоры отрезают на всю длину зоны загнивания, очищают от гнили до здоровой древесины и определяют диаметр здоровой части в наиболее опасной по гниению зоне в целях установления пригодности опоры для дополнительной пропитки. В зависимости от зоны распространения гнили на опору надевают один, два или три антисептических бандажа (рис. 15.5). Способ крепления бандажа показан на рис. 15.6.

В загнивших и опасных по гниению надземных участках опор расчищают трещины до здоровой древесины и заполняют их антисептической пастой с помощью масленки или другого приспособления. Пасту предварительно разбавляют водой из расчета одна часть воды на пять частей пасты.

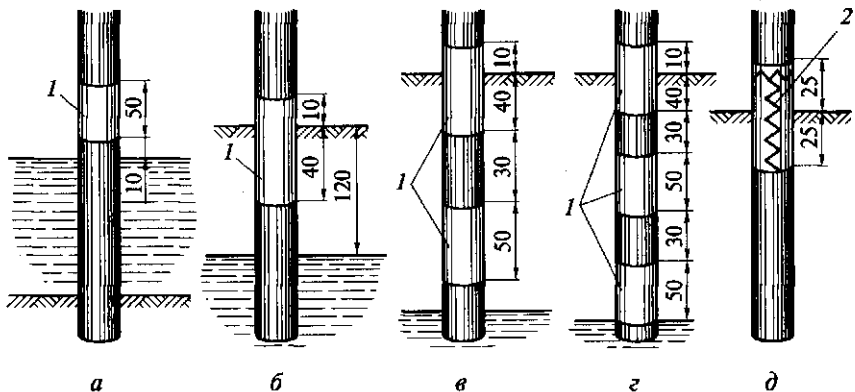


Рис. 15.5. Наложение антисептических бандажей на опоры при уровне грунтовых вод выше уровня земли (а), ниже уровня земли на 1,2 м (б), 1,4...2 м (в), 2,5 м (г) и при отсутствии грунтовых вод (д):

1 — бандаж; 2 — битум

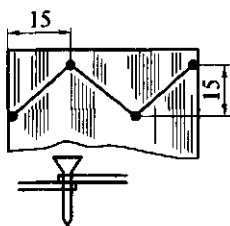


Рис. 15.6. Способ крепления биндажа гвоздями

После заполнения трещин на пасту и прилегающую к трещине поверхность опоры наносят кистью или распылителем слой гидроизоляции. Одновременно с обработкой трещин антисептической пастой заливают все места сопряжения между деталями опор. При обнаружении загнившей заболони в опорах, имеющих неглубокую (5... 10 мм) пропитку, на опасный по гниению участок надевают антисептический биндаж. Обработку опор начинают с верхних, наиболее удаленных деталей, чтобы избежать дальнейшего соприкосновения работающего с ними. Дополнительную пропитку опор производят после весеннего осмотра.

Антисептический биндаж состоит из двух слоев: наружного водонепроницаемого слоя из толя, рубероида или пергамина; внутреннего слоя из антисептической пасты, соприкасающегося с древесиной. Ширина биндажа 50 см, длина зависит от толщины столба в месте установки биндажа (табл. 15.2).

Для регулирования расхода пасты, наносимой на биндажи различной длины, применяют мерные ковши, объем которых соответствует требуемому количеству пасты для того или иного размера биндажа. Пасту, взятую ковшом, накладывают на заранее отрезанный кусок толя и с помощью шпателя равномерно распределяют по поверхности, причем на кромки биндажа шириной 1 см и полосу 5 см (которая при надевании биндажа будет перекрывать его в месте стыке) пасту не наносят.

Таблица 15.2

Нормы расхода антисептика на биндаж

Диаметр столба в месте надевания биндажа, мм	Длина биндажа, см	Количество антисептика в пасте, наносимой на один биндаж, г	
		Фтористый натрий	Уралит
До 20	70	400	350
21 ... 25	85	500	400
26 ... 30	100	600	500
31 ... 35	115	700	600
36 ... 40	130	800	700

15.6. Техническое обслуживание воздушных линий напряжением выше 1000 В

Осмотры в дневное время ВЛ напряжением до 10 кВ производят 1 раз в месяц. При осмотрах особое внимание обращают на наличие оплавлений проволок, обрывов проводов, набросов на провода, ожогов и трещин изоляторов; проверяют состояние опор и убеждаются в целостности бандажей и заземляющих спусков, отсутствии обгораний, расцеплений деталей, искрения или разрегулировки (когда в пролете один провод длиннее другого) проводов; проверяют состояние разрядников, коммутационной аппаратуры на ВЛ и кабельных муфт на спусках, наличие предостерегающих плакатов и других постоянных знаков на опорах; контролируют целостность отдельных элементов, сварных швов и заклепочных соединений на металлических опорах, состояние стоек железобетонных опор и железобетонных пасынков, чистоту трассы; выявляют наличие деревьев, угрожающих падением на линию, присутствие посторонних предметов, строений в охранной зоне; проверяют, не производятся ли в этой зоне без соответствующего согласования строительные и другие работы.

Выявленные во время осмотра дефекты отмечают в листке обхода. При обнаружении дефектов, которые могут привести к аварии, должны быть приняты срочные меры по их устранению.

Внеочередные осмотры линий электропередачи производят:

при гололеде, после тумана, во время ледохода и разлива рек, при лесных и степных пожарах;

после автоматического отключения линии, в том числе и при ее успешном повторном включении.

Верховой осмотр линии электропередачи без ее отключения выполняют не реже 1 раза в 3 года. Выборочную проверку состояния проводов со снятием напряжения производят не реже 1 раза в 6 лет.

Профилактические проверки наличия и степени загнивания деталей деревянных опор, состояния антикоррозионного покрытия металлических опор и металлических траверс железобетонных и деревянных опор, наличия и ширины раскрытия трещин в бетоне железобетонных опор и приставок, состояния изоляторов выполняют без отключения ВЛ.

Трассу линии электропередачи периодически расчищают от поросли деревьев. Передвижение машин и механизмов (строительных, сельскохозяйственных и др.), перевозка оборудования, конструкций и прочих грузов под линией любого напряжения допускаются, если у перемещаемых машин, механизмов, транспортных средств с грузом высота от отметки дороги или земли составляет не более 5 м при передвижении по шоссейным дорогам и не более 3,5 м при передвижении по дорогам без твердого покрытия и вне дорог.

15.7. Ремонт воздушных линий электропередачи напряжением выше 1 000 В

При текущих ремонтах ВЛ напряжением выше 1 000 В выполняют следующие работы: верховые осмотры ВЛ; проверка установки опор (отклонения, перекосы элементов и пр.), прочности соединительных мест, состояния бандажей, стрел провеса проводов, наличия опознавательных знаков и предупредительных плакатов; перетягивание отдельных участков сети, ремонт опор, поддерживающих конструкций; замена поврежденных изоляторов и сгнивших элементов отдельных опор; ревизия и ремонт разрядников; расчистка просек; измерение изоляции, определение падения напряжения в линии, нагрева соединителей.

Работы, выполняемые при капитальных ремонтах ВЛ напряжением выше 1 000 В, включают в себя: ремонт фундаментов опор; плановую замену после многолетней работы до 50 % опор и их конструктивных элементов; ревизию и замену некондиционных проводов, полную перетяжку линии; частичную замену фарфоровых изоляторов; выправление опор; проверку наличия трещин в железобетонных опорах и приставках; восстановление противогнилостных обмазок; испытание ВЛ в соответствии с ПТЭ.

Крен железобетонных опор на трассе можно устранить, не снимая напряжения с линии, если угол крена не превышает 20°, а скорость ветра — 10 м/с. Выправку как вдоль, так и поперек линии производят путем создания тяжения по тяговому тросу в сто-

Таблица 15.3

Методы ремонта проводов

Нормальное число проволок в проводе	Число поврежденных проволок на длине до 15 м	Метод ремонта
6 или 7 19 28	1 1 или 2 1—3	Поврежденные проволоки подогнать под один размер, а на концах установить ремонтные муфты
6 или 7 19 28	2 3—5 4—8	Поврежденные проволоки подогнать под один размер, на дефектном участке вплести проволоки, число которых должно быть на единицу меньше числа отсутствующих, после чего в местах обрыва установить ремонтные муфты
6 или 7 19 28	3 6 9	Поврежденный участок вырезать, установить соединительный зажим

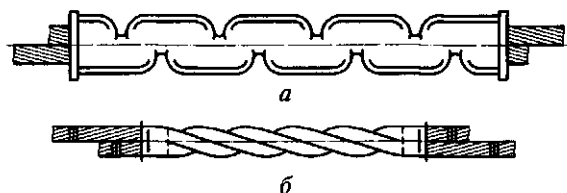


Рис. 15.7. Соединение проводов обжатым (а) и скрученным (б) овальными соединителями

рону, противоположную крену опоры. Усилие в тяговом тросе увеличивают после откапывания основания опоры на нужную глубину. Котлован выправленной опоры засыпают землей с послойным трамбованием. При обнаружении трещин в железобетонных опорах их промазывают битумом или цементным раствором. Перед промазыванием цементным раствором тщательно очищают поверхность старого бетона опоры и увлажняют его. Залитые трещины затирают, места сколов наращивают.

При обнаружении повреждения провода на месте дефекта ставят метку и сообщают об этом бригадиру, который определяет метод ремонта (табл. 15.3).

При обрыве до 30 % проволоки на место их повреждения устанавливают ремонтную муфту, а если повреждено более 30 % проволоки, то провод разрезают и соединяют с помощью овального соединителя (рис. 15.7). Расстояние между ремонтными муфтами, соединителем и ремонтной муфтой, а также между двумя соединителями должно быть не менее 15 м.

Число соединителей и муфт на одном проводе в пролете должно быть не более трех, в том числе не более двух соединителей и одной ремонтной муфты. В пролетах пересечения ВЛ с инженерными сооружениями установку соединителей и муфт не допускают.

Монтаж ремонтной муфты производят в такой последовательности: матрицу и пуансон подбирают в соответствии с маркой ремонтируемого провода; берут овальный соединитель, разрезают по продольной оси и торцы его развальцовывают напильником; края разводят на расстояние, обеспечивающее свободную укладку в муфту ремонтируемого провода; проволоки укладывают по направлению повива; на расстоянии 200 мм по обе стороны от места повреждения накладывают бандаж; корпус муфты надевают на провод так, чтобы поврежденные жилы были на равном расстоянии от концов муфты; легкими ударами молотка через прокладку, материал которой должен соответствовать материалу муфты, подгибают разведенные концы, производят спрессовывание муфты.

При установке овального соединителя его надвигают на один из концов соединяемых проводов. Второй конец провода вво-

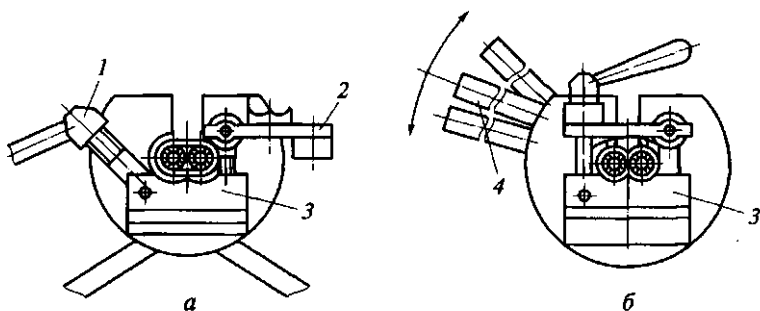


Рис. 15.8. Зажимные узлы приспособления МИ-189А:

а — полушшка; *б* — поворотная часть; 1 — гайка откидного болта; 2 — верхняя откидная плашка; 3 — нижняя откидная плашка; 4 — рычаг

дят в соединитель внахлестку (см. рис. 15.7). Концы соединяемых проводов должны выходить из соединителя на 20...40 мм, на них надевают бандажи. Монтаж проводов овальными соединителями производят с помощью приспособлений МИ-189А (рис. 15.8) и МИ-230А. Скрутку проводов выполняют следующим образом:

- ослабляют гайку 1 откидного болта;
- снимают верхнюю откидную плашку 2;

соединитель с введенными в него проводами устанавливают в прорезь головки корпуса и, развернув на 90°, кладут плоской стороной один конец на полушшку, а другой — на нижнюю плашку 3 так, чтобы концы соединителя выступали за плашки не более чем на 5 мм;

устанавливают верхнюю плашку на соединитель, крепят ее гайками до упора;

вставляют рычаг 4 в отверстие головки и закручивают соединитель на 4...4,5 оборота в любую сторону. При скручивании соединителей СОАС-150-2А и СОАС-185-2А допускают применение дополнительного рычага.

Скрученный соединитель освобождают от плашек или матриц и вынимают из приспособления через прорезь корпуса.

Натяжение проводов, соединенных между собой и поднятых на опоры, производят с усилием, достаточным для удержания их на нужном расстоянии от земли. С помощью расчетных таблиц определяют стрелу провеса, откладывают полученное значение на двух рейках.

Рейки с отметками подвешивают на двух соседних опорах на высоте мест крепления провода. Монтер располагается на одной опоре так, чтобы уровень его глаз находился у нижней отметки рейки, подвешенной на этой же опоре. Во время натяжения провода монтер смотрит в бинокль на отметку рейки, подвешенной

на соседней опоре, и дает команду прекратить натяжение провода, когда нижняя точка поднимаемого провода оказывается на прямой, соединяющей отметки на рейках.

Контрольные вопросы

1. В каких случаях применяют воздушные линии электропередачи?
2. Какие показатели характеризуют ВЛ?
3. Какие виды опор применяют для сооружения ВЛ?
4. Каковы особенности монтажа линий электропередачи напряжением до 1 000 В?
5. От чего зависит глубина котлованов для опор ВЛ напряжением до 10 кВ?
6. Какие допуски на выверку деревянных и железобетонных опор учитывают при монтаже ВЛ напряжением до 10 кВ?
7. Как заделывают в грунт железобетонные опоры?
8. Как обслуживают ВЛ напряжением до 10 кВ?
9. Перечислите основные ремонтные операции, выполняемые на ВЛ напряжением до 10 кВ.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ
ПУСКОРЕГУЛИРУЮЩЕЙ АППАРАТУРЫ
И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ В СЕТЯХ
НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 000 В**

**16.1. Пусковые и регулирующие аппараты в сетях
напряжением до 1 000 В**

При размыкании электрической цепи с током между расходящимися контактами возникает дуговой разряд. Дуга образуется даже в случае отключения тока 0,5 А при напряжении 15 В.

Для размыкания электрических цепей (как обесточенных, так и с токами) служат различные отключающие аппараты, например выключатели-разъединители (минирубильники) серии ВН-32.

Рубильники являются ручными (неавтоматическими) коммуникационными аппаратами. Их изготавливают одно-, двух- и трехполюсными. Рубильники с центральной рукояткой служат только для отключения предварительно обесточенных цепей. Аппараты с боковой рукояткой, боковым и центральным рычажным приводом могут коммутировать электрические цепи под нагрузкой. Выпускаются также рубильники с боковой рукояткой и защитным кожухом.

Широкое применение находит совмещенный рубильник-предохранитель (рис. 16.1), размещаемый в закрытом стальном ящике с откидной крышкой. Его достоинствами являются компактность и безопасность обслуживания. При отключенном положении рукоятки 3 предохранители 1 не находятся под напряжением и могут быть сняты. Перевести рукоятку 3 во включенное положение можно лишь при закрытой крышке, а открыть крышку — только при отключенном рубильнике. Провода от сети подсоединяют только к верхним контактным стойкам 2 (губкам) рубильника.

Пакетные выключатели (ПВ) (рис. 16.2) и переключатели (ПП) применяют как коммутационные аппараты в цепях переменного тока напряжением до 440 В, частотой 50 и 60 Гц и в цепях постоянного тока напряжением до 220 В. Их выпускают с одним, двумя или тремя полюсами в виде пакетов из изолирующего материала, внутри которого монтируют подвижные плоские скользящие контакты.

Кнопки управления (рис. 16.3, а) применяют для дистанционного управления электромагнитными автоматами. Несколько кнопок, установленных в одном блоке, называют кнопочным постом (рис. 16.3, б).

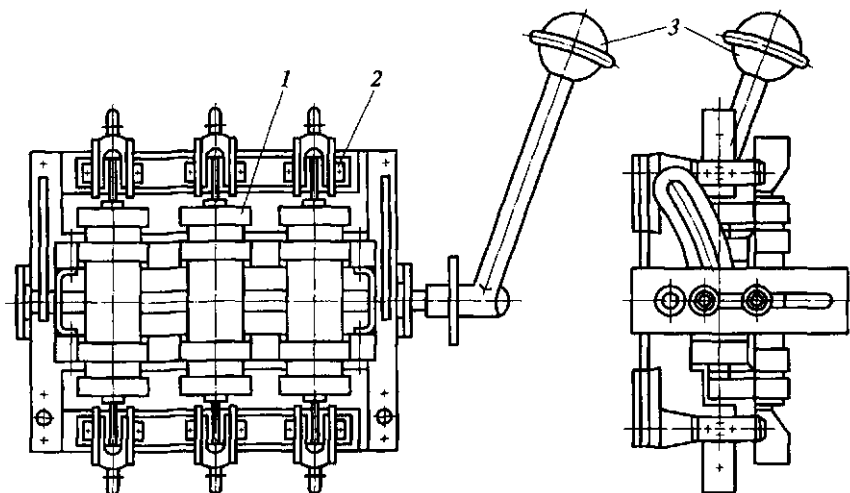


Рис. 16.1. Рубильник-предохранитель (корпус условно снят):

1 — предохранитель; 2 — контактная стойка; 3 — рукоятка

Ключи управления служат для замыкания и размыкания цепей управления и сигнализации при дистанционном включении или отключении высоковольтных выключателей и разъединителей. Ключ управления КСВФ (ключ с сигнальной лампой, встроенной в рукоятку, с возвратом и фиксацией положения) состоит из собранных в общий блок пакетов (рис. 16.3, в), в каждом из которых имеются наружные выводы для присоединения внешних цепей и внутренняя контактная система, состоящая из подвижных и неподвижных контактов.

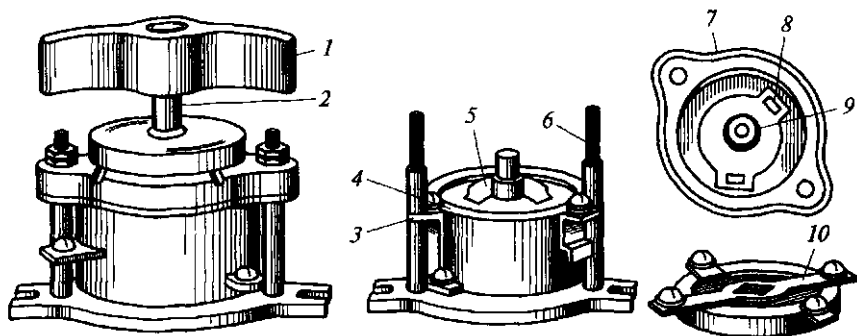


Рис. 16.2. Пакетный выключатель:

1 — рукоятка; 2 — валик; 3, 5 — неподвижный и подвижный контакты; 4 — кольцо-пакет; 6 — стяжная шпилька; 7 — крышка; 8 — упор; 9 — пружина; 10 — дугогасительная шайба

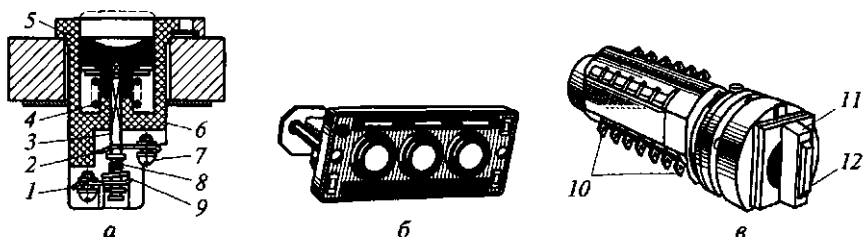


Рис. 16.3. Кнопка управления (а), кнопочный пост (б) и ключ управления (в);

1, 2 — замыкающий и размыкающий контакты; 3 — стержень; 4, 8 — возвратная и контактная пружины; 5 — кнопка; 6 — корпус; 7 — винт; 9 — контактный мостик; 10 — выводы ключа для присоединения к нему проводов внешних цепей; 11 — рукоятка ключа; 12 — призма

Контакты ключа управления в зависимости от выполняемых функций подразделяют на оперативные, сигнальные и аварийные.

Контакторы представляют собой аппараты дистанционного действия, предназначенные для частых включений и отключений электрических цепей при нормальных режимах работы. Их изготавливают на токи до 4 кА, напряжение 220, 440, 750 В постоянного тока и 380 и 660 В переменного тока. Они допускают 100... 150 включений в час.

Наиболее широко применяют электромагнитные контакторы, в которых срабатывание контактной системы осуществляется под действием электромагнита. Для защиты от токов короткого замыкания последовательно с контактором устанавливают плавкие предохранители или автоматическое выключение (автоматы).

Трехполюсные контакторы применяют в электроустановках трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц. Контактёр состоит из двух основных систем: электромагнитной (рис. 16.4, а) и контактно-дугогасительной (рис. 16.4, б).

Электромагнитная система контактора переменного тока содержит катушку 2, неподвижный сердечник 1 и якорь 3 с валиком 4. При протекании переменного тока по включенной в цепь управления катушке контактора якорь 3 притягивается к сердечнику 1. При этом валик 4, на котором укреплены подвижные контакты 7, поворачивается и главные контакты 6 и 7, включенные в силовую цепь, замыкаются. Одновременно замыкаются замыкающие и размыкаются размыкающие блокировочные контакты (на рис. 16.4 не показаны), так как поворачивается их траверса, укрепленная на валике 4. Это приводит к соответствующим переключениям в цепях управления. Ток к подвижным контактам 7 подводится по гибким проводникам 8, состоящим из тонкой медной фольги. Прижатие контактов 6 и 7 обеспечивает контактная пружина. В целях

улучшения условий дугогашения контакторы имеют дугогасительные камеры 5, состоящие из асбестоцементного или фибрового кожуха и встроенных внутрь его металлических пластин (решетки).

Сердечник и якорь контакторов переменного тока для уменьшения вихревых токов собирают из отдельных листов электротехнической стали. Магнитопроводы контакторов постоянного тока делают из монолитной стали. Выпускают также контакторы переменного тока, имеющие монолитную магнитную систему и вытягивающую катушку постоянного тока. Такие контакторы допускают более высокую частоту включений и имеют большую механическую износостойчивость.

Магнитные пускатели состоят, как правило, из трехполюсного контактора с главными и вспомогательными контактами и встроенных тепловых реле (см. далее). Электрическая схема пускателя показана на рис. 16.5.

Воздушные автоматические выключатели (автоматы) предназначены для автоматического размыкания электрических цепей при ненормальных режимах работы и для нечастых оперативных переключений при нормальных режимах, т.е. в

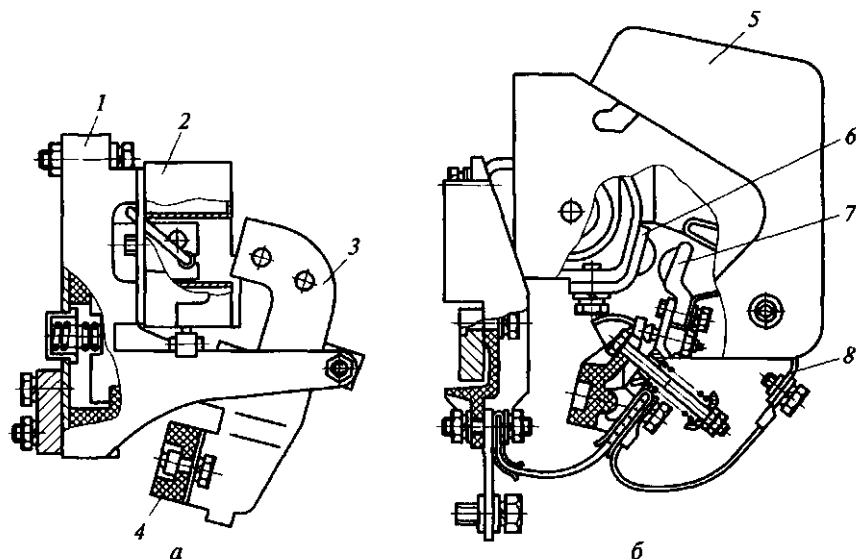


Рис. 16.4. Электромагнитная (а) и контактно-дугогасительная (б) системы трехполюсного контактора переменного тока:

1 — сердечник; 2 — катушка; 3 — якорь; 4 — валик; 5 — дугогасительная камера; 6, 7 — главные контакты; 8 — гибкие проводники

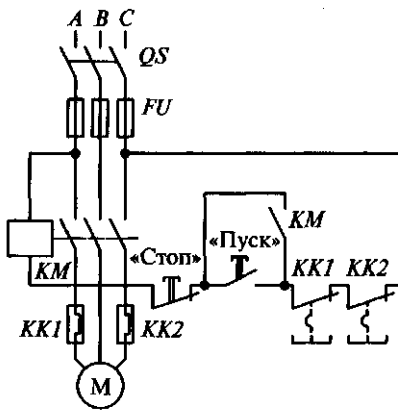


Рис. 16.5. Электрическая схема магнитного пускателя:

QS — разъединитель; *FU* — плавкие предохранители; *KM* — контактор; *KK1*, *KK2* — тепловые реле; *M* — электродвигатель

определенных условиях они могут совмещать функции аппарата защиты и рубильника.

Для гашения дуги в автоматах используют воздух, поэтому их называют воздушными. Основные элементы автомата показаны на рис. 16.6.

Контакты 1 автомата, рассчитанные на длительные номинальные токи и воздействие дуги при отключении, замыкают вручную (рукояткой 3) или с помощью механического привода. Размыкание контактов 1 происходит автоматически в случае отклонения от нормального режима работы. Дугогасительная система 2 предназначена для гашения дуги, возникающей при размыкании контактов.

Устройство, с помощью которого размыкается цепь при выходе электрических параметров за установленные пределы, называют расцепителем. Чаще всего он представляет собой электромагнитный термобиметаллический механизм или же электронное устройство (например, в автоматах А-3700). Механизм сво-

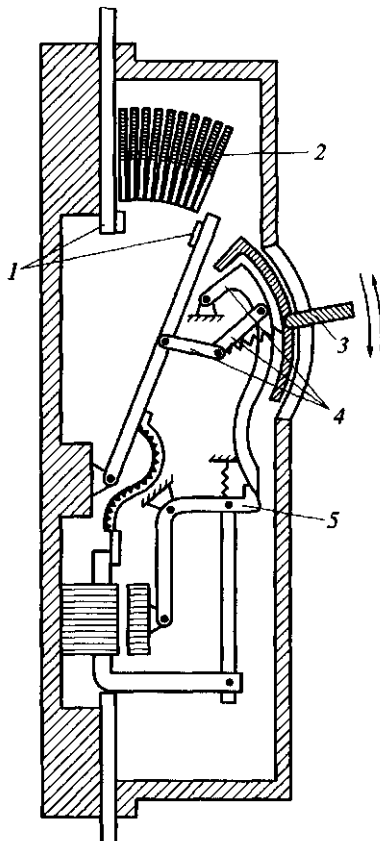


Рис. 16.6. Воздушный автомат:

1 — главные контакты; 2 — дугогасительная система; 3 — рукоятка; 4 — механизм свободного расцепления; 5 — собачка расцепителя

бодного расщепления 4 обеспечивает отключение автомата даже тогда, когда рукоятку 3 удерживают во включенном положении. Вспомогательные контакты служат для переключений в цепях управления и сигнализации при изменении положения автомата.

Наибольшее распространение получили так называемые установочные автоматы серии А-3700, АП-50, АБ-1000, АК-63, ВА-88 и модульные ВА-47-29, ВА-47-100, ВД-1-63 (УЗО), АД-12, АД-14 и др.

Плавкие предохранители служат для автоматического отключения электрических цепей при коротких замыканиях или перегрузках. В предохранителях имеются плавкая вставка — медная или цинковая пластина, последовательно включенная в цепь и расплавляющаяся, когда ток в цепи становится выше допустимого. Плавкая вставка расплавляется тем быстрее, чем больше ток.

Конструктивно различают предохранители в открытых фарфоровых трубках, разборные и насыпные. В предохранителях первого типа (рис. 16.7, а) плавкие вставки 1 размещены внутри фарфоровой трубки 2, открытой с обоих концов. В разборных предохранителях (рис. 16.7, б) цинковая плавкая вставка 1 помещена в фибро-

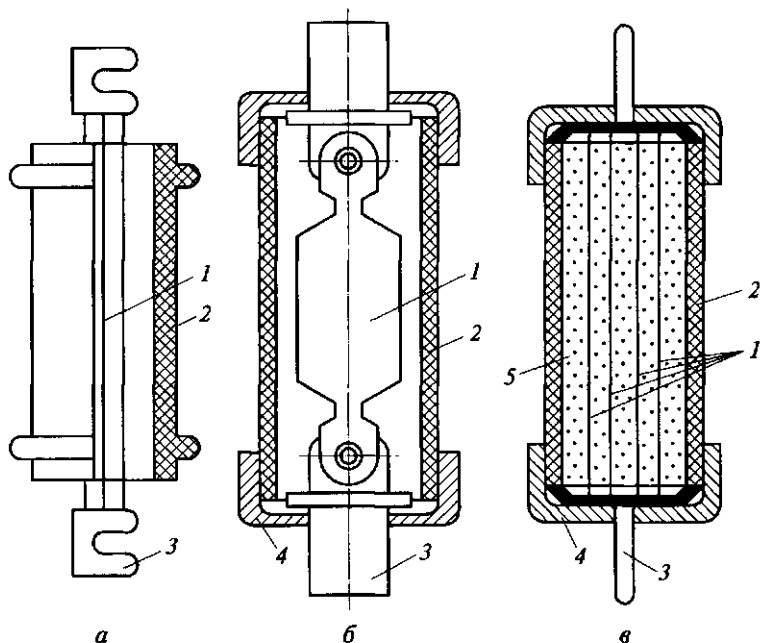


Рис. 16.7. Предохранители:

а — в открытых фарфоровых трубках; б — разборные; в — насыпные; 1 — плавкая вставка; 2 — трубка; 3 — детали присоединения; 4 — колпачок; 5 — кварцевый песок

вую трубку 2, плотно закрытую колпачками 4. В насыпных предохранителях (рис. 16.7, в) параллельно включенные плавкие вставки 1 круглого сечения размещены внутри фарфоровой изоляционной трубки 2, заполненной мелкозернистым кварцевым песком 5. Возникающая при плавлении вставки электрическая дуга соприкасается с мелкими зернами песка, интенсивно охлаждается, деионизируется и благодаря этому быстро гаснет. Предохранители насыпного типа выпускают на ток до 600 А. Иногда их снабжают индикаторами срабатывания. Детали 3 служат для включения предохранителей всех рассмотренных типов в электрическую цепь.

Для защиты асинхронных короткозамкнутых электродвигателей от токов перегрузки и короткого замыкания применяют инерционные предохранители. Для защиты силовых полупроводниковых элементов, не способных выдерживать большие токовые перегрузки, используют специальные быстродействующие предохранители.

Номинальный ток плавкой вставки $I_{\text{в}}$ предохранителя выбирают так, чтобы он превышал номинальный ток защищаемой электроустановки.

Тепловые реле служат для защиты электроприемников от перегрузок. Основной их конструкции является биметаллический элемент, температура нагрева которого пропорциональна контролируемому току. Реле срабатывает, когда ток в цепи становится равным току уставки реле (или больше него). При этом свободный конец биметаллического элемента, прогибается и воздействует на моментный механизм переключения контактов, вызывая изменение их состояния. С увеличением тока время срабатывания реле уменьшается.

Тепловое реле не защищает цепь от короткого замыкания и само должно быть защищено от него.

Устройство однофазного теплового реле ТРП показано на

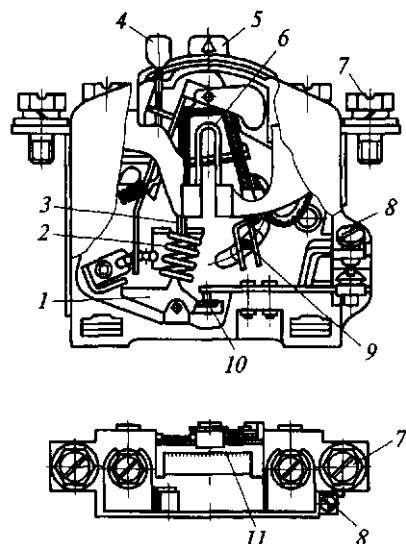


Рис. 16.8. Тепловое реле ТРП:

1 — контактное коромысло; 2 — контактная пружина; 3 — свободный конец биметаллического элемента; 4 — кнопка возврата контактов; 5 — указатель регулятора уставок; 6 — наружный нагреватель; 7 — контактный зажим силовой цепи; 8 — контактный зажим цепи управления; 9 — механизм регулирования уставки; 10 — контакты; 11 — шкала уставок

рис. 16.8. При нагреве U-образного биметаллического элемента его свободный конец 3, перемещаясь, уменьшает наклон пружины 2, которая удерживает в равновесии контактное коромысло 1. Когда пружина наклонится в противоположную сторону, равновесие коромысла нарушится. Оно резко повернется по часовой стрелке и разомкнет контакты 10. Реле имеет устройство плавной регулировки тока срабатывания в пределах $\pm 25\%$ номинального тока. Однофазные реле ТРП и двухфазные реле ТРН широко используются в комплекте с пускателями и контакторами (см. ранее).

Резисторы представляют собой устройства, с помощью которых регулируют напряжение и ток в различных электрических цепях. Наиболее распространенные металлические резисторы (реостаты) состоят из элементов сопротивления и устройств для их переключения.

Резисторы типа ППБ применяют при продолжительном режиме работы. Они представляют собой бескаркасные спирали из

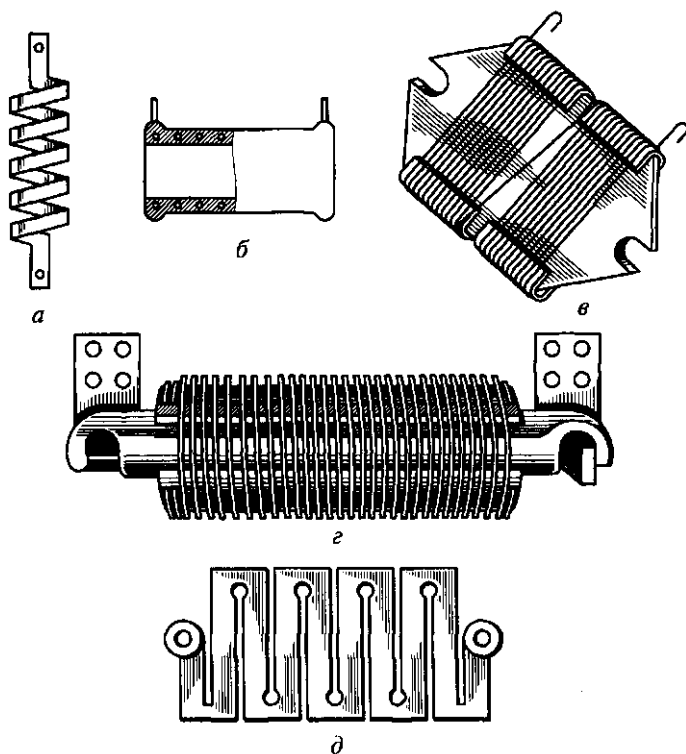


Рис. 16.9. Резисторы:

a — бескаркасный; *b* — трубчатый; *c* — рамочный; *e* — ленточный; *d* — чугунный литой

круглой ленты или проволоки (рис. 16.9, а), закрепленные на раме и обладающие хорошей теплоотдачей в окружающую среду.

Для кратковременного режима работы используют резисторы типов ПЭ (невлагостойкие) и ПЭВ (влагостойкие нерегулируемые и регулируемые), имеющие теплоемкие каркасы из жаропрочного керамического материала (рис. 16.9, б). Если наматываемая на каркас проволока тонкая, ее после намотки покрывают слоем стекловидной эмали для защиты от повреждений. Такие трубчатые резисторы рассчитаны на номинальную рассеиваемую мощность 2,5... 150 Вт.

Более мощные резисторы выполняют в виде рамочных элементов из константана (рис. 16.9, в), ленты (рис. 16.9, г) или чугунных литых элементов (рис. 16.9, д).

16.2. Размещение аппаратов управления и распределительных устройств в сетях напряжением до 1000 В

Аппараты управления могут быть встроены непосредственно в технологические механизмы, установлены около них или размещены в отдельных электропомещениях на распределительных щитах или станциях управления.

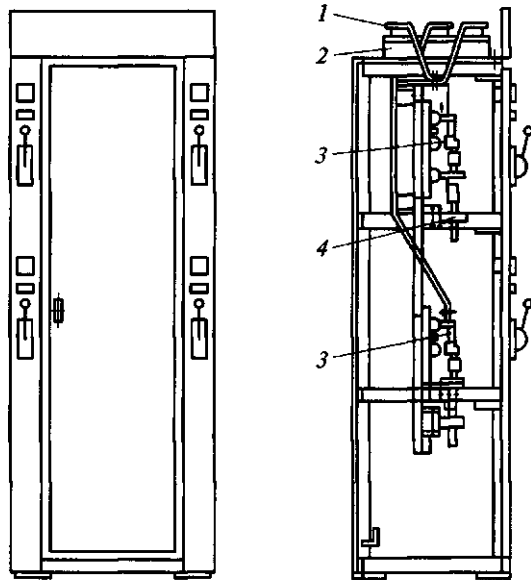


Рис. 16.10. Щит станций управления:

1 — шины; 2 — изолятор; 3 — блок рубильник—предохранитель; 4 — трансформаторы тока

Многие механизмы выпускают комплектно со встроенной аппаратурой управления и защиты (в частности, металлообрабатывающие станки). Выбор способа размещения аппаратов управления зависит от ряда обстоятельств, главнейшими из которых являются: условия окружающей среды; вид управления технологическими механизмами (местное, централизованное, автоматизированное); системы построения электрической сети (радиальная, магистральная).

При местном управлении в помещениях с нормальной средой аппараты управления целесообразно размещать в непосредственной близости от электроприемников. В условиях пыльной, влажной и пожароопасной среды аппараты управления лучше размещать централизованно, в специально выделенных электропомещениях. В условиях взрывоопасной и химически активной среды установка аппаратов управления в специальных изолированных электропомещениях может оказаться необходимой.

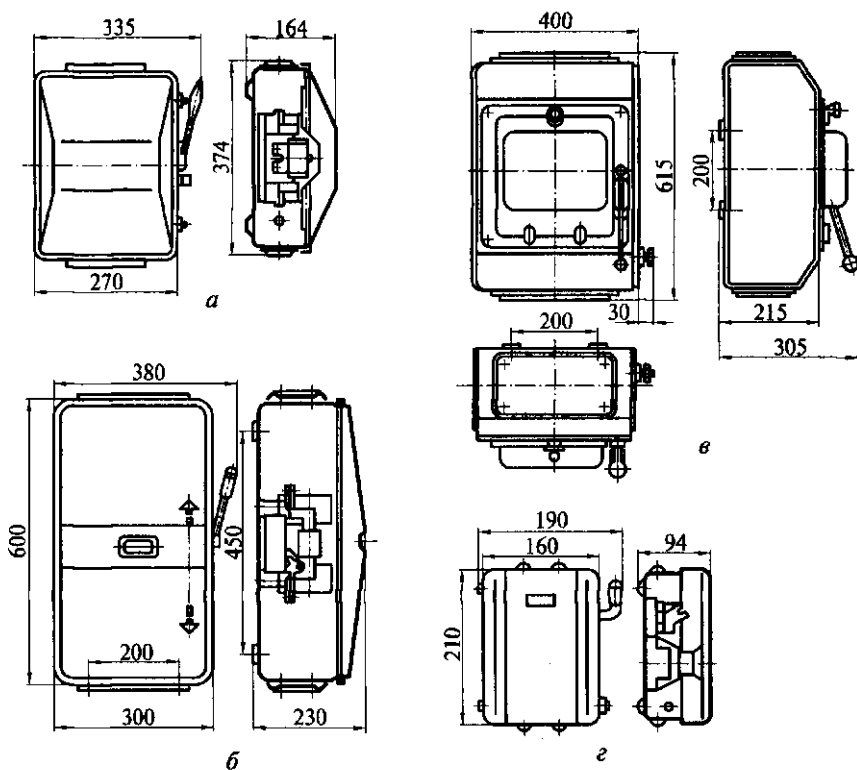


Рис. 16.11. Силовые ящики:

а — ЯБПВУ-1МУЗ; *б* — ЯБ1-243; *в* — ЯБПВУ-4УЗ; *г* — ЯРП-20УЗ

Щиты станций управления (ЩСУ), устанавливаемые в электропомещениях, обычно собирают на свободно стоящих каркасах из типовых блоков (станций) управления заводского изготовления. Такие щиты служат для приема электроэнергии, ее распределения между электроприемниками и дистанционного управления этими электроприемниками. От специальных блоков с автоматами или предохранителями, расположенных на ЩСУ, осуществляют питание электроприемников, имеющих местное управление.

На рис. 16.10 показан щит станции управления типа ЩО открытого исполнения, отдельно стоящий, глубиной 600 мм.

В качестве распределительных устройств, устанавливаемых непосредственно в цехах, применяют силовые ящики (рис. 16.11), а также распределительные пункты:

блочные серии ПРБ, комплектуемые из блоков предохранитель — выключатель (БПВ);

силовые серии ПР с встроенными в них автоматами, скомплектованными в различных комбинациях; изготавлиются в навесном, навесном утопленном и напольном исполнениях; число встраиваемых автоматов — от 4 до 30;

силовые распределительные серий СП (защищенное исполнение) и СПУ (закрытое уплотненное исполнение для установки в пыльных помещениях); комплектуются предохранителями ПН-2 и рубильниками с боковым приводом.

16.3. Техническое обслуживание распределительных устройств в сетях напряжением до 1000 В

Осмотр распределительных устройств (РУ) напряжением до 1000 В осуществляют не реже 1 раза в 3 мес или в сроки, предусмотренные местной инструкцией. При техническом обслуживании осматривают и очищают РУ от грязи и пыли, проверяют соответствие фактических параметров работы аппаратов их номинальным техническим параметрам.

Для очистки аппаратов от грязи снимают кожух или крышку и удаляют пыль сжатым воздухом. Копоть и масляные пятна удаляют обтирочным материалом, смоченным уайт-спиритом или бензином. Осматривают места заземления металлических корпусов и кожухов аппаратов, проверяют затяжку болтов или гаек.

Контролируют крепления контактных соединений в аппаратах. Контакты, имеющие цвета побежалости, следы окисления или потемнения, разбирают, зачищают до металлического блеска шлифовальной шкуркой или надфилем, собирают и затягивают детали крепления. Осматривают контактные поверхности ножей и губок рубильников. Несколькими включениями и выключениями но-

жей удаляют следы окисления с контактных поверхностей. Места подгорания, наплывы и брызги металла зачищают напильником с мелкой насечкой.

Проверяют входение ножей в губки. Ножи должны входить одновременно, без перекосов, на полную ширину хода. Перекос ножей устраняют затягиванием болтов крепления. Щупом толщиной 0,05 мм проверяют степень соприкосновения ножей с губками. Щуп должен входить не более чем на 1/2 контактной поверхности. Если прилегание неплотное, то его устраняют подгибанием губки или заменой контактной пружины. При наличии у рубильников мгновенных ножей проверяют состояние их пружин. Поврежденные пружины заменяют.

Осматривают изоляцию проводов силовых цепей и цепей управления и защиты аппаратов. Участки проводов, имеющие повреждения, изолируют изоляционной лентой. При повреждении медной токопроводящей жилы провода заменяют новыми либо спаивают припоем ПОС-30 или ПОС-40, при повреждении алюминиевой жилы провода заменяют новыми. Детали уплотнения аппаратов осматривают, поврежденные заменяют новыми.

Магнитный пускатель включают вручную, убеждаются в свободном ходе подвижной системы, наличии контакта между подвижными и неподвижными контактами, отсутствии перекосов контактной системы, исправности контактных пружин. Пружины, потерявшие упругие свойства или имеющие повреждения, заменяют.

Автоматический выключатель несколько раз включают и отключают вручную. Скорость включения и выключения выключателя не должна зависеть от скорости движения рукоятки или кнопок. Шарнирные механизмы смазывают маслом для приборов.

Установочные автоматы после каждого отключения ими тока короткого замыкания осматривают со снятием крышки, не ожидая очередного осмотра. Крышку максимального расцепителя без необходимости снимать не следует. В расцепителе нельзя переставлять регулировочные винты, подгибать или подпиливать биметаллические элементы и т. п. В обычных условиях автоматы следует осматривать со съемом крышки 1 раз в 6 мес.

При осмотре дугогасительных камер магнитных пускателей и автоматических выключателей копоть удаляют обтирочным материалом, смоченным в уайт-спирите или бензине. Брызги металла на деионных решетках счищают надфилем.

Измеряют толщину металлокерамического слоя контактов. При толщине его менее 0,5 мм контакты заменяют.

Осматривают катушку магнитного пускателя, убеждаются в отсутствии повреждений внешнего покрытия обмотки, а также подтеканий покровного лака в результате перегрева. Проверяют плотность посадки катушки на сердечник.

Контролируют состояние магнитной системы и короткозамкнутого витка. Контактные поверхности магнитопровода очищают обтирочным материалом. Следы коррозии на других поверхностях магнитопровода удаляют шлифовальной шкуркой и покрывают лаком воздушной сушки. Осматривают нагревательный элемент. При короблении, выгорании металла или замыкании витков элемент подлежит замене. Биметаллическую пластину заменяют в случае ее деформации или обгорания. После замены нагревательного элемента или биметаллической пластины тепловые реле подключают к прибору, позволяющему плавно регулировать испытательный ток.

Осматривают изолирующие детали магнитных пускателей, автоматических выключателей, пакетных выключателей, переключателей, рубильников. Убеждаются в отсутствии сколов и трещин. У рубильников следы подгорания или перекрытия дугой на изоляционных панелях зачищают шлифовальной шкуркой и покрывают слоем бакелитового лака или клея БФ-2.

Сопротивление изоляции электроустановок РУ измеряют мегомметром в установленные сроки и вне очереди, если обнаружены дефекты. Измерения производят по секциям или участкам сети, разделенным двумя смежными предохранителями, за последним предохранителем после предварительного удаления из него плавкой вставки, между фазой и землей, а также между двумя фазовыми проводами.

При этом в силовых цепях отключают все электроприемники, аппараты, приборы, в осветительных — вывинчивают лампы, а штепсельные розетки, выключатели и групповые щитки оставляют присоединенными.

Перед измерением сопротивления изоляции электроустановки разряжают, т. е. касаются поочередно заземленным проводом каждой фазы, чтобы исключить возможность поражения работающих остаточным емкостным зарядом. Такую же разрядку делают после измерения. Допустимые сопротивления изоляции электроустановок напряжением до 1 000 В приведены в табл. 16.1.

Мегомметры на напряжение 500, 1 000 и 2 500 В имеют пределы измерения соответственно 0...100; 0...1 000; 0...10 000 МОм. У них есть три зажима: З (земля), Э (экран), Л (линия). Для повышения точности измерения на изоляцию при необходимости накладывают электрод-экран и присоединяют его к зажиму Э.

Для проверки наличия или отсутствия напряжения в РУ, измерения линейного или фазного напряжения, определения нулевого и фазового проводов используют индикатор напряжения ИН-92.

Пусковая и защитная аппаратура, размещаемая в РУ напряжением до 1 000 В, должна удовлетворять следующим требованиям:

Допустимое сопротивление изоляции электроустановок

Электроустановка	Напряжение мегомметра, В	Наименьшее допустимое сопротивление изоляции, МОм
Катушки контакторов, автоматов и магнитных пускателей	500... 1 000	0,5
Силовые и осветительные электропроводки, распределительные щиты и шинопроводы	1000	0,5
Цепи управления, защиты, измерения (за исключением шин)	500... 1 000	0,5
Шинки на щите управления (при отсоединенных цепях)	500... 1 000	10

у предохранителей номинальный ток I_b плавкой вставки, служащей для защиты участка сети, должен быть не менее расчетного тока цепи I_p , т. е. $I_b \geq I_p$;

плавкая вставка не должна отключать электродвигатель при кратковременных перегрузках (пусковых токах, пиках технологических нагрузок и т. п.);

ответвления к одиночным двигателям при частых пусках или большом разгоне защищают, соблюдая условие $I_b = I_n / (1,6 \dots 2)$, где I_n — пусковой ток электродвигателя, А;

ответвления к одиночным двигателям при редких пусках и непродолжительном разгоне защищают, соблюдая условие $I_b = I_n / 2,5$;

защиту линий, питающих РУ при токе I_p , осуществляют по расчетному току I'_p (без учета рабочего тока пускаемого двигателя) и пусковому току I'_n того двигателя, у которого он больше, чем у других: $I_b = (I'_p + I'_n) / 2,5$;

номинальный ток расцепителя выключателей серии АЕ-2000 или А-3700 не должен быть меньше расчетного тока защищаемой цепи.

16.4. Ремонт электрической аппаратуры и установок в сетях напряжением до 1 000 В

При ремонте рубильников тщательно очищают контактные поверхности ножей и контактных губок от грязи, копоти и частиц оплавленного металла. При сильных оплавлениях ножей или губок их заменяют новыми.

Подтягивают все крепежные детали, шарнирные соединения, проверяют состояние пружин и пружинных скоб, ослабленные заменяют новыми. Добиваются, чтобы ножи входили в губки без ударов и перекосов, но с некоторым усилием. Контактная поверхность губки должна плотно прилегать к соответствующей поверхности ножа. Щуп толщиной 0,05 мм может входить в пространство между губкой и ножом на глубину не более 6 мм.

Регулируют глубину вхождения ножей в губки так, чтобы у рубильника с рычажным приводом ножи при полностью включенном положении не доходили до контактной площадки губки на 3 мм. В то же время вся контактная часть ножа должна входить в губки. Глубину вхождения ножей в губки рубильников с рычажным приводом регулируют увеличением или сокращением длины тяги от рукоятки к рубильнику. Неравномерность выхода ножей из контактных губок не должна превышать 3 мм.

Проверяют плотность затяжки всех контактных соединений. Износ сухарей пальцев должен быть не более 4... 5 мм (во избежание уменьшения разрывных расстояний между сухарями и сегментом), сегментов — 1 мм (во избежание задеваний сухарей за головки винтов).

При ремонте реостатов проверяют плотность прилегания щеток к контактам и легкость перемещения подвижного контакта по поверхности неподвижных. Для увеличения давления щеток на контакты отвертывают стопорный болт, прижимают подвижный контакт к неподвижным и вновь закрепляют кольцо. Перегоревшие элементы восстанавливают, чугунные заменяют новыми, а ленточные и проволочные сваривают, предварительно соединив на длине 15 мм поврежденные места бандажом из медной проволоки диаметром 0,5 мм.

Реостаты серий РМ и ПР заливают сухим чистым трансформаторным маслом. Уровень масла в баке должен находиться между рисками на маслоуказательном стекле. После ремонта проверяют реостат на отсутствие обрыва цепи и плавность хода подвижного контакта. При ремонте жидкостных реостатов очищают контакты и ножи, регулируют механизм подъема и опускания ножей, заменяют загрязненный раствор в баке реостата.

При ремонте магнитных пускателей очищают контакты, проверяют сохранность биметаллических элементов и нагревателей. Вышедшие из строя элементы заменяют новыми заводского изготовления.

Удерживающую катушку с пересохшей изоляцией заменяют новой. При отсутствии катушек заводского изготовления их наматывают в электроремонтном цехе. Если на сгоревшую катушку нет паспорта и неизвестны ее заводские данные, то число витков и площадь сечения провода определяют по старой катушке. У мно-

говитковых катушек число витков может быть найдено по диаметру проволоки, массе меди и средней длине витка:

$$n = 135m/(d^2l_b),$$

где m — масса катушки, кг; d — диаметр проволоки, мм; l_b — средняя длина витка, м.

Среднюю длину витка подсчитывают по формуле

$$l_b = \pi(D_1 + D_2)/2,$$

где D_1, D_2 — соответственно наружный и внутренний диаметры катушки.

Массу изоляции принимают равной 5 % общей массы катушки.

Не вскрывая катушки, можно определить диаметр проволоки по массе катушки и ее сопротивлению. Для катушек бескаркасных или с прессшпановым каркасом

$$d = 1,34\sqrt[4]{m/R},$$

где R — сопротивление катушки постоянному току при температуре 20 °С.

Исходными данными при переделке катушки переменного тока на другое напряжение являются: напряжение U_1 , режим работы (продолжительность включения) ПВ, диаметр неизолированного провода d_1 , изолированного — D_1 , число витков n_1 , сопротивление R_1 и марка провода. Требуется определить обмоточные данные d_2, n_2, R_2 новой катушки для напряжения U_2 при том же режиме работы ПВ.

Число витков катушки $n_2 = n_1 U_2 / U_1$.

Расчетный диаметр, мм, изолированного провода из условия сохранения коэффициента заполнения катушек $D_2 = D_1 \sqrt[4]{n_1 / n_2}$. По справочнику находят ближайший меньший диаметр изолированного провода D_2 и соответствующий ему диаметр неизолированного провода d_2 .

Сопротивление, Ом, при температуре 20 °С

$$R_2 = \frac{n_2 d_1^2}{n_1 d_2^2}.$$

При ремонте конечных выключателей обеспечивают провал контактного мостика в пределах 1...4 мм. При больших провалах мостик может во время срабатывания выключателя соскочить, при отсутствии провала неизбежно нарушение контакта. Для новых контактов провал устанавливают наибольшим, чтобы обеспечить возможность регулировки при износе.

Начальное нажатие измеряют при разомкнутых контактах, заложив между контактным мостиком и держателем тонкую бумажку. Начальное нажатие динамометр показывает в тот момент, когда бумажку легко вытянуть. Оно должно быть 3...5 Н

Конечное нажатие должно составлять 6...8 Н. Его измеряют при замкнутых контактах, заложив предварительно между ними тонкую бумажку. После износа контактов значение конечного нажатия приближается к значению начального.

При ремонте контактов очищают от копоти и грязи контакты и пластины в дугогасительной камере. Малообгоревшие контакты чистят мягкой стальной щеткой. Обращают внимание на гибкую связь, состоящую из медных пластин толщиной 0,2...0,5 мм. Поврежденные пластины заменяют новыми таких же сечений.

О состоянии электромагнитной системы судят по издаваемому контактором при работе шуму. Причинами повышенного шума могут быть ослабление винтов, крепящих ярмо и якорь, повреждение короткозамкнутого витка и недостаточность площади прилегания поверхностей обеих половин электромагнита. В этом случае подтягивают крепежные детали якоря и сердечника, устанавли-

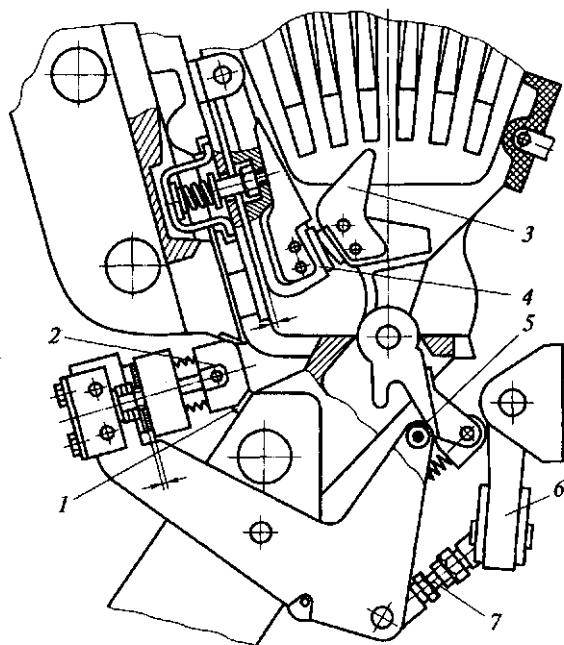


Рис. 16.12. Контактная группа автомата во включенном положении:

1, 2 — неподвижный и подвижный главные контакты; 3, 4 — неподвижный и подвижный дугогасительные контакты; 5 — ролик; 6 — вал; 7 — тяга

ливают в вырезе сердечника короткозамкнутый виток, увеличивают площадь поверхности соприкосновения обеих половин электромагнита и добиваются большей точности их пригонки.

При прижатом к сердечнику якорю полоска папиросной бумаги не должна передвигаться между крайними выступами магнитопровода. Если поверхность соприкосновения составляет менее 60...70 % общей поверхности, то сердечник нуждается в подгонке.

Ремонт автоматических выключателей типа А (АВ 50-45, А-3790, АВ 2М, «Электрон») отличается от ремонта магнитных пускателей незначительно.

При регулировании выключателя «Электрон» на ток 1 000...4 000 А раствор разрывных контактов устанавливают не менее 18 мм; зазор между главными контактами при касании разрывных контактов должен быть не менее 11 мм. Ход якоря механизма включения доводят до 4...4,5 мм. Проверяют провал главных 1, 2 и дугогасительных 3, 4 контактов (рис. 16.12). У главных контактов он должен составлять $(3,5 \pm 0,5)$ мм, у разрывных (6 ± 2) мм. Увеличение провала главных контактов достигается одновременным вывинчиванием регулировочных болтов на равное число оборотов (один оборот болта соответствует 1 мм). Проверяют взведение расцепителей (упор толкателя должен находиться в зацеплении с кулачком валика).

Контрольные вопросы

1. С помощью каких аппаратов осуществляют включение и отключение электрооборудования?
2. В чем отличие воздушного автомата от магнитного пускателя?
3. Какие операции производят при обслуживании электрических аппаратов распределительных устройств напряжением до 1 000 В?
4. Как проверяют наличие или отсутствие напряжения в распределительном устройстве?
5. Как выбирают защитную аппаратуру в сетях напряжением до 1 000 В?
6. Какие работы выполняют при ремонте аппаратов распределительных устройств напряжением до 1 000 В?

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МАШИНЫ

17.1. Общие сведения об электрифицированном промышленном оборудовании

Все многообразие электрифицированного оборудования общего промышленного применения можно разделить на машины-двигатели, машины-орудия и транспортирующие машины. Машины-двигатели — это установки, преобразующие электрическую энергию в механическую. Машины-орудия — это машины, использующие механическую энергию машин-двигателей для выполнения технологических операций (станки, прессы и др.). Транспортирующие машины служат для перемещения различных грузов (элеваторы, транспортеры, краны и др.).

Электропривод представляет собой электромеханическое устройство, состоящее из электродвигателя, передаточного механизма к машине и аппаратуры для управления электродвигателем. Применение регулируемого электропривода позволяет избавиться от целого ряда передаточных механизмов.

В качестве систем электроприводов, позволяющих изменять частоту вращения двигателя в большом диапазоне, используются системы Г—Д (генератор—двигатель) и ЭМУ (электромашинный усилитель).

Система Г—Д (рис. 17.1, *а*) состоит из асинхронного электродвигателя 2, генератора 3, возбудителя 1 и рабочего электродвигателя постоянного тока 4. Возбудитель 1 представляет собой маломощный генератор с самовозбуждением (обмотка возбуждения возбудителя *ОВВ* подключена параллельно его якорной обмотке), который предназначен для питания обмотки *ОВГ* независимого возбуждения генератора 3 и обмотки *ОВД* независимого возбуждения электродвигателя 4. Наибольшая частота вращения электродвигателя превышает наименьшую в 10—16 раз. Изменение частоты вращения двигателя 4 осуществляется изменением сопротивлений регистров *R1* и *R2*.

В станкостроении нашли широкое распространение системы ЭМУ (рис. 17.1, *б*). Изменяя сопротивление *R1*, можно менять величину и направление тока в обмотке *1ЭМУ*. На обмотку *2ЭМУ* подается питание с тахогенератора 6, установленного на валу электродвигателя 4. Таким образом, в цепи управления создается напряжение, пропорциональное разности потоков в обмотках воз-

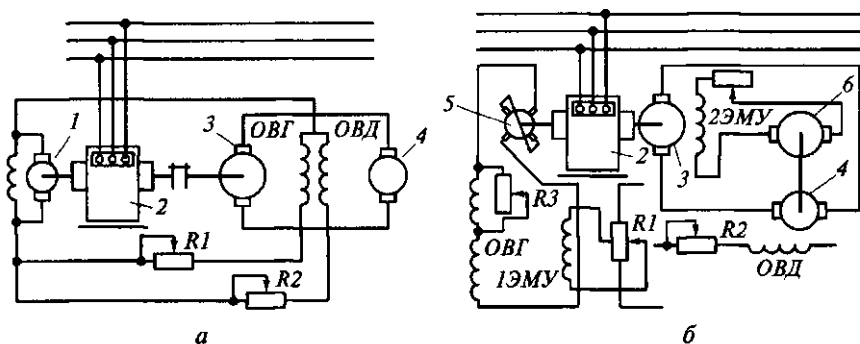


Рис. 17.1. Системы электропривода:

a — Г—Д (генератор — двигатель); *б* — ЭМУ (электромашиный усилитель); 1 — возбудитель; 2 — асинхронный электродвигатель; 3 — генератор переменного тока; 4 — электродвигатель постоянного тока; 5 — электромашиный усилитель; 6 — тахогенератор

буждения *1ЭМУ* и *2ЭМУ*. Это напряжение подается на обмотку *ОВГ* возбуждения генератора 3. Электромашиный усилитель 5 обеспечивает возможность бесступенчатого изменения скорости движения рабочих органов станков в широком диапазоне.

Привод подачи и позиционирования станков с ЧПУ обеспечивает перемещения исполнительных органов станка в требуемую позицию согласно управляющей программе.

В приводе часто используют шаговые электродвигатели (ШД) (рис. 17.2). На статоре 1 расположены три пары полюсов 3 с фазовыми обмотками I_ϕ , II_ϕ , III_ϕ . При подаче питания в одну из обмоток (например, I_ϕ) между соответствующими полюсами возника-

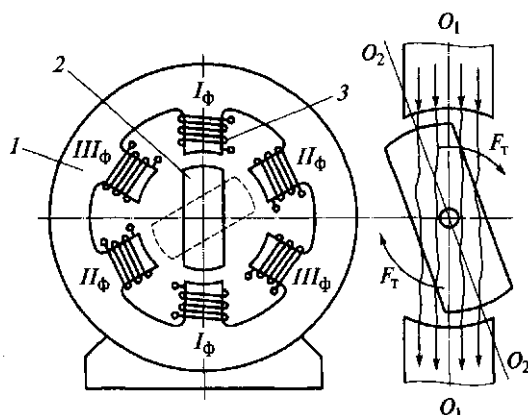


Рис. 17.2. Конструкция и принцип работы шагового электродвигателя:

1 — статор; 2 — ротор; 3 — полюс

ет магнитное поле. В том случае, если ось $O_2 - O_2$ полюсов ротора 2 не совпадает с осью $O_1 - O_1$ полюсов статора, на ротор начинают действовать тангенциальные силы F_T , поворачивающие его до тех пор, пока оси $O_1 - O_1$ и $O_2 - O_2$ не совпадут. Если снять питание с обмотки I_ϕ и подать ток в обмотку II_ϕ , то ротор 2 повернется в положение, показанное штриховыми линиями. Таким образом, при последовательной подаче напряжения в обмотки I_ϕ , II_ϕ , III_ϕ ротор будет поворачиваться по часовой стрелке, а при обратном порядке подачи напряжения — против часовой стрелки.

17.2. Асинхронные и синхронные электродвигатели

Среди различных видов современных электрических машин самой распространенной является асинхронная машина, в которой при работе возбуждается вращающееся магнитное поле. Ротор машины вращается асинхронно, т. е. со скоростью, отличной от скорости вращения поля.

Синхронной называется электрическая машина, скорость вращения ротора которой связана постоянным отношением с частотой тока f . Синхронные двигатели (СД) рекомендуется применять во всех тех случаях, когда необходим двигатель, работающий при постоянной скорости. У синхронных двигателей КПД несколько выше, а масса на единицу мощности ниже, чем у асинхронных двигателей (АД), рассчитанных на ту же частоту вращения.

У трехфазных двигателей между частотой вращения магнитного поля статора n_1 , числом пар полюсов p и частотой тока f существует следующая взаимосвязь: $n_1 = 60 f/p$.

При синхронной частоте вращения ротора момент, развиваемый асинхронным электродвигателем, равен нулю. Следовательно, двигатель может быть нагружен только при несинхронной скорости.

Разность частот вращения магнитного поля статора n_1 и ротора n_2 асинхронного электродвигателя характеризуется скольжением, которое выражают в долях единицы или в процентах частоты вращения магнитного поля:

$$s = \frac{n_1 - n_2}{n_1} \quad \text{или} \quad s\% = \frac{n_1 - n_2}{n_1} 100.$$

При полной нагрузке скольжение у асинхронных электродвигателей колеблется в пределах от 1 до 7%. У электродвигателей большой мощности скольжение меньше, чем у электродвигателей малой мощности.

Мощность двигателя, Вт, определяют по формуле

$$P = Mn/9,55,$$

где M — вращающий момент, Н·м; n — частота вращения, с⁻¹.

Асинхронная машина может работать в следующих режимах: генераторный, противовключения, динамического торможения, двигательный.

Асинхронные электродвигатели. Основными частями АД являются статор (корпус, сердечник, обмотка) и ротор (вал, сердечник, подшипники). Различают АД с короткозамкнутым (рис. 17.3, а) и фазным (рис. 17.3, б) ротором. Сердечники статора и ротора для уменьшения вихревых токов набирают из листов электротехнической стали толщиной 0,35 или 0,5 мм, изолированных друг от друга слоем лака. Сердечники и обмотки являются активными частями АД. К конструктивным частям относятся станина, подшипниковые щиты и крышки, вал, подшипники и т.д. В пазах сердечника статора размещается обычно трехфазная обмотка, в пазах сердечника ротора — короткозамкнутая типа беличьей клетки или трехфазная, подобная обмотке статора. Во втором случае в цепь обмотки ротора через контактные кольца вводятся добавочные резисторы для изменения рабочих характеристик АД. Конструктивное исполнение АД определяется способом защиты от окружающей среды, способом охлаждения, габаритными размерами АД и т.д.

Частоту вращения АД регулируют изменением частоты тока питающей сети, числа пар полюсов обмотки статора, напряжения на зажимах АД, активного сопротивления роторной цепи у АД с фазным ротором, а также применением управляемой электромагнитной муфты скольжения и каскадных схем.

У АД серии 4А принято подразделение по высоте оси вращения, которая может составлять от 50 до 355 мм. По степени защиты АД этой серии выпускают в двух исполнениях: закрытые облуд-

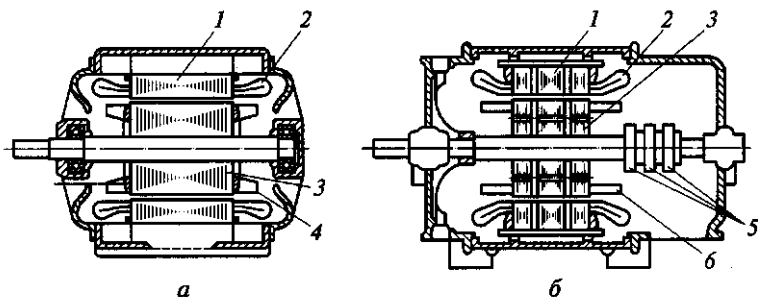


Рис. 17.3. Трехфазные асинхронные двигатели с короткозамкнутым (а) и фазным (б) ротором:

1 — сердечник статора; 2 — трехфазная обмотка статора, включаемая в сеть переменного тока; 3 — сердечник ротора; 4 — короткозамкнутая обмотка ротора; 5 — контактные кольца для соединения с пусковым или регулировочным реостатом; 6 — фазная обмотка ротора

ваемые (IP44) для всего диапазона высот оси вращения и защищенные (IP33) для высот от 160 до 250 мм.

Кроме того, АД серии 4А подразделяют:

по электрическим схемам активной части — на двигатели с повышенным пусковым моментом (4АР), с повышенным скольжением (4АС), многоскоростные, с фазным ротором (4АК, 4АНК);

конструкции — на встраиваемые, малошумные, со встроенной температурной защитой, со встроенным электромагнитным тормозом, для моноблочных насосов;

условиям окружающей среды — на влагоморозостойкие, химически стойкие, тропического исполнения.

В серии 4А принята следующая система обозначения типа АД: цифра 4 — номер серии; первая буква А — асинхронный; вторая буква А — алюминиевая станина и щиты (если АД имеет чугунные станину и щиты, то буква не приводится); вторая буква Х — алюминиевая станина и чугунные щиты; вторая буква Н — степень защиты IP23 (при степени защиты IP44 буква не приводится); двух- или трехзначное число после буквы — высота оси вращения, мм; буква S, M или L после числа — установочные размеры по длине корпуса (S — короткий, M — средний, L — длинный); цифра 2, 4, 6, 8, 10, 12 — число полюсов; У — климатическое исполнение (для умеренного климата); 3 — категория размещения (знаки У3 имеют все АД кроме двигателей тропического исполнения).

Например, обозначение 4AP160S4Y3 расшифровывается так: асинхронный двигатель четвертой серии, закрытого исполнения, с повышенным пусковым моментом, станина и щиты из чугуна, высота оси вращения 160 мм, с установочным размером S по длине корпуса, четырехполюсный, для районов с умеренным климатом, третьей категории размещения.

АД серии 4А имеют ряд технико-экономических преимуществ перед АД более ранних серий (А2, АО2, АОЛ2 и др.). За счет применения высококачественных сталей уменьшены размеры АД и на 18 % снижена масса, усовершенствована система вентиляции, снижена высота оси вращения, увеличен пусковой момент.

АД общего назначения серии 4АМ являются модернизированными двигателями серии 4А. Модернизация позволила снизить уровень шума до 5 дБ, повысить значения некоторых основных параметров, уменьшить массу АД. По номинальным значениям параметров, климатическим факторам окружающей среды, условиям эксплуатации, транспортировки и хранения АД серии 4АМ соответствуют АД серии 4А со степенью защиты IP44 по ГОСТ 17494—87. Номинальный режим работы АД серии 4АМ — продолжительный (S1) по ГОСТ 183—74.

Двигатели серии АИ являются унифицированной серией АД, отвечающей перспективному уровню развития мирового машино-

строения. Серия имеет шкалу мощностей, аналогичную шкале двигателей серии 4А, и состоящую из 34 ступеней от 0,025 до 400 кВт. Высота оси вращения изменяется от 45 до 355 мм.

Освоен также выпуск АД серии АИР основного исполнения мощностью от 0,37 до 30 кВт.

Взрывозащищенные трехфазные АД с короткозамкнутым ротором серии В предназначены для продолжительной работы в условиях среды с наличием взрывоопасных смесей категории и температурной группы ПС-Т4 в помещениях всех классов, а также в наружных установках, отнесенных по взрывоопасности к категориям ПВ, ПС и температурным группам взрывоопасной смеси Т1, Т2, Т3 и Т4 в условиях умеренного и тропического климата. АД серии В предназначены для замены двигателей серии ВАО и обладают по сравнению с ними повышенными надежностью и долговечностью. Уровень пусковых характеристик у АД серии В выше, чем у АД серии ВАО в среднем на 25 % при тех же или даже меньших пусковых токах. Защита АД от внешнего воздействия соответствует степени IP54, оболочки вентилятора — IP20.

Синхронные электродвигатели. Статор СД (рис. 17.4) в целом устроен так же, как и статор АД. На роторе СД размещена обмотка возбуждения, содержащая такое же число полюсов, что и обмотка статора, и питающаяся от системы возбуждения. Электромашинная система возбуждения содержит генератор постоянного тока (возбудитель), приводимый во вращение от вала самого двигателя, безмашинная — выпрямительное устройство. Ротор СД может быть явно или неявнополюсным. Ток из системы возбужде-

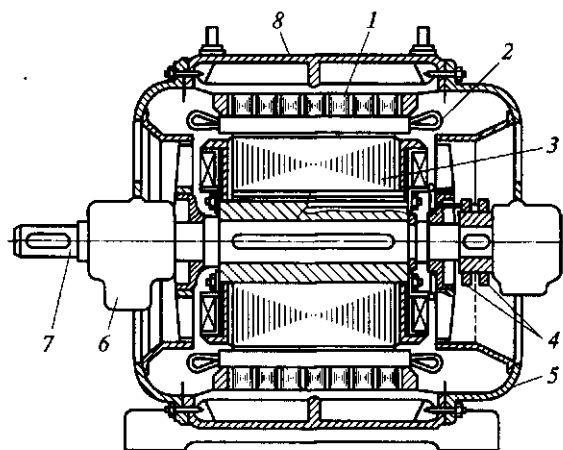


Рис. 17.4. Синхронный электродвигатель:

1 — сердечник статора; 2 — обмотка статора; 3 — полюс ротора; 4 — контактные кольца; 5 — подшипниковый щит; 6 — корпус подшипника; 7 — вал; 8 — станина

ния поступает в обмотку ротора через контактные кольца и щеточный аппарат. Применяют СД и с бесщеточной системой возбуждения. СД сохраняют постоянную частоту вращения при нагрузках, не превышающих максимальный синхронизирующий момент.

Основное достоинство СД — возможность регулировать коэффициент мощности сети, к которой подключен двигатель. Основным способом пуска СД — асинхронный, для чего на роторе двигателя уложена пусковая обмотка, аналогичная обмотке короткозамкнутого ротора АД.

Бесконтактный синхронный двигатель серии СДБ (рис. 17.5) имеет внешний магнитопровод и обмотки возбуждения, расположенные в подшипниковых шитах. Ротор такого СД снабжен пусковой обмоткой в виде беличьей клетки, полюсными наконечниками прямоугольной формы и торцевыми короткозамыкающими кольцами. Питание обмотки возбуждения осуществляется от сети переменного тока через полупроводниковый выпрямитель или от системы автоматического регулирования напряжения возбуждения и управления пуском СД.

В неявнополюсных роторах обмотку возбуждения распределяют по его пазам и надежно закрепляют. Станину статора синхронной машины изготовляют литьем из серого чугуна или силумина, а у крупных машин — из стальных листовых сварных конструкций. Станина имеет продольные ребра, равномерно расположенные на ее внутренней поверхности. Между этими ребрами запрессован сердечник статора.

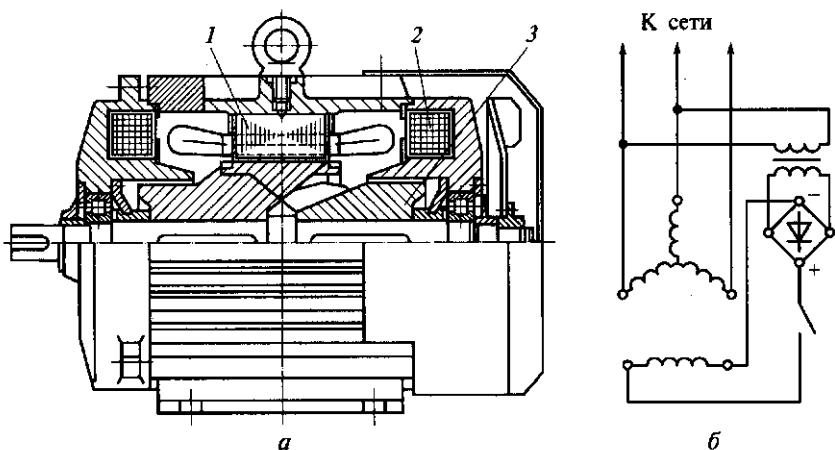


Рис. 17.5. Бесконтактный синхронный электродвигатель :

a — общий вид; *б* — принципиальная схема включения обмотки статора и обмотки возбуждения; 1 — статор; 2 — обмотка возбуждения; 3 — ротор

Сердечник статора изготовляют шихтовкой колец или сегментов, отштампованных из электротехнической стали толщиной 0,5 мм.

Кольца и сегменты имеют выступы или впадины для фиксации их в ребрах станины при сборке. По внутренней окружности заготовок сердечников равномерно распределены пазы, в которых после сборки сердечника размещают активные проводники обмотки статора. Пазы статоров синхронных машин могут быть полужакрытыми, полуоткрытыми или открытыми.

Сердечник явнополюсного ротора синхронной машины состоит из ярма и полюсов, укрепленных на корпусе. Полюса изготовляют путем набора пластин из листовой стали толщиной 1...1,5 мм. Пластины прессуют нажимными щеками с помощью специальных шпилек.

В синхронных машинах малой и средней мощности ярмо роторов выполняют массивным. Полюса крепят к ярму радиальными болтами. В машинах большой мощности ярмо выполняют шихтованным из штампованных листов стали. Полюса соединяют с ярмом креплением их Т-образных хвостовиков клиньями в пазах ярма.

Частота вращения синхронной машины в установившемся режиме не зависит от ее нагрузки. Она определяется частотой тока в обмотке статора и числом пар полюсов машины. При работе машины в качестве двигателя обмотку статора подключают к трехфазной сети. Ротор начинает вращаться и постепенно достигает частоты, близкой к частоте вращения поля статора. Далее подают постоянный ток в обмотку возбуждения. В результате сцепления полей ротора и статора частота вращения ротора становится неизменной и соответствующей частоте тока сети.

При включении обмотки статора синхронного двигателя в сеть его обмотка возбуждения действует как вторичная обмотка трансформатора, первичной обмоткой которого является обмотка статора. Обмотка возбуждения имеет много витков, поэтому индуцируемое в ней напряжение может оказаться опасным для изоляции.

Часто на период пуска обмотку возбуждения замыкают с помощью контактора на разрядный резистор, сопротивление которого обеспечивает снижение напряжения на обмотке возбуждения до 1 000...2 000 В, т. е. до значений, безопасных для изоляции.

Синхронные компенсаторы. Синхронную машину, работающую в двигательном режиме без нагрузки на валу, называют синхронным компенсатором. В зависимости от тока возбуждения синхронный компенсатор может генерировать реактивную энергию или потреблять ее из сети. Передача реактивной энергии от электростанции связана с дополнительными потерями в трансформаторах и линиях электропередачи. Если в центре нагрузок включить синхронный компенсатор, он, генерируя реактивную энергию,

необходимую приемникам, позволит разгрузить от реактивного тока линии, соединяющие электростанции с нагрузками, что улучшит условия работы сети в целом.

Основными параметрами синхронного компенсатора являются номинальная мощность, напряжение и ток статора, частота вращения, номинальный ток ротора и потери мощности в номинальном режиме.

Номинальное напряжение синхронного компенсатора выбирают на 5... 10 % выше соответствующего номинального напряжения электрической сети. Номинальную мощность определяют как длительно допустимую нагрузку при номинальном напряжении и номинальных параметрах охлаждающей среды.

Номинальный ток статора находят на основании значений номинальной мощности и номинального напряжения. Номинальный ток ротора соответствует наибольшему значению тока, при котором обеспечивается номинальная мощность компенсатора в режиме перевозбуждения при отклонении напряжения в сети в пределах $\pm 5\%$ номинального.

Синхронные компенсаторы не предназначены для выполнения механической работы и не несут активной нагрузки на валу, поэтому у них облегченная механическая часть. Ротор синхронного компенсатора изготавливают явнополюсным.

Современные синхронные компенсаторы имеют асинхронный пуск, аналогичный пуску синхронных двигателей, и чаще всего воздушное или водородное охлаждение.

17.3. Синхронные генераторы

Конструкция синхронных генераторов (СГ) аналогична конструкции синхронных двигателей. Работа СГ основана на принципе электромагнитной индукции. Если через неподвижные щетки, скользящие по двум вращающимся кольцам, к обмоткам полюсов подвести постоянный ток, то он создаст магнитный поток. Силовые линии этого потока будут замыкаться через полюса и сердечник статора, в пазы которого заложена обмотка. При вращении намагниченных полюсов ротора, осуществляемом от внешнего источника механической энергии, например от турбины, магнитный поток ротора, пересекая обмотку статора, будет индуцировать в ней электродвижущую силу (ЭДС). Так как магнитный поток изменяет при вращении полюсов ротора свое направление, индуцируемая в обмотке статора ЭДС будет переменной. Чем больше частота вращения ротора, тем больше ЭДС. С увеличением частоты вращения размеры и масса СГ уменьшаются.

Отечественные заводы выпускают преимущественно двухполюсные турбогенераторы с номинальной частотой вращения 3000 мин^{-1}

(50 с⁻¹), которая является наибольшей возможной частотой вращения СГ при частоте тока 50 Гц.

Промышленность выпускает двухполюсные СГ мощностью 2,5; 4; 6; 12; 30; 50; 60; 100; 150; 200; 300; 500; 800; 1 200 МВт.

Номинальные напряжения СГ, принимаемые на 5 % выше номинальных напряжений соответствующих электросетей для компенсации потерь напряжения в сетях при нагрузке, составляют 42, 230, 400, 690, 3 150, 6 300, 10 500, 21 000 и 24 000 В. Номинальное напряжение СГ крупных электростанций чаще всего находится в диапазоне 6,3... 24 кВ.

На современных электростанциях, как правило, устанавливают несколько СГ, включаемых параллельно. Объясняется это тем, что нагрузка станций неравномерна не только в различные времена года, но и в течение суток.

Существуют два способа включения СГ в сеть: точной синхронизации и самосинхронизации.

Условия параллельного включения СГ способом точной синхронизации:

действующее значение ЭДС подключаемого генератора и его частота должны быть практически равны действующему значению напряжения сети и ее частоте;

включение должно быть произведено в тот момент времени, когда сумма напряжения первого генератора и электродвижущей силы второго генератора равна нулю;

порядок следования фаз работающего и подключаемого генераторов должен быть один и тот же.

Для проверки правильности фазировки применяют фазные лампы, включаемые во все три фазы генератора. При этом может быть использована одна из схем, изображенных на рис. 17.6.

В первом случае (рис. 17.6, а) при совпадении фаз генераторов все лампы будут загораться и гаснуть одновременно. Рубильник, обеспечивающий подключение второго генератора, следует включать в момент полного погасания ламп.

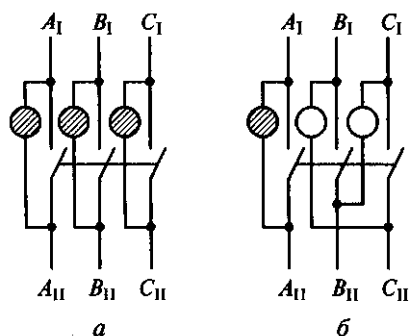


Рис. 17.6. Схемы включения ламп при синхронизации:

а — на погасание; б — на вращение света

Во втором случае (рис. 17.6, б) лампы горят с различной яркостью. Включать рубильник следует в тот момент, когда лампа, подключенная между фазами A_I и A_{II} , потухнет

Способ точной синхронизации трудоемок и требует много времени. Поэтому широкое распространение получил способ самосинхронизации. При этом способе СТ приводится во вращение приводным двигателем со скоростью, которая может отличаться от синхронной на $\pm 2\%$, и включается в сеть без возбуждения, причем обмотку ротора во избежание перенапряжения в момент включения замыкают накоротко или через небольшой резистор. После включения сразу же подается возбуждение и генератор втягивается в синхронизм.

17.4. Электрические машины постоянного тока

Основные узлы машины постоянного тока показаны на рис. 17.7. Коллектор предназначен для получения на выводах машины постоянного по направлению тока. При вращении якоря в каждом витке его обмотки наводится переменная ЭДС одного направления. Если одна из щеток примыкает к верхней стороне витка, в которой ЭДС направлена к коллекторной пластине, то полярность ее будет положительной (+). Полярность диаметрально противоположной щетки получается отрицательной (-), поскольку на нижней стороне витка, с которой соединена в данный момент эта щетка, ЭДС направлена от коллектора. Когда якорь повернется на пол-оборота, то стороны витка поменяются местами. Направление ЭДС изменится в них на обратное, в результате чего полярность первой щетки по-прежнему будет положительной, а полярность второй щетки — отрицательной.

Машины постоянного тока выполняют с независимым возбуждением или с самовозбуждением. Независимое возбуждение в большинстве случаев электромагнитное, т.е. на полюсах имеется обмотка возбуждения, по которой проходит постоянный ток от стороннего источника.

В машинах с самовозбуждением ток в обмотку возбуждения поступает с якорной обмотки самой машины. Возможны три варианта соединения обмотки возбуждения с обмоткой якоря: параллельное, последовательное, смешанное. В соответствии с этим различают машины постоянного тока с параллельным, последовательным и смешанным возбуждением. Возможно также комбинированное возбуждение, например независимое с параллельным, независимое с последовательным и т.д.

У машины с параллельным возбуждением (рис. 17.8, а) обмотка возбуждения получает питание от зажимов обмотки якоря. Скорость вращения двигателей при постоянном напряже-

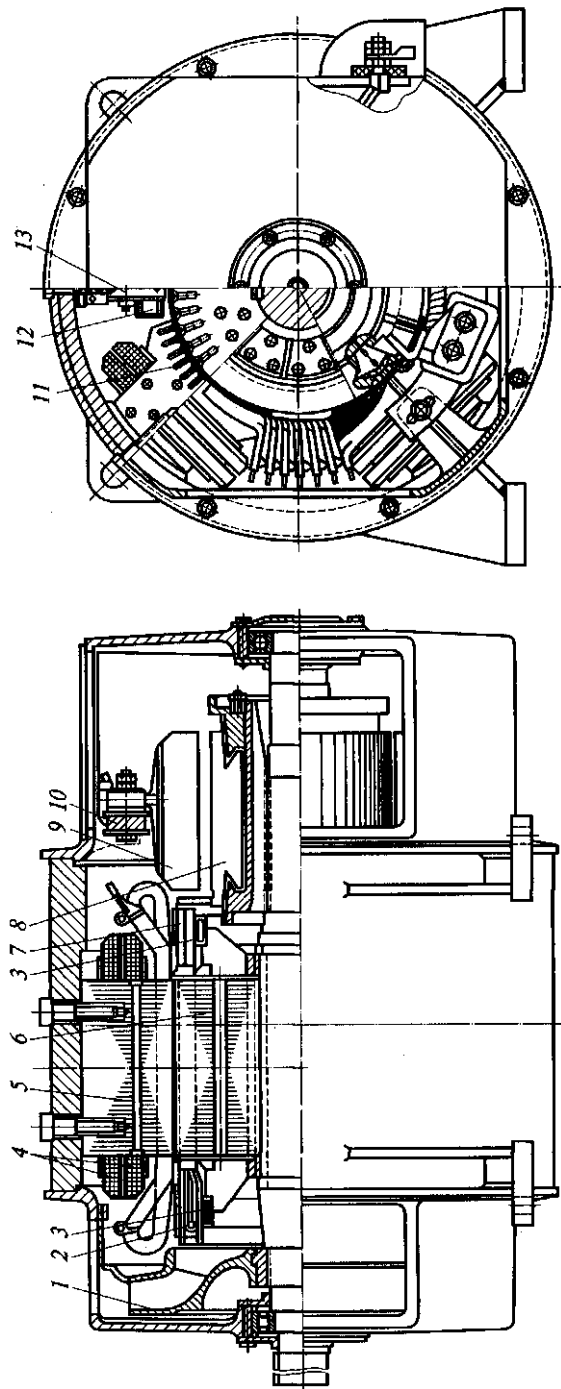


Рис. 17.7. Двигатель постоянного тока серии П:

1 — вентилятор; 2 — обмотка якоря; 3 — кольцо; 4 — обмотка главного полюса; 5 — сердечник главного полюса; 6 — ротор; 7 — выводы секций обмотки якоря; 8 — коллекторная пластина; 9 — бракет с щеткодержателями; 10 — кольцевая траверса; 11 — ком-
пенсационная обмотка; 12 — обмотка добавочного полюса; 13 — сердечник добавочного полюса

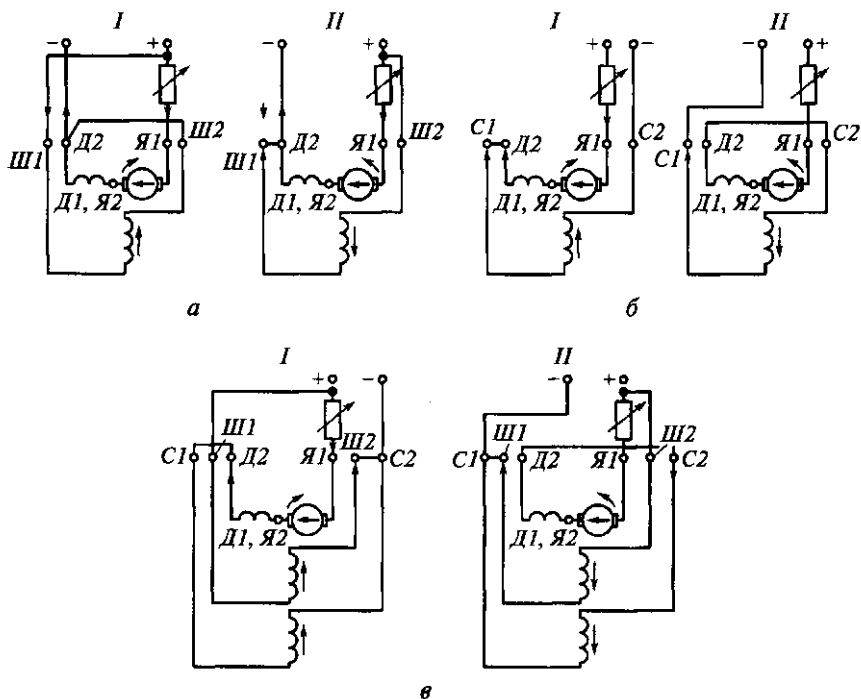


Рис. 17.8. Схемы соединения выводов электродвигателей постоянного тока с параллельным (а), последовательным (б) и смешанным (в) возбуждением:

I — правое вращение; *II* — левое вращение; *Ш1*, *Ш2* — выводы обмотки параллельного (шунтового) возбуждения; *С1*, *С2* — выводы обмотки последовательного (серийного) возбуждения; *Д1*, *Д2* — выводы обмотки добавочных полюсов; *Я1*, *Я2* — выводы обмотки якоря

нии мало зависит от нагрузки и уменьшается на 2... 8 % при переходе от холостого хода к номинальному режиму. Скорость вращения двигателей можно изменять с помощью реостата в цепи обмотки возбуждения. Скорость вращения двигателя при увеличении температуры окружающей среды на 50 °С может возрасти на 5... 10 %. В целях расширения пределов регулирования скорости вращения двигатель снабжают небольшой последовательной (стабилизирющей) или компенсационной обмоткой.

У машины с последовательным возбуждением (рис. 17.8, б) обмотка возбуждения включена последовательно с обмоткой якоря. Такую схему применяют главным образом для двигателей подъемных устройств, электроподвижного состава металлургического оборудования.

Машины со смешанным возбуждением (рис. 17.8, в) имеют параллельную и последовательную обмотки. Обычно одна

(основная) обмотка создает большую намагничивающую силу, а вторая (вспомогательная) — меньшую. Обмотки возбуждения могут быть включены согласно или встречно. При этом магнитный поток создается соответственно суммой или разностью намагничивающих сил обмоток. Пуск и работа двигателей смешанного возбуждения зависят от того, какая из обмоток играет главную роль.

Электрическая машина постоянного тока является обратимой, т. е. она может работать как в режиме двигателя, потребляя электрическую энергию из сети и преобразуя ее в механическую, так и в режиме генератора, получая механическую энергию извне и преобразуя ее в электрическую, которая снимается с зажимов машины. В электроприводе электрическая машина обычно работает в режиме двигателя, однако в ряде случаев возможен и генераторный режим. Механическая энергия поступает при этом от приводимого механизма (например, вследствие преобразования потенциальной энергии опускающегося груза или запасенной в движущихся частях кинетической энергии) и превращается в электрическую энергию, которая передается в общую сеть или затрачивается на нагревании резисторов. Электрическая машина, работающая в режиме генератора, оказывает на привод тормозящее действие. Пуск и отключение двигателя параллельного возбуждения от сети удобно производить трехзажимным пусковым реостатом, схема которого изображена на рис. 17.9.

Реостат состоит из секций с отводами к неподвижным контактам 1—5. Контакт 5 соединен с зажимом Я, а металлическая дуга — с зажимом Ш. Подвижные контакты укреплены на ручке реостата, соединенной с зажимом Л. Эти контакты обеспечивают соединение через зажим Л одного из проводов сети с металлической дугой и переключение секций реостата. Перед пуском электродвигателя ручку реостата ставят в нулевое положение (ниже контакта 1), замыкают рубильник QS, после чего переводят

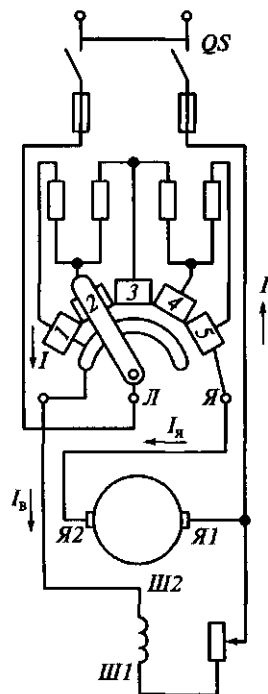


Рис. 17.9. Трехзажимный пусковой реостат:

1—5 — контакты

ручку реостата в положение соприкосновения с контактом I , включая тем самым в сеть цепь обмотки якоря $Я1—Я2$ и цепь обмотки возбуждения $Ш1—Ш2$. В конце пуска секции реостата должны быть полностью выведены. При отключении двигателя от сети для уменьшения тока $I_{я}$ в цепи якоря секции пускового реостата вновь вводят полностью и затем отключают рубильник.

Пуск двигателя последовательного возбуждения осуществляют с помощью пускового реостата или другим способом, понижающим напряжение на зажимах двигателя. Скорость вращения якоря у двигателей последовательного возбуждения изменяется обратно пропорционально току двигателя или квадратному корню из значения вращающего момента.

При малой нагрузке скорость вращения якоря может достигнуть недопустимо большого значения, поэтому для предупреждения аварии нагрузка у этих двигателей не должна быть ниже одной четверти номинальной.

17.5. Техническое обслуживание электрических машин

Перед пуском вновь установленного или отремонтированного электродвигателя место, где он установлен, очищают от мусора, пыли, грязи, затем тщательно осматривают доступные внутренние части двигателя, проверяют, нет ли в нем посторонних предметов, продувают сухим сжатым воздухом при давлении не выше 0,2 МПа.

Измеряют сопротивление изоляции, контролируют состояние наружных болтовых соединений и, если нужно, подтягивают их, осматривают подводящие кабели и затяжку заземляющих болтов, проверяют соответствие напряжения сети напряжению, указанному на щитке электродвигателя, проворачивают ротор вручную, контролируют правильность сопряжения валов электродвигателя и приводимого механизма.

Центровку валов проводят по центровочным скобам (рис. 17.10). Результаты замера радиальных и осевых зазоров наносят на круговую диаграмму центровки (рис. 17.10, *а*). Замеры выполняют при четырех положениях валов, т. е. из первого положения (зазоры a_1, b_1) оба вала одновременно поворачивают на $90, 180, 270^\circ$ так, чтобы центровочные скобы заняли последовательно боковое правое, нижнее и боковое левое положения. После каждого поворота на 90° валы отжимают вдоль оси в разные стороны до упора галтелей шеек валов в торцы подшипников. После каждого связанного с центровкой перемещения машины фундаментные болты туго затягивают. Центровка проведена правильно, если $a_1 = a_3, a_2 = a_4, b_1 = b_3, b_2 = b_4$. Разность величин диаметрально противоположных зазоров ($a_1 - a_3$ или $b_1 - b_3$) определяет точность центровки.

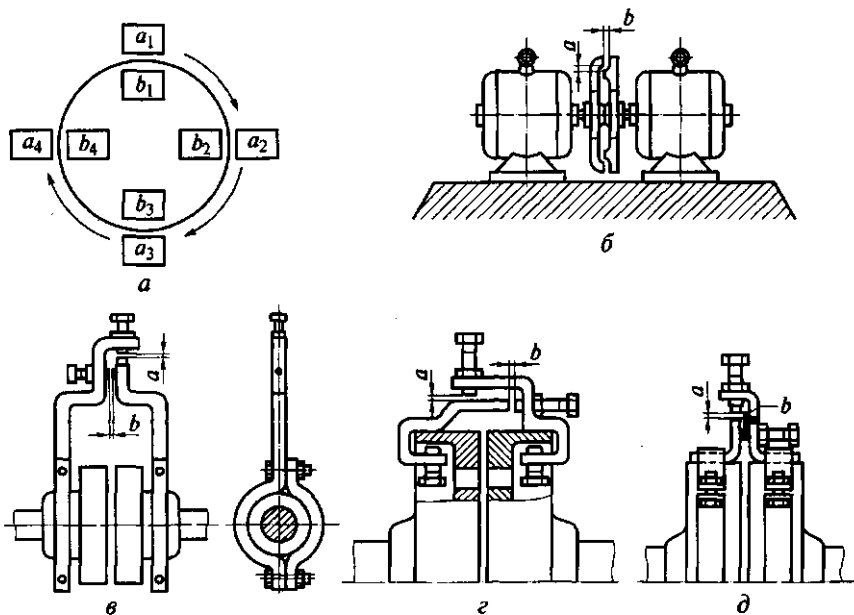


Рис. 17.10. Круговая диаграмма центровки (а), положение центровочных скоб при центровке полумуфт (б) и схемы крепления скоб на втулках полумуфт (в), ободе полумуфт (г), комутами на полумуфтах (д)

Осмотры находящихся в эксплуатации электродвигателей, систем их управления и защиты проводят по графику, утвержденному главным энергетиком предприятия. Осмотр и проверку исправности заземления проводят ежедневно (при наличии дежурного).

При осмотре электродвигателей, рассчитанных на напряжение до 10 кВ (синхронных и асинхронных), контролируют температуру подшипников, обмоток, корпусов, нагрузку, вибрацию. Проверяют чистоту машины, помещения, охлаждающей среды, работу подшипников и щеточного аппарата, исправность ограждений.

Измерение температуры подшипников производят методом термометра. У подшипников качения измеряют температуру на внешнем кольце в момент остановки машины, у подшипников скольжения — температуру вкладыша или масла, у подшипников скольжения с принудительным смазыванием — температуру вкладыша или выходящего масла.

Если электрическая машина имеет со стороны привода общий с присоединенным механизмом подшипник, конструктивно принадлежащий этому механизму, то измерение температуры этого подшипника не входит в объем испытаний электрической машины.

Предельная допустимая температура подшипников скольжения не должна превышать 80 °С (температура масла при этом долж-

на быть не более 65 °С), а подшипников качения — 100 °С. Более высокая температура допускается в случае применения специальных подшипников качения или специальных сортов масел при соответствующих вкладышах для подшипников скольжения.

В процессе эксплуатации электрических машин у них могут возникать неисправности. Основные неисправности машин постоянного и переменного тока, возможные причины этих неисправностей и способы их устранения приведены в табл. 17.1 — 17.3. Если при техническом обслуживании обнаруженную неисправность устранить нельзя из-за ее сложности, то определяют, какому виду ремонта подлежит электрическая машина (текущему или капитальному).

При осмотре электродвигателей, расположенных на движущихся частях рабочей машины, омметром проверяют, нет ли обрыва заземляющей жилы кабеля.

При проверке соединительной муфты особое внимание обращают на ее детали. Поврежденные резиновые детали заменяют.

Таблица 17.1

Неисправности машин постоянного тока и способы их устранения

Неисправность	Возможная причина	Способ устранения
Искрение под всеми щетками или их частью, сопровождающееся повышением температуры как щеток, так и коллектора	Разное расстояние между щетками по окружности коллектора	Проверить положение щеток на коллекторе с помощью бумаги и установить бракетки так, чтобы щетки соседних бракеток находились на одинаковом расстоянии по окружности коллектора. Устанавливать щетки, отсчитывая определенное число пластин, нельзя
	Неправильно установлены щеткодержатели	Уменьшить расстояние между облоймой щеткодержателя и коллектором, проверить соответствие установки реактивного щеткодержателя направлению вращения коллектора
	Щетки неправильно установлены в щеткодержателе или находятся в неудовлетворительном состоянии	Проверить состояние щеток и размеры облойм щеткодержателей, при необходимости заменить щетки

Неисправность	Возможная причина	Способ устранения
<p>Плохо возбуждается генератор, двигатель медленно набирает обороты или работает с ненормальной частотой вращения, искрят щетки</p>	<p>Вибрирует щеточный бракет Щетки слабо или очень сильно прилегают к коллектору Используются щетки разных марок</p> <p>Замыкания отдельных соседних пластин коллектора заусенцами Замыкания между пестушками коллектора Межитковое замыкание в одной или нескольких якорных катушках</p>	<p>Подтянуть болты, крепящие бракет к траверсе Установить требуемое нажатие</p> <p>Заменить щетки, марки которых не соответствуют рекомендациям завода-изготовителя</p> <p>Шабером удалить заусенцы, отшлифовать коллектор стеклянной шкуркой Устранить замыкание</p> <p>Поврежденные якорные катушки заменить новыми или отремонтировать</p>
<p>Генератор вырабатывает или двигатель потребляет ток больше номинального</p>	<p>Машина перегружена</p>	<p>Увеличить сопротивление регулировочного резистора в параллельной обмотке электрической машины</p>
<p>При нормальной нагрузке частота вращения меньше номинальной, обмотка якоря перегревается</p>	<p>Плохая вентиляция машины</p>	<p>Снизить нагрузку или обеспечить повышенную вентиляцию</p>
<p>Генератор при номинальной частоте вращения дает высокое напряжение</p>	<p>Регулятор возбуждения поврежден или подобран неправильно, в результате чего ток возбуждения велик</p>	<p>Проверить исправность регулятора возбуждения и при необходимости заменить новым</p>
<p>Двигатель не вращается</p>	<p>Перегорели предохранители</p> <p>Обрыв в пусковом рестоате или проводах цепи</p> <p>Обрыв в обмотке якоря</p>	<p>Заменить предохранители</p> <p>Устранить повреждение</p> <p>Устранить повреждение. В основном обрыв бывает в соединениях между коллектором и обмоткой</p>

Неисправности асинхронных электродвигателей и способы их устранения

Неисправность	Возможная причина	Способ устранения
Щетки искрят, некоторые щетки и их арматура сильно нагреваются и обгорают	Щетки плохо пришлифованы	Пришлифовать щетки
	Щетки не могут свободно двигаться в обойме щеткодержателя (мал зазор)	Установить между щеткой и обоймой зазор 0,2...0,3 мм
	Контактные кольца и щетки загрязнены или замаслены	Очистить бензином кольца и щетки и устранить причины загрязнения
	Контактные кольца имеют неровную поверхность	Обточить или отшлифовать контактные кольца
	Щетки слабо прижаты к контактному кольцу	Отрегулировать нажатие щеток
	Неравномерное распределение тока между щетками	Отрегулировать нажатие щеток, проверить исправность контактов траверсы, токопроводов, щеткодержателей
Равномерный перегрев активной стали статора	Напряжение сети выше номинального	Снизить напряжение до номинального, усилить вентиляцию
Повышенный местный нагрев активной стали при холостом ходе и номинальном напряжении	Между отдельными листами активной стали имеются местные замыкания	Удалить заусенцы, устранить замыкания и обработать листы изоляционным лаком
	Нарушено соединение между стяжными болтами и активной сталью	Восстановить изоляцию стяжных болтов
Двигатель с фазным ротором не развивает номинальной частоты вращения под нагрузкой	Плохой контакт в пайках ротора	Проверить все пайки ротора. Если при наружном осмотре не удается выявить неисправность, проверку паяк проводят методом падения напряжения

Неисправность	Возможная причина	Способ устранения
	Обмотка ротора имеет плохой контакт с контактными кольцами	Проверить контакты токопроводов в местах соединения их с обмоткой и контактными кольцами
	Плохой контакт в щеточном аппарате. Ослабли контакты механизма для короткого замыкания ротора	Прошлифовать щетки и отрегулировать их нажатие
	Плохой контакт в соединениях между пусковым реостатом и контактными кольцами	Проверить исправность контактов в местах присоединения соединительных проводов к выводам ротора и пускового реостата
Двигатель с фазным ротором без нагрузки (при разомкнутой цепи ротора) запускается, а при пуске под нагрузкой не достигает требуемой частоты вращения	Короткое замыкание между соседними хомутиками лобовых соединений или в обмотке ротора	Устранить касание соседних хомутиков
	Обмотка ротора в двух местах заземлена	После определения короткозамкнутой части обмотки поврежденные катушки заменить новыми
Двигатель с короткозамкнутым ротором не вращается	Перегорели предохранители, или неисправен автоматический выключатель, или сработало тепловое реле	Устранить неисправность
При пуске двигателя происходит перекрытие контактных колец электрической дугой	Контактные кольца и щеточный аппарат загрязнены	Провести очистку
	Повышенная влажность воздуха	Установить дополнительную изоляцию или заменить двигатель другим, соответствующим условиям окружающей среды

Неисправность	Возможная причина	Способ устранения
	Обрыв в соединениях ротора или в самом реостате	Проверить исправность соединений, обрыв устранить

Таблица 17.3

Неисправности синхронных машин и способы их устранения

Неисправность	Возможная причина	Способ устранения
Искрение щеток	Те же причины, что указаны в табл. 17.1 и 17.2 при данной неисправности	Те же способы, что изложены в табл. 17.1 и 17.2 при данной неисправности
Активная сталь статора равномерно перегрета, хотя нагрузка генератора не превышает номинальной	Повышено напряжение по сравнению с номинальным	Понизить напряжение до номинального
Возбудитель дает очень большой ток при подключении цепи возбуждения	Короткое замыкание между проводами, соединяющими возбудитель с контактными кольцами, или между контактными кольцами	С помощью мегомметра или контрольной лампы найти место короткого замыкания и устранить неисправность
Частота вращения генератора ниже номинальной	Неисправен первичный двигатель	Проверить и исправить первичный двигатель
	Низкая частота тока в сети	Принять меры к восстановлению нормальной частоты тока
Напряжение генератора при номинальных частоте вращения и токе возбуждения меньше номинального	Неверно соединены катушки обмотки возбуждения	Проверить полярность катушек и правильно их соединить
	Межвитковое соединение или заземление в двух местах обмотки возбуждения	Определить место замыкания и устранить его
При исправном возбудителе в обмотке статора имеется напряжение только между двумя фазами	Обрыв в одной из фаз обмотки статора при соединении звездой или обрыв в двух фазах обмотки при соединении треугольником	Найти и устранить обрыв

Мегомметром на 500 В измеряют сопротивление изоляции обмоток статора электродвигателя относительно корпуса. Сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 МОм при температуре 293 К (20 °С). У электродвигателей, имеющих датчики температурной защиты, измеряют сопротивление изоляции цепи датчиков относительно обмотки статора и корпуса. Сопротивление изоляции должно быть не менее 1 МОм. Тщательно осматривают доску зажимов. При наличии сколов, трещин и обугливания поверхности доску заменяют. Следы перекрытия дугой зачищают шлифовальной шкуркой, обезжиривают поверхность уайт-спиритом или ацетоном и покрывают бакелитовым лаком или клеем БФ-2.

Снимают защитный кожух и продувают щеточный механизм сжатым воздухом давлением не более 0,2 МПа. Очищают щеточный механизм сухим обтирочным материалом, а затем осматривают.

При осмотре щеточного механизма проверяют биение коллектора и контактных колец. Биение коллекторов диаметром до 250 мм не должно превышать 0,02 мм, диаметром до 600 мм — 0,03...0,05 мм, более 600 мм — 0,06 мм; биение контактных колец диаметром до 500 мм должно быть не более 0,05 мм, свыше 500 мм — 0,08 мм.

Биение проверяют индикатором часового типа. Коллектор при неровностях и биениях до 0,2 мм полируют, до 0,5 мм — шлифовывают, более 0,5 мм — протачивают при ремонте. Полировку проводят при номинальной частоте вращения вала машины мелкой стеклянной шкуркой, наложенной на пригнанный по коллектору деревянный брусок, шлифовку и проточку выполняют на токарных станках.

При необходимости заменяют щетки, соблюдая следующие требования: марка щетки должна соответствовать данным завода-изготовителя, типу машины и характеру ее работы; траверсы должны устанавливаться по заводским меткам на нейтрали; в обойму щеткодержателя щетки следует вставлять свободно с зазором 0,1...0,4 мм в направлении вращения и 0,2...0,5 мм в направлении оси коллектора; радиальный зазор между контактными кольцами или коллектором и щеткодержателем должен быть равномерным и составлять не более 2...4 мм.

Пришлифовывают щетки по всей контактной поверхности, которая должна составлять не менее 80 % рабочей поверхности щетки. Нажатие щеток проверяют с помощью динамометра. Токопроводящие гибкие щеточные жгуты надежно присоединяют к траверсе щеточного устройства, а сбегające края щеток каждой траверсы устанавливают на одной прямой, параллельной оси коллектора и ребрам коллекторных пластин. Механизм подъема щеток асинхронных электродвигателей с фазным ротором регулируют так, чтобы подъем щеток происходил после замыкания колец

накоротко. Положения пуска и работы обозначают соответствующими надписями у рукоятки подъема щеток.

У электрических машин с принудительной вентиляцией воздухопроводы и камеры горячего воздуха, омываемые холодным воздухом, покрывают листовым асбестом толщиной 5 мм, а затем стальным листом; все швы и стыки уплотняют суконными или фетровыми прокладками, устанавливаемыми на лаке со стороны одного из фланцев.

Водяные холодильники и вся система трубопроводов должны быть испытаны гидравлическим давлением 0,3 МПа в течение 3... 10 мин.

Воздушные масляные фильтры должны быть заправлены висциновым или веретенным маслом. Механизм подачи должен действовать исправно. При осмотре фильтров убеждаются в герметичности стыков, наличии масла, исправности механизма подачи.

Подшипники через каждые 4 000 ч работы, но не реже 1 раза в год, промывают керосином, а затем заполняют смазочным маслом до заводской отметки на масломерном стекле, глазке или пробке. Сорт заливаемого масла уточняют в инструкции завода-изготовителя. При заправке масло не должно вытекать из подшипника, маслопроводов, арматуры и попадать на обмотки. Смазочные кольца должны вращаться равномерно. Подшипники качения заправляют смазкой на 2/3 объема гнезда подшипника. Сорт смазки должен соответствовать условиям работы подшипников.

Для смены смазки в электродвигателях защищенного исполнения снимают крышку подшипника, промывают его, закладывают свежую порцию смазки, вновь устанавливают крышку в прежнее положение и закрепляют ее болтами.

В электродвигателях закрытого обдуваемого исполнения подшипник, расположенный со стороны вентилятора, менее доступен для наружного осмотра. Для смены смазки в этом подшипнике снимают защитный кожух вентилятора, наружный вентилятор и крышку подшипника.

Смазку в подшипнике электродвигателя, расположенном со стороны контактных колец, заменяют в такой последовательности: снимают кожух контактных колец; вынимают щетки из обойм щеткодержателей; ослабляют крепление вентиляторов и защитной шайбы на валу, повернув на два-три оборота крепящий болт вентилятора и установочный винт защитной шайбы; сдвигают вентилятор и защитную шайбу в сторону контактных колец; отворачивают болты подшипниковой крышки и сдвигают ее на валу в сторону вентилятора; промывают подшипник и его крышку бензином и закладывают свежую смазку. При промывке и заполнении смазкой подшипников контактные кольца завертывают в бумагу, чтобы предохранить их от повреждений и загрязнений.

Предельные значения износа щеток

Габарит электродвигателя	Размеры щетки, мм	Марка щетки	Минимально допустимая высота износившейся щетки, мм
4	8×12,5×25	МГ-4	12
5	10×16×25	МГ-4	12
6	10×20×32	МГ-2	18
7	12,5×25×40	МГ-6	20
8	12,5×25×40	МГ-4	20
9	12,5×25×40	МГ-4	20

Замену щеток у асинхронных электродвигателей с фазным ротором необходимо производить по мере их износа, руководствуясь данными, приведенными в табл. 17.4.

Для обеспечения нормальной работы электродвигателя необходимо поддерживать напряжение на шинах питающей подстанции в пределах от 100 до 105 % номинального. По производственным причинам допускается работа электродвигателя при отклонении напряжения от -5 до +10 % номинального.

При техническом обслуживании асинхронных электродвигателей мощностью 4 000 кВт и выше периодически проверяют и контролируют:

затяжку фундаментальных болтов и все механические крепления;

осевой разбег ротора, который должен быть 1...4 мм при диаметре шеек до 200 мм и не более 2 % диаметра при диаметре более 200 мм;

электрическую прочность изоляции обмоток относительно корпуса;

заземление станины двигателя, а также оболочки питающего кабеля;

воздушный зазор между статором и ротором;

температуру активных частей электродвигателя.

Температуры обмоток статора и ротора не должны превышать соответственно на 75 и 85 °С температуру охлаждающего воздуха. При профилактических осмотрах (не реже 1 раза в 3 мес) снимают щиты и производят тщательную очистку двигателя, прочищают лобовые части статорной и роторной обмоток, продувают их чистым сжатым воздухом, выверяют воздушный зазор с обеих сторон. Во время работы наблюдают за состоянием смазки подшипников. Смазочные кольца не должны иметь как медленного, так и быстрого хода; масло из подшипников не должно попадать на

обмотки. Для охлаждения двигателя используют воздух с температурой не выше 35 °С при относительной влажности не более 75 %, не содержащий пыли и взрывоопасных примесей. Если окружающая температура низка, то при длительных остановках двигателя нужно его прогревать током или другим способом так, чтобы температура обмоток была не ниже 5 °С.

В случаях, когда температура окружающего воздуха превышает 35 °С, нужно снизить нагрузку двигателя так, чтобы нагрев его отдельных частей не превышал допустимых значений, установленных заводом-изготовителем. При нагреве обмотки или железа двигателя выше нормы следует остановить двигатель и проверить вентиляционную систему. Особое внимание обращают на чистоту вентиляционных каналов статора и ротора, исправность вентиляционных крыльев.

Перегрев двигателя сверх допустимого в течение длительного времени резко сокращает срок службы изоляции обмоток и может привести к ее повреждению. Двигатель может нагреваться и от токовой перегрузки при неисправности амперметра. Если во время осмотра обнаружено такое нарушение в работе, следует проверить контрольным амперметром ток двигателя и в случае превышения им номинального значения снизить нагрузку. Меры по снижению температуры электродвигателя принимают в зависимости от причин, вызывающих перегрев.

При работе электродвигателя иногда возникает вибрация в результате смещения линии валов агрегата при монтаже и ремонте или при просадке фундамента, а также в случае короткого замыкания внутри статорной обмотки, из-за чего создается асимметрия магнитного поля. Причиной вибрации может быть и плохая балансировка ротора в процессе ремонта. В последнем случае нужно повторно произвести статическую и динамическую балансировку ротора.

Вибрация может привести к ослаблению крепления двигателя на фундаменте, разработке подшипников, повреждению изоляции, короткому замыканию в обмотках и искрению под щетками.

Вибрацию электродвигателей измеряют с помощью ручного вибрографа ВР-1 или виброметра. Наиболее удобными являются вибрографы и виброметры, которые позволяют измерять вибрацию в продольном, поперечном и вертикальном направлениях. По показаниям вибрографа можно судить не только о размерах вибрации, но и о ее частоте, что облегчает определение причины вибрации. В этом преимущество вибрографов перед виброметрами.

Вибрацию измеряют при холостом ходе электрической машины, в режимах, когда ее нагрузка составляет 50, 75 и 100 % номинальной, а также при максимально допустимой частоте вращения.

У подшипников электродвигателей вибрация не должна превышать следующих значений:

Частота вращения, мин ⁻¹	3 000	1 500	1 000	750
Вибрация, мм	0,05	0,1	0,13	0,16

При обслуживании электродвигателя проверяют воздушный зазор между его статором и ротором. В процессе эксплуатации этот зазор из-за износа подшипников или в результате неточной сборки электродвигателя может меняться, что приводит к нарушению симметричного положения ротора в статоре.

У электродвигателей воздушные зазоры измеряют в диаметрально противоположных точках специальными шупами. Зазоры не должны различаться между собой более чем на 10 % среднего значения, равного полусумме зазоров.

В процессе обслуживания периодически проверяют сопротивление изоляции подшипников и обмоток двигателя.

Снижение электрической прочности изоляции объясняется способностью хлопчатобумажных и волокнистых материалов увлажняться. О степени увлажнения изоляции электрических машин судят по значениям сопротивления изоляции относительно корпуса и между обмотками, а также по коэффициенту абсорбции (отношению $R_{60'}/R_{15'}$, где $R_{60'}$, $R_{15'}$ — значения сопротивления изоляции, полученные спустя соответственно 60 и 15 с после приведения в действие мегомметра). Коэффициент абсорбции должен быть не ниже 1,3 при использовании для измерения мегомметра на 2500 В.

Испытания повышенным напряжением проводят в течение 1 мин, подводя напряжение $0,8 (2U_{ном} + 3 В)$. Если сопротивление изоляции обмоток ниже нормы, то обмотки очищают от пыли и грязи, протирают бензином, холодным четыреххлористым углеродом и после просушки покрывают изоляцию слоем лака. Электродвигатель сушат обычно в неподвижном состоянии горячим воздухом от воздуходувки, токами короткого замыкания или индукционными токами в стали статора.

Сушку изоляции проводят при температуре, близкой к максимально допустимой — 80... 85 °С. При этом периодически измеряют сопротивление изоляции обмоток и определяют коэффициент абсорбции для каждой обмотки. Полученные данные заносят в журнал сушки электродвигателя. Перед измерением сопротивления изоляции обмотку разряжают на землю в течение не менее 2 мин, если незадолго до этого производилось измерение изоляции или испытание повышенным напряжением. Ввиду отсутствия нормальной вентиляции при сушке индукционными токами осуществляют повышенный контроль за нагревом двигателя. Если при достижении наивысшей допустимой температуры нельзя умень-

шить напряжение на зажимах статора, следует периодически отключать напряжение. Требуемая температура сушки будет обеспечиваться за счет перерывов в подаче тока в статор.

Сушку двигателя заканчивают, если коэффициент абсорбции и сопротивление изоляции остаются неизменными в течение 3...5 ч при постоянной температуре. Обычно сушка двигателя, например асинхронного АЗ-4500-1500, продолжается от 2 до 4 сут в зависимости от состояния изоляции.

При температуре 85 °С в начальный период сушки сопротивление изоляции обмоток электродвигателя постепенно понижается, а затем через 20...30 ч начинает возрастать. К концу сушки сопротивление изоляции стабилизируется в пределах 250...300 МОм. После прекращения сушки и охлаждения обмоток двигателя сопротивление изоляции несколько увеличивается.

Сопротивления изоляции обмоток электрических машин после сушки должны быть не ниже:

статоров машин переменного тока с рабочим напряжением более 1 000 В — 1 МОм на 1 кВ рабочего напряжения; до 1 000 В — 0,5 МОм на 1 кВ;

якорей машин постоянного тока напряжением до 750 В — 1 МОм на 1 кВ;

роторов асинхронных и синхронных (включая цепь возбуждения) электродвигателей — 1 МОм на 1 кВ, но не менее 0,2...0,5 МОм.

При техническом обслуживании синхронных электродвигателей, например СТМ-4000-2, перед выводом их из эксплуатации выполняют следующие работы:

измеряют сопротивление изоляции обмотки статора при рабочей температуре и определяют коэффициент абсорбции, который должен быть не менее 1,2;

измеряют вибрацию электродвигателя;

при номинальной частоте вращения измеряют сопротивление изоляции обмотки ротора;

проверяют радиальные и осевые зазоры между вентилятором и внутренними щитами, радиальные зазоры между статором и ротором, между валом и уплотнениями наружных щитов, а также между валом и лабиринтовыми уплотнениями маслоуловителей, осевые зазоры между торцами вкладыша и галтелями шейки вала ротора.

У возбуждателя электродвигателя измеряют те же параметры, контролируют зазоры между вкладышами и крышкой подшипника (с помощью оттисков свинцовой проволоки) и между рабочей поверхностью вкладыша и шейкой вала.

Проверяют состояние рабочей поверхности баббита вкладыша, обнаруженные неровности и выработки баббита устраняют шабрением.

Матовые точкообразные пятна на рабочей поверхности вкладышей со стороны возбuditеля свидетельствуют о нарушении изоляционных прокладок между стояком подшипника и фундаментной плитой или между маслопроводом и броней кабеля, идущего к траверсе контактных колец, сопротивление которых относительно земли должно быть не меньше 1 МОм.

Состояние статора проверяют после разборки и очистки. Выполняют пофазные измерения в холодном состоянии сопротивления обмотки статора постоянному току и сравнивают с результатами предыдущих измерений. Если при осмотре обнаружены трещины на поверхности лакового покрытия лобовых частей и соединений, статор подогревают и покрывают лобовые части слоем изоляционного лака воздушной сушки. Контролируют состояние крепления клиньев в пазах статора и в случае ослабления закрепляют их дополнительными изоляционными прокладками из картона. Проверяют также крепление бандажей.

Значения измеренных зазоров у электродвигателя заносят в ремонтный журнал. Если зазоры отклоняются от паспортных данных, их следует подрегулировать и довести до предусмотренных заводом-изготовителем значений.

Тепловой контроль за нагревом отдельных элементов электродвигателя осуществляют с помощью термометров сопротивления, включенных на логометр, а также ртутных термометров.

Если у двигателя замкнутый цикл охлаждения, то воздух, входящий в электродвигатель и возбuditель, должен иметь температуру соответственно 40 и 35 °С.

В зависимости от температуры входящего в двигатель воздуха максимальная мощность двигателя не должна превышать следующих значений:

Температура входящего воздуха, °С	55	50	45	40	30
Максимальная мощность, % номинальной	67,5	82,5	92,5	100	106

Температура воздуха, охлаждающего электродвигатель, должна быть минимум на 5 °С выше температуры, приводящей к отплеванию воздухоохладителей.

При ревизии возбuditеля измеряют сопротивление изоляции стояков подшипников и патрубков подачи и слива масла, очищают воздушные фильтры от грязи и пыли, промывая их в керосине или в горячей воде с содой. После промывки фильтр смазывают висциновым маслом, вскрывают крышки подшипников и вынимают якорь из магнитной системы. Продувают магнитную систему сжатым воздухом, проверяют крепление болтовых и контактных соединений, осматривают подшипники. При обнаружении дефектов их устраняют, контролируя соответствие зазоров нормативным значениям.

17.6. Ремонт электрических машин

При текущем ремонте электрических машин выполняют следующие работы:

- проверка степени нагрева корпуса и подшипников, равномерности воздушного зазора между статором и ротором, наличия ненормальных шумов в работе электродвигателя;

- чистка и обдувка электродвигателя без его разборки, подтяжка контактных соединений у щитков зажимов, зачистка контактных колец и коллекторов, регулирование траверсы щеткодержателя, восстановление изоляции и выводных концов, смена электрощеток; смена и долив масла в подшипники.

При необходимости производят:

- полную разборку электродвигателя с устранением поврежденных отдельных мест обмотки без ее замены;

- промывку узлов и деталей электродвигателя;

- замену неисправных пазовых клиньев и изоляционных втулок, мойку, пропитку и сушку обмотки электродвигателя, покрытие обмотки покровным лаком, проверку крепления вентилятора и его ремонт, проточку шеек вала ротора и ремонт беличьей клетки (в случае необходимости), смену фланцевых прокладок;

- замену изношенных подшипников качения;

- промывку подшипников скольжения, их перезаливку, заварку и проточку крышек электродвигателя, частичную пропайку петишков; проточку и шлифование контактных колец; ремонт щеточного механизма и коллектора; проточку коллектора и его продоруживание;

- сборку электродвигателя и проверку его работы на холостом ходу и под нагрузкой.

При капитальном ремонте производят полную или частичную замену обмотки; правку, притирку шеек или замену вала ротора; переборку контактных колец или коллектора; балансировку ротора; замену вентилятора и фланцев; полную пропайку петишков; чистку, сборку и окраску электродвигателя и испытание его под нагрузкой.

Оценка состояния деталей и определение вида ремонта. Дефектацию производят до разборки электрической машины, в процессе разборки и после нее. До разборки выполняют внешний осмотр, ознакомление с дефектами по документации, предремонтные испытания на режиме холостого хода (если это возможно). До включения в сеть проверяют состояние вала, подшипниковых щитов, подшипников, убеждаются в отсутствии задевания ротора за статор, контролируют наличие смазки, целостность фаз, состояние выводных концов и щитка зажимов, измеряют сопротивление изоляции обмоток. При удовлетворительных результатах испытаний включают электрическую машину на 30 мин в сеть, за-

меряют пофазно ток холостого хода, проверяют работу коллектора, нагрев подшипников, величину вибрации, выявляют наличие посторонних шумов и т. д.

В контрольно-дефектационные операции, проводимые в процессе разборки, входят: измерение воздушных зазоров между железом статора и ротора (якоря) в четырех точках, отстоящих друг от друга на 90° ; измерение разбега вала в подшипниках скольжения; определение зазоров в подшипниках скольжения и качения; выявление неисправностей других деталей.

Допустимая разница воздушных зазоров электрических машин не должна превышать значений, указанных в заводских инструкциях.

Разбег, т. е. осевое смещение вала электрической машины в подшипниках скольжения в одну сторону от центрального положения ротора, для машин мощностью до 10 кВт не должен превышать 0,5 мм, для машин мощностью 10... 30 кВт — 0,75 мм, 30... 70 кВт — 1,0 мм, 70... 100 кВт — 1,5 мм. Суммарный двусторонний разбег вала должен быть не более 2... 3 мм.

В контрольно-дефектационные операции после разборки электрических машин входят: внешний осмотр и обмер всех изнашиваемых поверхностей деталей; окончательное заключение о состоянии деталей в результате осмотра, проверок и испытаний. Результаты дефектации записывают в ремонтную карту, на основании которой технолог или мастер заполняет операционную карту и назначает вид ремонта.

Разборка электрических машин. Технологический процесс разборки включает в себя подготовительные операции, непосредственно разборку и контрольно-дефектационные операции.

Разборку можно производить на специальном месте разборщика или на разборочном стенде. Выбор способа разборки зависит от технических и организационных возможностей производства. Все операции производят в помещениях с температурой $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$ и относительной влажностью не более 80 %.

В процессе разборки нельзя допускать повреждений и поломки разбираемых узлов и деталей электрических машин. Детали, сопряженные между собой с натягом, разделяют с помощью универсальных съемников. Рабочие и посадочные поверхности узлов и деталей разбираемых электрических машин должны быть preserved от повреждений.

Снятые годные метизы, пружинные кольца, шпонки и другие мелкие детали сохраняют для повторного использования. Разобранные узлы и детали помещают в технологическую тару или на стеллажи. Рабочее место разборщика оснащают столом или верстаком и специальными инструментами и приспособлениями. Устройство для снятия подшипников с вала ротора размещают вблизи рабочих мест разборщиков.

Стенд, оснащенный подъемником, поворотным столом и конвейером, обеспечивает полную разборку электрических машин с высотой оси вращения более 100 мм. При разборке электрических машин с высотой оси вращения более 200 мм можно пользоваться специальной подставкой для ног.

Для подъема изделий в сборе, узлов и деталей, масса которых превышает 20 кг, используют подъемно-транспортные механизмы и приспособления. Подъемно-транспортное оборудование должно иметь плавную скорость подъема и опускания. Захват узлов и деталей за рабочие поверхности не допускается.

Приспособления, используемые для съема подшипников с вала ротора и для выемки ротора из расточки статора, должны обеспечивать предохранение рабочих поверхностей от повреждений.

Используемый при разборке инструмент должен соответствовать требованиям техники безопасности. На его рабочей поверхности не должно быть зазубрин, заусенцев и других дефектов. Производственная тара должна вмещать все разобранные узлы и детали и соответствовать требованиям промышленной санитарии.

Рассмотрим подробнее, как выполняется разборка электродвигателей.

При подготовительных операциях электродвигатель устанавливают на стол разборщика или передаточную тележку разборочного стенда. У двигателей закрытого исполнения отвертывают болты, крепящие кожух наружного вентилятора, и снимают его, после чего отвертывают крепежные детали, крепящие вентилятор, и также его снимают. В случае крепления вентилятора пружинным кольцом предварительно снимают последнее с помощью специального инструмента.

У двигателей с фазным ротором отсоединяют соединительные провода, освобождают крепления, снимают кожух контактных колец, вынимают щетки. В случае ремонта обмоток ротора отпаивают соединительные хомутики от выводных концов, снимают отвододержатель и контактные кольца (с помощью съемника) с вала ротора.

Если узел контактных колец расположен внутри подшипникового щита, съём контактных колец производят после снятия подшипниковых крышек (наружной и внутренней), подшипникового щита и подшипника со стороны, противоположной рабочему концу вала.

У крановых и металлургических электродвигателей дополнительно снимают крышки смотровых люков, снимают наружные уплотняющие кольца, сливают масло из масляных камер (у подшипников скольжения).

Отвертывают болты, крепящие наружные подшипниковые крышки, и снимают последние. При наличии между подшипниковой крышкой и подшипником пружинных колец эти кольца

должны быть сохранены. Снимают пружинное кольцо, крепящее подшипник. Отвертывают крепежные детали и снимают подшипниковые щиты, крышку и панель (колодку) выводов. Уплотнения, предусмотренные в коробке выводов, сохраняют.

При разборке электродвигателей на рабочем месте разборщика подготовительные операции производят там же.

Передний (со стороны рабочего конца вала) подшипниковый щит выводят из заточки станины с помощью рычага, вводимого в просвет между ушками подшипникового щита и станины, либо отжимных болтов. Отжим следует производить равномерно, пока щит полностью не выйдет из центрирующей заточки.

Допускается выводить подшипниковый щит из заточки станины легкими ударами молотка по выколотке из мягкого металла или пневмомолотка по торцам ушек подшипникового щита. При выводе переднего подшипникового щита из заточки необходимо поддерживать вал вручную или с помощью подкладок, не допуская удара ротора о статор.

Передний подшипниковый щит с вала снимают, поворачивая его на подшипнике. При этом не должны допускаться перекосы.

Задний (со стороны, противоположной рабочему концу вала) подшипниковый щит снимают аналогично переднему.

Можно снимать задний подшипниковый щит после выемки ротора из статора. Выемку ротора производят специальным приспособлением, не допуская при этом задеваний ротора за расточку и обмотку статора.

На статоре, роторе и подшипниковых щитах укрепляют бирки с ремонтными номерами. Разобранные узлы и детали укладывают в производственную тару или на стеллажи и передают на последующую операцию.

При разборке на разборочном стенде электродвигатель устанавливают на передаточную тележку, с помощью фиксатор-толкателя обеспечивают ее движение по конвейеру. Производят операции предварительной разборки и передают тележку на стол гидростенда.

Размещают электродвигатель так, чтобы центры штоков гидrocилиндров установки совпали с центрами вала разбираемого электродвигателя, и зажимают вал электродвигателя в центрах. Опускают стол вниз и выталкивают тележку на конвейер. После этого поднимают стол до полной посадки на него электродвигателя и фиксируют лапы электродвигателя зажимами. Подают шток левого цилиндра вправо до полного выхода подшипникового щита из заточки статора. Снимают подшипниковый щит с подшипника. Устанавливают упор между подшипником и корпусом электродвигателя. Подачей штока правого цилиндра влево выпрессовывают правый подшипник с вала ротора. Аналогично поступают с левым подшипниковым щитом и подшипником. Производят раз-

жим центров и отводят штоки цилиндров гидростенда от вала ротора электродвигателя. Поворачивают стол с электродвигателем на $60 \dots 90^\circ$ и снимают подшипники и внутренние подшипниковые крышки.

Выводят ротор из расточки статора при помощи специального приспособления, не допуская при этом задевания ротора за расточку и обмотку статора.

Ремонт коллекторов и контактных колец. Коллектор (рис. 17.11) очищают от грязи и смазки, изоляцию коллектора продороживают, с граней коллекторных пластин снимают фаски.

Сведения о возможных неисправностях коллекторов, причинах их возникновения и способах ремонта приведены в табл. 17.5.

Отремонтированный щеточно-коллекторный узел должен удовлетворять условиям безыскровой коммутации. Если плотность тока, приходящаяся на единицу поверхности соприкосновения щетки с коллектором, в каком-либо месте становится слишком большой, щетки искрят. Искрение разрушает щетки и поверхность коллектора. Надежный контакт между щеткой и коллектором обеспечивается гладкая зеркальная поверхность коллектора (без выступов, вмятин, подгаров, без эксцентриситета или биения).

Механизм подъема щеток должен быть исправным. На одной машине нельзя применять щетки разных марок. Они должны быть установлены строго на нейтрали. Расстояния между щетками по окружности коллектора должны быть одинаковыми. Отклонения в расстояниях между сбегающими концами щеток не должны превышать $1,5\%$ для машин мощностью до 100 кВт. От обоймы до поверхности коллектора расстояние должно быть $2 \dots 4$ мм. При наклонном расположении щеток острый угол щетки должен быть набегающим.

Допустимые отклонения обойм щеткодержателя от номинального размера: в осевом направлении — $0 \dots 0,15$ мм; в тангенциальном направлении при ширине щеток до 16 мм включительно — $0 \dots 0,12$ мм, при ширине щеток более 16 мм — $0 \dots 0,14$ мм.

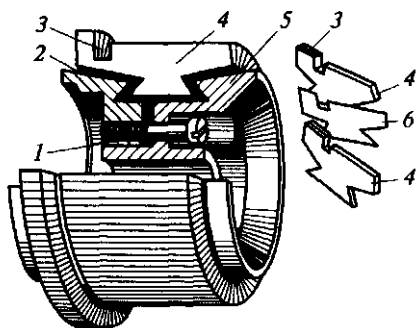


Рис. 17.11. Устройство коллектора:

1 — стопорный натяжной винт; 2 — изоляция; 3 — петушки; 4 — коллекторная пластина; 5 — конусная натяжная шайба; 6 — миканитовая прокладка

Неисправности и способы ремонта коллектора

Неисправность	Возможная причина	Способ ремонта
Обгорание поверхности	Искрение. Круговой огонь	Обточка, шлифование
Биение. Выступание пластин в средней части коллектора	Плохая сборка. Некачественный миканит	Нагрев, подтягивание, обточка
Выступание изоляции между пластинами	Износ пластин. Ослабление коллектора	Продороживание, подтягивание, обточка
Выступание пластин на краю коллектора	Предельная обточка. Слишком тонкие пластины	Замена комплекта пластин и межламельной изоляции
Обломана часть пестушков (в шлице)	Неосторожная выбивка концов обмотки из шлиц	Разборка, ремонт или замена пластин
Замыкание между пластинами	Заусенцы на поверхности. Прогар миканитовой изоляции из-за попадания масла и медно-угольной пыли	Осмотр, глубокая очистка между пластинами, промывание спиртом, замазывание пастой
	Замыкание внутри коллектора	Разборка, устранение замыкания
Замыкание на корпус	Пробой, прогар изоляционных конусов	Разборка, ремонт или замена коллектора с формовкой на станке

Допустимые отклонения размеров щеток от номинальных размеров обоймы щеткодержателя могут быть только со знаком минус. В осевом направлении эти отклонения составляют от $-0,2$ до $-0,35$ мм, в тангенциальном направлении при ширине щеток до 16 мм включительно — от $-0,08$ до $-0,18$ мм, а при ширине щеток более 16 мм — от $-0,17$ до $-0,21$ мм.

Зазор щеток в обойме не должен превышать в осевом направлении $0,2 \dots 0,5$ мм, в тангенциальном направлении при ширине щеток до 16 мм включительно — $0,06 \dots 0,3$ мм, а при ширине щеток более 16 мм — $0,07 \dots 0,35$ мм.

Рабочая (контактная) поверхность щеток должна быть отшлифована до зеркального блеска. Удельное нажатие щеток различных марок должно находиться в пределах $0,15 \dots 4$ МН/м² и приниматься по каталогам. Отклонение удельного нажатия у щеток

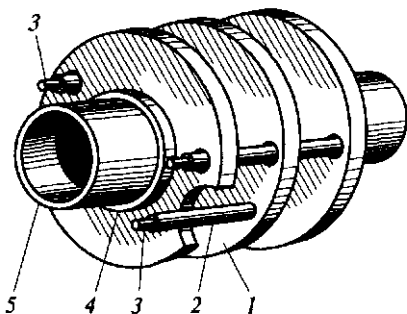


Рис. 17.12. Контактные кольца в сборе:

1 — контактное кольцо; 2 — изоляция шпилек; 3 — контактные шпильки (выводы от колец); 4 — электрокартон; 5 — втулка

допускается $\pm 10\%$. Для двигателей, подвергающихся толчкам и сотрясениям (например, крановых), удельное нажатие щеток допускается повышать на 50...75% по сравнению с каталожными данными.

Незначительные повреждения поверхности контактных колец (рис. 17.12), такие как подгары, биение, неравномерная выработка, устраняют зачисткой и полировкой без демонтажа колец. При больших повреждениях поверхностей кольца снимают и протачивают с уменьшением их толщины не более чем на 20%.

Пробой изоляции на корпус, а также предельный износ колец вызывают необходимость их замены. Замену целесообразно производить только в крупных ЭРЦ, где на каждый вид контактных колец составляют типовой технологический процесс разборки, изготовления, сборки и испытания с использованием соответствующих приспособлений и оборудования.

Ремонт сердечников. Сердечники (активная сталь) одновременно служат магнитопроводом и остовом для размещения и укрепления обмотки. При ремонте и замене обмотки необходимо проверить сердечники и устранить обнаруженные дефекты. Основные неисправности сердечников статора и ротора, их причины, а также способы устранения приведены в табл. 17.6.

Ремонт валов. Вал электрической машины, передающий вращающий момент, является наиболее нагруженной деталью. От прочности и жесткости вала зависят надежность и качество работы электрической машины. Валы имеют ступенчатую форму с уменьшающимися по диаметру ступенями к обоим концам (рис. 17.13).

Конструкция валов зависит от характера работы двигателя. Вал тягового электродвигателя (рис. 17.13, б) испытывает большие нагрузки, поэтому переход от одной ступени к другой выполнен плавным, в форме галтели. Этим достигается снижение концентрации напряжений в местах перехода. У вала асинхронного электродвигателя (рис. 17.13, а) в местах перехода ступеней имеется небольшое занижение диаметра, предназначенное для выхода круга

Неисправности и способы ремонта сердечников статора и ротора

Неисправность	Возможная причина	Способ ремонта
Ослабление прессовки	Выпадение вентиляционных распорок	Ремонт распорок
	Ослабление стяжных болтов	Подтягивание болтов
Распушение зубцов	Отлом и выпадение отдельных зубцов	Забивка и укрепление клиньев
	Слабые крайние листы или нажимные шайбы	Подпрессовка, усиление крайних листов
Нагрев сердечника	Заусенцы. Зашлифованные места. Механические повреждения поверхности сердечников	Очистка поверхности сердечника, устранение механических повреждений
	Повреждение изоляции стяжных болтов	Замена изоляции
Выгорание участков	Пробой изоляции обмотки на сталь	Перешихтовка
Деформация стали	Неправильная сборка машины или механические повреждения	Устранение дефектов сборки или механических повреждений

при шлифовании. Для крепления пакета сердечника на валу предусмотрена шпоночная канавка. У валов небольшого диаметра вместо шпоночной канавки делают рифление.

Валы электрических машин изготавливают, как правило, из углеродистой стали марки 45. Для наиболее нагруженных валов применяют легированную сталь марки 20ХН3А или 30ХГСА. Для получения мелкозернистой структуры заготовки валов подвергают термообработке (нормализации).

Вал является наиболее точно изготавливаемой деталью электрической машины. Особенно точно должны быть выполнены ступени валов под подшипники. Вал может иметь следующие повреждения: изгиб, трещины, задиры и царапины шеек, общую выработку, конусность и овальность шеек, развал шпоночных канавок, забоины и расклепывание торцов, смятие и износ резьбы на концах вала, потеря напряженности посадки на валу сердечника. В редких случаях может произойти поломка вала.

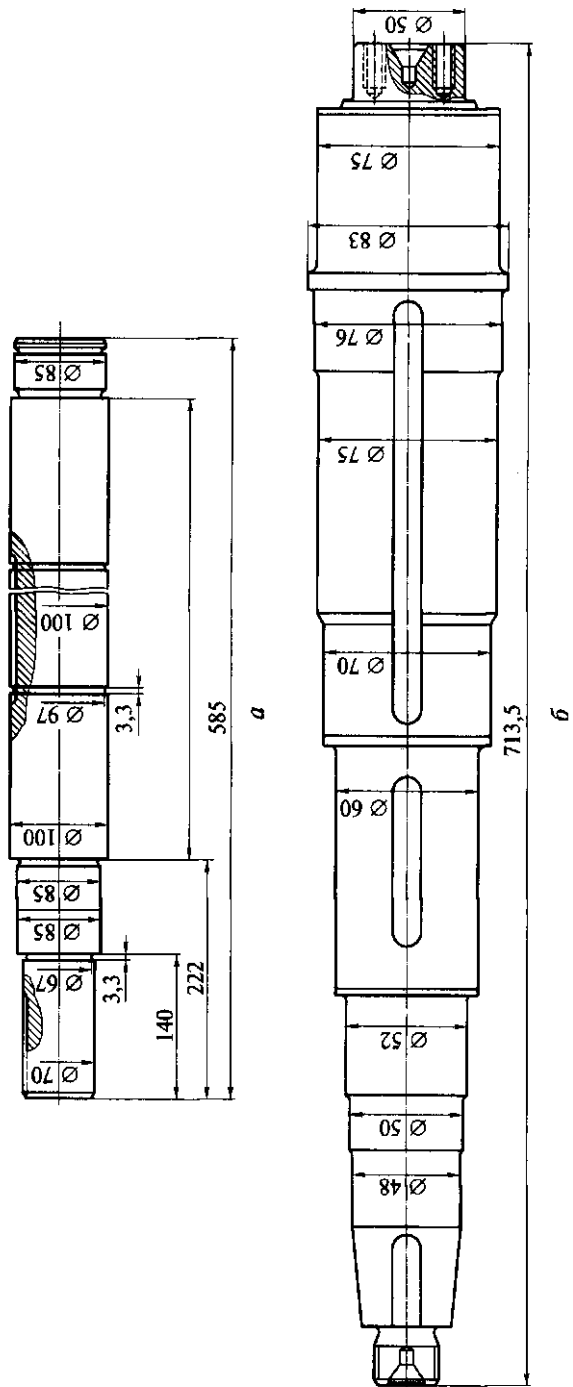


Рис. 17.13. Вали электрических машин:
a — асинхронного двигателя, *б* — тягового электродвигателя постоянного тока

Ремонт валов является ответственной работой и имеет специфические особенности, так как ремонтируемый вал очень сложно отделить от сопряженного с ним сердечника. Допустимая норма на обточку шеек вала составляет 5...6 % его диаметра, допустимая конусность — 0,3 %, овальность — 0,2 % диаметра. Валы, имеющие трещины глубиной более 10...15 % диаметра, при длине трещин более 10 % длины вала подлежат замене. Общая поверхность вмятин и углублений не должна превышать 10 % посадочной поверхности под шкив или муфту и 4 % под подшипник.

Ремонт станин, подшипниковых щитов и подшипников. К основным повреждениям станин и подшипниковых щитов относятся поломка лап крепления станины, повреждение резьбы в отверстиях станины, трещины и коробление подшипниковых щитов, износ посадочной поверхности отверстия щита под посадку подшипника.

Ремонт станин и подшипниковых щитов заключается в заварке трещин, приварке отбитых лап, восстановлении изношенных посадочных мест, разрушенной резьбы в отверстиях и удалении оставшихся в отверстиях оторванных стержней болтов.

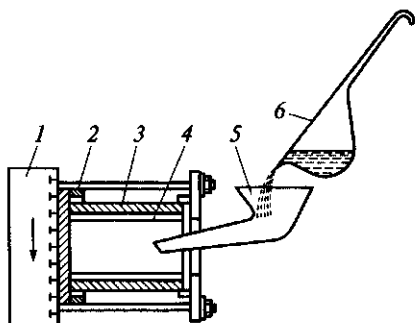
Основными повреждениями подшипников скольжения являются износ по внутреннему диаметру и торцам (встречается чаще всего), растрескивание, выкрашивание, отставание, подплавление заливки, затягивание канавок, износ втулки по наружному диаметру.

Срок службы подшипников скольжения, залитых баббитом марки Б16, при легком режиме работы составляет 4...5 лет, при нормальном — 2...3, тяжелом — 1,5...2, очень тяжелом — 1...1,5 года.

Ремонт подшипников скольжения включает в себя следующие операции: выплавка старого сплава, ремонт вкладыша, подготовка вкладыша и нового сплава к заливке, заливка и охлаждение сплава. Центробежную заливку подшипников производят на токарном станке с помощью специального приспособления (рис. 17.14).

Рис. 17.14. Заливка вкладыша центробежным способом:

1 — планшайба; 2 — стяжная шпилька; 3 — вкладыш; 4 — граница баббитовой заливки; 5 — воронка; 6 — ковш с баббитом



Основные требования к установке подшипников скольжения: рабочие части вкладышей подшипников должны быть пригнаны (шабрением шеек вала в средней их части на дуге $60 \dots 120^\circ$); поверхности соприкосновения шейки вала и нижнего вкладыша при проверке на краску должны иметь не более двух пятен на 1 см^2 поверхности на дуге $60 \dots 90^\circ$;

наличие плотных поясов по концам шейки вала и верхнего вкладыша (одно пятно на 1 см^2).

Основными повреждениями подшипников качения являются износ рабочих поверхностей обоймы, сепаратора, кольца, шариков или роликов, наличие глубоких рисок и царапин, следов коррозии, появление цветов побежалости. Ремонт подшипников качения в ЭРЦ не производят, неисправные подшипники заменяют новыми. У электрических машин средней мощности срок службы подшипников качения составляет $2 \dots 5$ лет в зависимости от размера машины и режима ее работы.

Основные требования к установке подшипников качения:

внутренние кольца подшипников должны быть насажены на вал плотно;

наружные кольца подшипников должны быть вставлены в расточки подшипниковых щитов свободно, с зазором $0,05 \dots 0,1$ мм по диаметру;

осевой зазор (осевое перемещение одной обоймы относительно другой) не должен превышать $0,3$ мм.

Ремонт уплотнений. Попадание смазки из подшипников внутрь электрических машин происходит из-за конструктивных недостатков или неправильного монтажа уплотнений либо в результате неправильного применения смазки. Кольцо с зубчиками, насаженное на вал дополнительно к обычному сальниковому уплотнению, позволяет предотвратить попадание смазки внутрь машины. Для установки такого кольца необходимо укоротить вкладыш подшипника.

Чтобы устранить сильную утечку смазки внутрь машины на вал насаживают маслоотражательное кольцо с наклонными отражателями для отбрасывания масла в подшипник. При мощной осевой вентиляции следует устанавливать дополнительные уплотнения лабиринтного типа. Ремонт уплотняющих устройств заключается в замене шпилек с поврежденной резьбой, сверлении и нарезке резьбы в новых отверстиях уплотняющих колец.

Балансировка роторов. Для обеспечения работы электрической машины без биений и вибраций ротор в сборе со всеми вращающимися частями (вентилятором, кольцами, муфтой, шкивом и т. п.) после ремонта подвергают балансировке.

Различают статическую и динамическую балансировки. Первую рекомендуют для машин с частотой вращения вала до 1000 мин^{-1} , вторую дополнительно к первой — для машин с частотой враще-

ния вала более $1\,000\text{ мин}^{-1}$ и для специальных машин с удлиненным ротором. Статическую балансировку производят на двух призматических линейках, точно выверенных по горизонтали. Хорошо сбалансированный ротор остается неподвижным после поворота на любой угол вокруг его горизонтальной оси. При балансировке контролируют 6—8 положений ротора, последовательно поворачивая его вокруг оси на угол $45 \dots 60^\circ$. Балансировочные грузы закрепляют сваркой или винтами. Свинцовые грузы забивают в специальные канавки, имеющие форму ласточкина хвоста.

Динамическую балансировку выполняют на специальном балансировочном станке. Проверяемый ротор (якорь) при неуравновешенности начинает в процессе вращения вибрировать вместе с подшипниками. Чтобы определить место неуравновешенности, один из подшипников закрепляют неподвижно (второй при вращении продолжает вибрировать), к ротору подводят острие цветного карандаша или иглу индикатора, которые в месте наибольшего отклонения ротора оставляют на нем метку. При вращении ротора в обратном направлении с той же скоростью тем же способом наносят вторую метку. По среднему положению между двумя полученными метками определяют место наибольшей неуравновешенности ротора.

В диаметрально противоположной по отношению к месту наибольшей неуравновешенности точке закрепляют балансировочный груз или высверливают отверстие в месте наибольшей неуравновешенности. После этого аналогичным способом определяют неуравновешенность второй стороны ротора.

Сбалансированную электрическую машину устанавливают на гладкую горизонтальную плиту. При удовлетворительной балансировке машина, работающая с номинальной частотой вращения, не должна перемещаться по плите. Проверку производят на холостом ходу в режиме двигателя.

17.7. Технология ремонта обмоток электрических машин

Перед ремонтом обмоток необходимо точно определить характер неисправности. Часто в ремонт направляют исправные электродвигатели, ненормально работающие в результате повреждения питающей сети, приводного механизма или неправильной маркировки выводов.

Основой якорной обмотки машин постоянного тока служит секция, т.е. часть обмотки, заключенная между двумя коллекторными пластинами. Несколько секций обмотки обычно объединяют в катушку, которую укладывают в пазы сердечника.

Назначая ремонт, следует помнить, что у электродвигателей мощностью до 5 кВт с двухслойной обмоткой при необходимости

замены хотя бы одной катушки выгоднее перемотать статор полностью. У электродвигателей мощностью 10... 100 кВт с обмоткой из круглого провода одну-две катушки можно заменить методом протяжки без подъема неповрежденных катушек.

Основой фазной обмотки машин переменного тока служит катушка, т.е. комплект проводов, которому придают форму, удобную для укладки в пазы сердечника, отстоящие друг от друга на величину шага обмотки. Одна или несколько рядом лежащих катушек, принадлежащих одной фазе и расположенных под одним полюсом, образуют катушечную группу. Катушечную группу в случае мягких обмоток наматывают целиком одним или несколькими параллельными проводами. В некоторых случаях наматывают целиком фазу обмотки. Варианты соединения обмоток при фазных исполнениях выводов показаны на рис. 17.15.

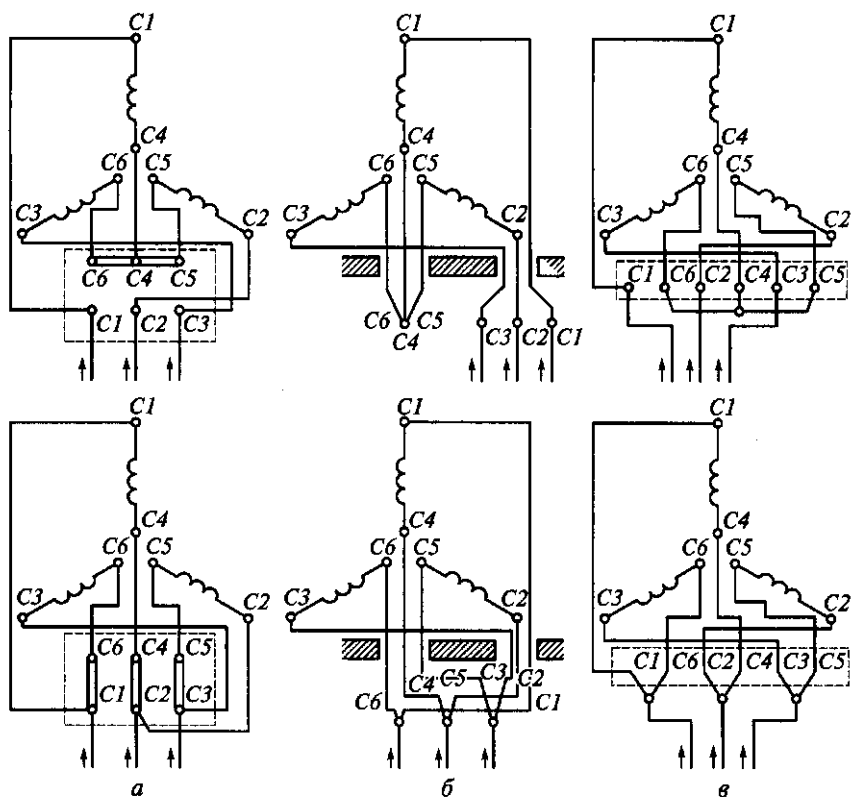


Рис. 17.15. Схемы соединения обмоток при фазных исполнениях выводов в случае наличия у электрической машины щитка с зажимами (а), двух выводных отверстий (б), выводов, расположенных в один ряд (в)

Для записи обмоточных данных при перематке используют специальные обмоточные карточки.

Последовательность операций при ремонте статорной обмотки асинхронного электродвигателя приведена в табл. 17.7. Упоминаемые в этой таблице приспособление для очистки пазов и кантователь статоров, показаны на рис. 17.16 и 17.17. Операции пайки и изолирования трубками межгрупповых соединений статорной обмотки приведены на рис. 17.18.

Последовательность операций при ремонте стержневого ротора приведена в табл. 17.8.

Часто в поступающем для ремонта якоре электрической машины бывает трудно найти место замыкания обмотки на корпус. При выявлении замыкания надо покачивать обмотку в местах выхода из пазов.

Таблица 17.7

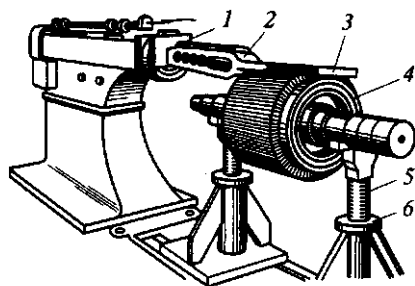
Последовательность операций перематки статора асинхронного электродвигателя

Операция	Последовательность выполнения	Применяемые оборудование, инструмент, приспособления
Демонтаж обмотки статора	Освобождают от крепления лобовые части катушек и соединительные провода после отжига статора, разрезают соединения между катушками и фазами, осаживают клинья вниз и выбивают их из пазов статора. Удаляют обмотку из пазов, пазы очищают, продувают и протирают	Приспособления для монтажа статорных обмоток и очистки пазов
Заготовка изоляции и гильзовка пазов статора электродвигателя	Устанавливают статор на кантователь, замеряют длину и ширину паза. Изготавливают шаблон, нарезают из прессшпана гильзы, пояски и другой изоляционный материал. Устанавливают гильзы и укладывают пояски	Кантователь статоров
Намотка катушек статора на намоточном станке	Распаковывают бухту, измеряют диаметр провода, устанавливают бухту на вертушку, закрепляют провода в поводке, определяют размеры витка катушки.	Микрометр, универсальный шаблон, намоточный станок

Операция	Последовательность выполнения	Применяемые оборудование, инструмент, приспособления
Укладка катушек в статор	<p>Устанавливают шаблон, наматывают катушечную группу, отрезают провод, перевязывают намотанную катушку в двух местах и снимают ее с шаблона</p> <p>Укладывают катушки в пазы статора. Устанавливают прокладки между катушками в пазах и лобовых частях. Уплотняют провода в пазах и оправляют лобовые части. Закрепляют катушки в пазах клиньями, изолируют концы катушек лакокрасочной тканью и киперной лентой</p>	Инструмент обмотчика
Сборка схемы обмотки статора	Зачищают концы катушек и соединяют их по заданной схеме. Сваривают электросваркой (паяют) места соединений. Заготавливают и присоединяют выводные концы, изолируют места соединений, бандажируют обмотку и выправляют лобовые вылеты. Проверяют правильность соединений и изоляцию	Напильник, нож, плоскогубцы, молоток, электродуговой паяльник, мегометр, контрольная лампа
Сушка и пропитка обмотки статора (ротора, якоря) лаком	Загружают статор в сушильную камеру с помощью подъемного механизма. Выгружают из камеры после просушки обмотки. Пропитывают обмотку статора в ванне, дают стечь лаку после пропитки, снова загружают статор в камеру и сушат. Вынимают статор из камеры и растворителем удаляют потеки лака с активной части магнитопровода	Сушильная камера
Покрытие лобовых частей обмотки электроэмалью	Покрывают лобовые части обмотки статора электроэмалью	Кисть или пульверизатор

Рис. 17.16. Приспособление для очистки пазов:

1 — держатель; 2 — оправка; 3 — дорн; 4 — ротор; 5 — винт; 6 — стойка



Проверка обмотки якоря методом падения напряжения дает возможность обнаружить межвитковые замыкания, обрыв, некачественную пайку, неправильное соединение обмоток с коллектором. Этот метод позволяет находить катушку, соединенную с корпусом якоря.

Сопротивление обмотки якоря измеряют у электрических машин с числом полюсов больше восьми. Методом амперметра и вольтметра разрешается производить измерения сопротивления с наложенными щетками на одних и тех же коллекторных пластинах при одном и том же положении якоря относительно щеток.

Все щетки накладывают на коллектор и через них к неподвижному якорю подводят от независимого источника питания ток, равный 10... 20 % номинального тока электрической машины. Для измерения сопротивления применяют двухконтактный игольчатый металлический щуп, соединенный гибкими проводами с милливольтметром или вольтметром (рис. 17.19).

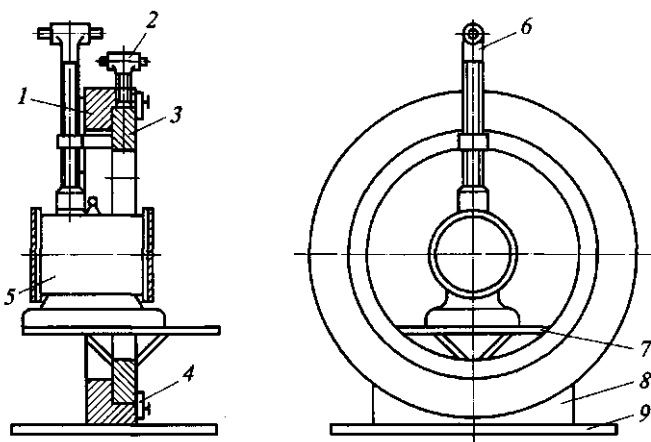


Рис. 17.17. Кантователь статоров электродвигателей:

1 — неподвижное кольцо; 2 — стопорный винт; 3 — подвижное кольцо; 4 — пластины, удерживающие кольцо от выпадения; 5 — статор; 6 — винт для поджатия статора к столу; 7 — площадка; 8 — косынка; 9 — стол

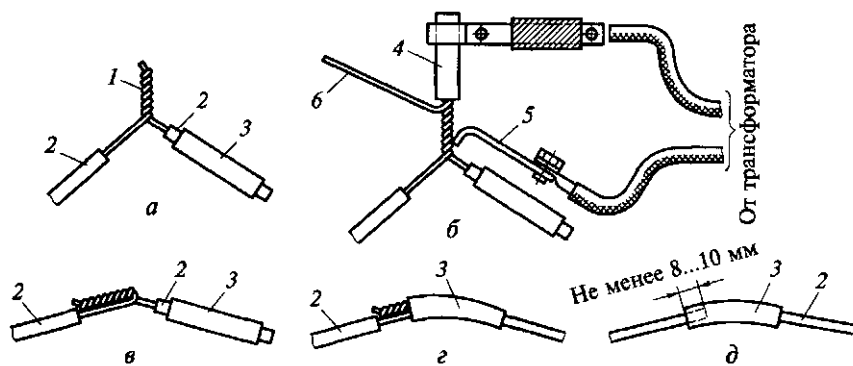


Рис. 17.18. Технологическая последовательность операций (а—д) пайки и изолирования трубками межгрупповых соединений статорной обмотки из круглого провода:

1 — скрутка; 2 — трубки для изолирования концов катушечных групп; 3 — трубки для изолирования мест пайки; 4 — угольный электрод; 5 — медный электрод; 6 — палочка медно-фосфористого припоя

Таблица 17.3

Последовательность операций при ремонте стержневого (шинного) ротора

Операция	Последовательность выполнения	Применяемые оборудование, инструмент, приспособления
Демонтаж обмотки стержневого ротора	Устанавливают ротор на козлы, очищают от пыли и грязи. С помощью газовой горелки расплавляют бандаж и снимают их, расплавляют обмотку и вынимают выводные концы	Приспособления для транспортировки ротора
Выемка стержней из пазов	Вынимают стержни из пазов ротора с помощью специального приспособления, очищают пазы и обмоткодержатели от старой изоляции	Приспособление для выемки стержней
Очистка и рихтовка шин	Очищают шины от старой изоляции, выправляют, зачищают и облуживают концы шин	Напильник
Изолирование шин	Наносят изоляцию на шины	Кисть

Операция	Последовательность выполнения	Применяемые оборудование, инструмент, приспособления
Заготовка изоляции и установка гильз	Изготавливают прокладки (в пазы ротора и дистанционные), изоляцию на обмоткодержатель, подбандажную и для слоев шин. Накладывают изоляцию на обмоткодержатель, устанавливают прокладки в пазы и расправляют их с помощью оправки	Ножницы, инструмент обмотчика
Укладка обмотки	Укладывают нижний слой шин в пазы ротора, устанавливают дистанционные прокладки, изолируют лобовые части. Укладывают верхний слой в пазы, обжимают лобовые части стяжными кольцами, устанавливают дистанционные прокладки и заклинивают пазы	Шаблон для контроля
Сборка схемы	Протягивают выводные концы в вал ротора, надевают петушки и устанавливают переемычки по заданной схеме. Расклинивают петушки медными клиньями, собирают и заваривают электросваркой (пайкой) обмотку	Напильник, электропаяльник, гребешок для выбивки клиньев, специальный нож
Наложение бандажа на ротор электродвигателя	Подготавливают проволоку для наложения бандажа, заготавливают и устанавливают изоляцию под бандаж. Устанавливают бандаж из проволоки, закрепляют с помощью электросварки или пайки	Комбинированные плоскогубцы, ящик для припоя
Балансировка ротора на балансировочном станке	Устанавливают и закрепляют на конце вала ротора соединительную полумуфту. Определяют необходимое расстояние между опорами и устанавливают ротор на опоры станка. Соединяют балансируемый ротор с ведущим поводком станка с помощью муфты сцепления, зацепляют полумуфту болтами. Регулируют положение ротора на станке, балансируют его и снимают	Балансировочный станок

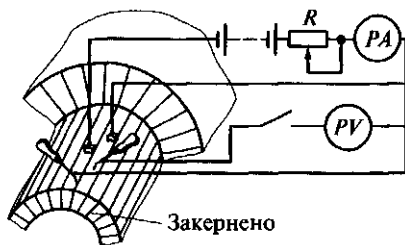


Рис. 17.19. Схема измерения сопротивления обмотки якоря между смежными коллекторными пластинами

Одну вилку щупа присоединяют к какой-нибудь пластине коллектора, находящейся под щеткой одной полярности, а другую — к соответствующей пластине под щеткой другой полярности. Рекомендуется производить измерения напряжения между всеми пластинами под щетками обеих полярностей. Зная измеренное падение напряжения $U_{изм}$ и подводимый через щетки к машине ток $I_{п.}$, можно определить сопротивление якоря $R_{я} = U_{изм} / I_{п.}$

Последовательность операции при ремонте якоря приведена в табл. 17.9.

Последовательность операции при перемотке обмоток полюсных катушек приведена в табл. 17.10.

Для удержания обмоток якорей и роторов, подвергающихся действию центробежных сил при вращении, применяют прово-

Таблица 17.9

Последовательность операций при ремонте якоря

Операция	Последовательность выполнения	Применяемые оборудование, инструмент, приспособления
Отсоединение обмотки от коллектора	Изготавливают и устанавливают клинья между петушками, распаивают петушки, поднимают концы обмотки, счищают излишки олова	Электродуговой паяльник
Демонтаж старой обмотки	Снимают бандажи, осаживают клинья и выбивают их из пазов. Удаляют обмотку и очищают пазы якоря. Замеряют длину и ширину паза, изготавливают изолирующие пазовые коробочки и укладывают их в пазы якоря	Инструмент обмотчика
Изготовление новой обмотки	Наматывают секции обмотки якоря на станке, укладывают в пазы, изолируют лобовые части обмотки. Изготавливают клинья и устанавливают их в пазы	Намоточный шаблон

Операция	Последовательность выполнения	Применяемые оборудование, инструмент, приспособления
Пропитка обмотки. Бандажирование	Пропитывают обмотку якоря лаком в ванне, просушивают в сушильной камере (до и после пропитки). Проверяют изоляцию обмотки на корпус, заготавливают и укладывают изоляцию под бандажи. Накладывают шнуровые и проволочные бандажи и запаивают последние	Сушильная камера, ручные ножницы, комбинированные кусачки
Присоединение обмотки якоря к коллектору	Выправляют петушки коллектора, лудят петушки и концы обмотки. Разбирают концы и присоединяют их согласно схеме к петушкам. Расклинивают петушки, пропаивают и зачищают	Асбестовые полосы толщиной 0,3 мм

Таблица 17.10

Последовательность операций при перемотке обмоток полюсных катушек

Операция	Последовательность выполнения	Применяемые оборудование, инструмент, приспособления
Снятие полюсов с катушками	Снимают изоляцию, распаивают соединения между катушками, отсоединяют выводы обмоток от панели зажимов и маркируют полюса. Открепляют и снимают полюса с катушками, снимают катушки и изоляционные прокладки с сердечника	Электропаяльник, плоскогубцы
Перемотка обмотки полюсных катушек	Снимают изоляцию с катушки, разматывают катушку. Наматывают новую катушку на станке, пропитывают ее лаком в ванне, просушивают в сушильной камере, покрывают наружную поверхность эмалью вручную	Намоточный шаблон, сушильная камера, пульверизатор

Операция	Последовательность выполнения	Применяемое оборудование, инструмент, приспособления
Установка полюсов с катушками	Очищают выводные концы катушек от лака, устанавливают изоляционные прокладки и катушки на сердечнике. Устанавливают прокладки и полюса в станину и закрепляют. Выверяют диаметральные расстояния между полюсами, запаивают и изолируют соединения между катушками. Выводят концы на панель зажимов и проверяют полярность катушек полюсов	Масштабная линейка мегомметр

лочные бандажки. Бандажки накатывают из стальной луженой проволоки специальных сортов, имеющей гарантированную прочность на разрыв.

Пропитывают обмотки в специальном котле, заполненном лаком, в котором создают и поддерживают давление до 0,8 МПа в течение 5 мин. Затем давление снижают до нормального и снова поднимают на 5 мин. Эту операцию повторяют до 5 раз. По окончании пропитки лак удаляют, а обмотки выдерживают в котле до тех пор, пока не стекнут все излишки лака. Рекомендуемые пропиточные лаки и необходимое число пропиток указаны в табл. 17.11.

Сушку обмоток после пропитки лаками выполняют в два этапа. На первом этапе при температуре 60...80 °С удаляют растворитель, на втором — при температуре 120...130 °С (конкретное значение зависит от марки лака и класса нагревостойкости изоляции) ведут сушку до затвердевания лаковой основы.

После сушки обмотки выгружают из печи и оставляют на воздухе для охлаждения. Если обмотки подлежат повторной пропитке, то их охлаждают на воздухе до температуры 60...70 °С и затем снова погружают в лак.

Лакировку производят непосредственно вслед за сушкой пропитанных обмоток после их укладки в пазы. Рекомендуемая температура обмотки при лакировке 50...60 °С. Толщина пленки лака или эмали должна быть не более 0,05...0,1 мм. После нанесения покровного лака или эмали обмотки подсушивают на воздухе или в печах в зависимости от марки применяемого лака или эмали.

Обмотки, покрытые лаком или эмалью воздушной сушки, охлаждают на воздухе до исчезновения липкости (обычно в течение 12...18 ч). Для ускорения процесса лаковое покрытие можно су-

Рекомендуемые пропиточные лаки и число пропиток

Вид обмотки	Рекомендуемый лак	Число пропиток
Всыпные обмотки статоров, якорей и роторов (пропитка в узле; провода ПБД, ПЭЛБО, ПЭЛШО):		
нормального исполнения	БТ-988, 321Т	2
влагостойкого исполнения	БТ-987, 321Т	3—5
Шаблонные обмотки статоров, якорей и роторов (пропитка витковой изоляции) нормального и влагостойкого исполнения (провод ПБД)	БТ-988	1
Шаблонные обмотки (пропитка корпусной изоляции):		
нормального исполнения (провода ПБД, ПЭВП)	БТ-988	1
влагостойкого исполнения (провод ПСД)	БТ-987	1
Шаблонные обмотки (пропитка обмотанных статоров):		
нормального исполнения (провода ПБД, ПЭВП)	БТ-988	1
влагостойкого исполнения (провода ПБД, ПЭВП)	БТ-987	2
Стержневые обмотки (пропитка обмотанных роторов):		
нормального исполнения	321Т	1
влагостойкого исполнения	321Т	2
Шунтовые катушки машин постоянного тока:		
нормального исполнения (провода ПБД, ПЭЛБО, ПЭВ-2)	БТ987, 321Т	2
влагостойкого исполнения (провода ПБД, ПЭЛБО, ПЭВ-2)	БТ-987 321Т	2 2—3

Примечания: 1. Для шунтовых катушек применяют пропитку под вакуумом и давлением, для остальных — способом горячего погружения. 2. Класс изоляции для нормального и влагостойкого исполнения — А.

Режимы лакировки и сушки обмоток

Вид обмотки	Способ лакировки	Марка покровного лака	Температура сушки, °С	Время сушки, ч
Статоров машин переменного тока нормального исполнения	Пулверизация	БИ-99, ГФ-92ХС, ГФ-92ХК	15...25	6...24
Якорей и роторов нормального исполнения	»	БТ-99, ГФ-92ГС	20 80...110	4 и более
Статоров машин переменного тока с влагостойкой изоляцией	Погружение	БТ-99, ГФ-99ХС	20	6...24
	Пулверизация	ГФ-92ГС	110...120	3...10
Якорей и роторов с влагостойкой изоляцией	Погружение	460, БТ-99	120...140	8 и более
	Пулверизация	ГФ-92ГС	110...120	4...12
Статоров машин переменного тока с изоляцией класса Н	Погружение	ПКЭ-15, ПРКЭ-13	120...180	8...12
	Пулверизация	ПКЭ-19, ПКЭ-14	—	—

шить в печи при температуре 70... 80 °С (в течение 3... 4 ч). Покровные лаки и эмали печной сушки сушат при температуре 100... 180 °С. Выбор температуры зависит от марки лака или эмали и класса нагревостойкости изоляции (табл. 17.12).

17.8. Объем и нормы испытаний электрических машин

Цель испытаний электроустановок заключается в выявлении их скрытых дефектов, обнаружить которые внешним осмотром трудно или невозможно. Испытания сокращают число внезапных отказов и повышают эксплуатационную надежность электроустановок. Электроустановки подвергают профилактическим испытаниям, при техническом обслуживании, текущем и капитальном ремонтах.

Электрические машины и аппараты испытывают переменным током частотой 50 Гц путем приложения повышенного (испытательного) напряжения в течение 1 мин (табл. 17.13).

Испытательное напряжение $U_{исп}$ устанавливают в зависимости от номинального напряжения $U_{ном}$ электроустановки. Обмотки статоров электродвигателей напряжением до 660 В и мощностью до

40 кВт и изоляцию электрических аппаратов, вторичных цепей (управления, защиты сигнализации) и электропроводок напряжением до 1 000 В испытывают напряжением 1 000 В.

Таблица 17.13

Испытательные напряжения для электродвигателей

Испытываемый объект	Мощность электродвигателя, кВт	Номинальное напряжение, В	Испытательное напряжение, В	Примечание	
Обмотка ротора синхронных электродвигателей	—	—	1 000	—	
Обмотка ротора асинхронного электродвигателя с фазным ротором	—	—	1,5 $U_{ном}$, но не менее 1 000 В	$U_{ном}$ — напряжение на кольцах при разомкнутом неподвижном роторе и полном напряжении на статоре	
Резистор гашения поля синхронных электродвигателей	—	—	2 000	—	
Реостаты и пускорегулировочные резисторы	—	—	1,5 $U_{ном}$, но не менее 1 000 В	—	
Обмотка статора	40 и более	400 и менее	1 000	Испытание проводят при капитальном ремонте (без смены обмоток), по возможности сразу же после остановки электродвигателя до его очистки. Перед вводом электродвигателя в работу проводят повторное контрольное испытание мегомметром на напряжение 1 000 В	
		500	1 500		
		660	1 700		
		2 000	4 000		
		3 000	5 000		
		6 000	10 000		
		10 000	16 000		
		Менее 40	660 и менее		1 000

Испытания электрических машин в процессе ремонта проводят 3 раза: после укладки обмотки и пайки схемы; после пропитки и сушки обмоток статоров, фазных роторов; после сборки машины.

При испытаниях определяют сопротивление изоляции между фазами обмотки, сопротивление изоляции между проводниками обмотки и корпусом, сопротивления проводников обмоток постоянному току по фазам в практически холодном состоянии, коэффициент трансформации для двигателей с фазным ротором, потери холостого хода и короткого замыкания; испытывают электрическую прочность изоляции обмоток относительно корпуса и между витками. Результаты испытаний двигателя после ремонта заносят в формуляр.

Контрольные вопросы

1. Что такое электропривод?
2. Какие типы асинхронных машин вы знаете?
3. Расскажите о принципе работы синхронного электродвигателя.
4. Как осуществляют включение синхронных генераторов на параллельную работу?
5. Назовите варианты исполнения обмоток возбуждения машин постоянного тока.
6. Как осуществляют пуск двигателей параллельного возбуждения?
7. Перечислите основные неисправности машин постоянного тока и укажите способы их устранения.
8. Перечислите основные неисправности асинхронных электродвигателей и укажите способы их устранения.
9. Каковы причины вибрации электрических машин? Назовите способы ее измерения и устранения?

18.1. Силовые трансформаторы и автотрансформаторы

Трансформатором называют статическое (не имеющие подвижных частей) устройство с двумя или более индуктивно связанными обмотками, предназначенное для преобразования переменного тока одного напряжения в переменный ток другого напряжения при неизменной частоте. В основе действия трансформатора лежит явление электромагнитной индукции. Трансформаторы, предназначенные для передачи и распределения электроэнергии в электрических сетях и установках, называют *силовыми*. В соответствии с видом преобразуемого тока различают *одно- и трехфазные* трансформаторы. Если первичной обмоткой трансформатора является обмотка низшего напряжения, то такой трансформатор называют *повысительным*, а если обмотка высшего напряжения, — *понижительным*.

Силовые трансформаторы являются основным электрооборудованием подстанций. Наиболее распространены трехфазные трансформаторы с масляным охлаждением мощностью 160... 1 600 кВ · А, первичным напряжением 6 или 10 кВ. Используются также сухие трансформаторы с воздушным охлаждением, предназначенные для внутренней установки. Для пожароопасных помещений применяются трансформаторы, заполненные негорючим диэлектриком.

Основными характеристиками трансформаторов являются: номинальная мощность S_n , высшее и низшее номинальные напряжения $U_{н1}$, $U_{н2}$, напряжение короткого замыкания $U_{кз}$, потери активной мощности холостого хода $\Delta P_{хх}$, потери активной мощности короткого замыкания $\Delta P_{кз}$, ток холостого хода $i_{хх}$, перегрузочная способность.

О типе трансформатора и его системе охлаждения можно судить по марке трансформатора. Первая буква соответствует числу фаз: Т — трехфазный, О — однофазный. Если за первой буквой идет буква Р, это указывает на расщепление вторичной обмотки; при отсутствии расщепления буква Р отсутствует. Далее идут одно или две буквы, указывающие способ охлаждения трансформатора: М — масляное с естественной циркуляцией масла и воздуха, Д — масляное с естественной циркуляцией масла с принудительной циркуляцией воздуха; ДЦ — масляное с принудительной цир-

Характеристика силовых масляных трансформаторов

Габарит	Напряжение, кВ	Мощность, кВ·А
I	6, 10	16, 25, 40, 63, 100
II	Более 10 до 35	125, 160, 250, 400, 630
III	35	1 000, 1 600, 2 500, 4 000, 6 300

куляцией масла и воздуха; С — воздушное в сухом трансформаторе. После этих букв в марках трехобмоточных трансформаторов ставят букву Т — трехобмоточный, в марках двухобмоточных трансформаторов эта буква опускается. Затем ставят букву Н, если трансформатор имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой. После букв идут цифры: число в числителе соответствует номинальной мощности трансформатора в киловольт-амперах (кВ·А), число в знаменателе — номинальному напряжению обмотки высшего напряжения в киловольтах (кВ).

В зависимости от мощности и напряжения трансформаторы подразделяют на семь габаритов. Электромонтеры промышленных предприятий в основном обслуживают трансформаторы I—III габаритов (табл. 18.1).

Коэффициент трансформации K_T двухобмоточного трансформатора представляет собой отношение номинальных напряжений обмоток высшего и низшего напряжений. Например, у трехфазного двухобмоточного трансформатора с номинальными напряжениями обмоток 35 и 6,6 кВ $K_T = 35/6,6 = 5,3$.

Обмотки трансформаторов выполняют из электролитической меди прямоугольного или круглого сечения, а также из алюминия. Обмотки бывают цилиндрические и дисковые. От сердечника, друг от друга и от стенок бака их отделяют с помощью цилиндров из изолирующего материала.

Автотрансформатором называют трансформатор, у которого обмотка низшего напряжения является частью обмотки выше-

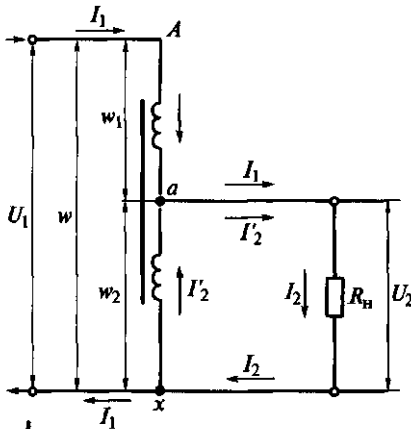


Рис. 18.1. Принципиальная схема одной фазы понижающего автотрансформатора

го напряжения, т.е. в отличие от обычного трансформатора его первичная и вторичная обмотки не разобщены, а соединены электрически (рис. 18.1). Если к выводам $A-x$ подводится напряжение U_1 , то между зажимами $a-x$ возникает напряжение U_2 .

При малых коэффициентах трансформации автотрансформаторы легче и дешевле обычных трансформаторов. В регулируемых под нагрузкой маломощных трансформаторах можно, перемещая точку отвода a , изменять вторичное напряжение в широких пределах.

У автотрансформаторов различают проходную и типовую мощности. Проходной называют мощность, $\text{kB} \cdot \text{A}$, одной фазы

$$S_1 = I_1 U_1,$$

где I_1 — первичный ток, А, протекающий по части обмотки $A-a$, содержащей $w_1 = w - w_2$ витков; U_1 — фазное напряжение, В.

Во вторичной цепи с нагрузкой R_n протекает ток $I_2 = I_1 + I'_2$.

Типовой, или расчетной, мощностью автотрансформатора называют часть мощности, получаемую трансформацией при участии магнитного потока (электромагнитную мощность):

$$S_2 = I'_2 U_2.$$

Коэффициент трансформации автотрансформатора

$$K_T = w_1 / w_2 = U_1 / U_2.$$

Для всех трансформаторов и автотрансформаторов в зависимости от условий эксплуатации могут быть допущены аварийные и нормальные перегрузки. При перегрузках нельзя переключать от-

Таблица 18.2

Допустимые аварийные перегрузки трансформаторов

Нагрузка по току, доли от номинальной	Допустимая продолжительность аварийной перегрузки, мин		
	масляных трансформаторов при установке		сухих трансформаторов при внутренней установке
	наружной	внутренней	
1,1	—	—	75
1,2	—	—	60
1,3	120	60	45
1,4	90	45	32
1,5	70	20	18
1,6	45	15	5
1,75	20	8	—
2,0	10	4	—

ветвления трансформаторов с регулировкой напряжения под нагрузкой в тех случаях, когда это оговорено в технических условиях завода-изготовителя. Аварийные перегрузки (табл. 18.2) допускаются в исключительных случаях при выходе из строя одного из работающих трансформаторов (автотрансформаторов) и отсутствии резерва.

При наличии складского или передвижного резерва масляных трансформаторов в аварийных режимах допускается перегрузка трансформаторов до 40 % на время не более 5 ч в сутки в течение не более 5 сут. При этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки трансформатора в условиях его перегрузки должен быть не более 0,75.

Широкое распространение в сетях малых промышленных предприятий получили трансформаторы марок ТМГ-100/10-У1; ТМГ-100/10-ХЛ1, ТМГ-160/10-У1, ТМГ-160/10-ХЛ1, ТМГ-400/10-У1, ТМГ-400/10-ХЛ, ТМВГ-250/10-У1, ТМВГ-250/10-ХЛ1.

О расшифровке букв Т, М и смысле чисел в числителе и знаменателе марки трансформатора говорилось ранее; буква Г — герметичный, в гофрированном баке; В — витой магнитопровод (отсутствие буквы В указывает на то, что магнитопровод шихтованный); У или ХЛ — климатическое исполнение (для умеренного или холодного климата); 1 — категория размещения.

Трансформаторы имеют герметичную конструкцию, т. е. их внутренний объем не имеет сообщения с окружающей средой. Их полностью (до крышки) заполняют трансформаторным маслом, расширители не применяют. Температурные изменения объема масла, происходящие в процессе эксплуатации, компенсируются за счет изменения объема гофров. Герметичная конструкция позволяет отказаться от профилактических ремонтов в процессе эксплуатации трансформаторов.

Трансформаторы состоят из активной части, бака, крышки бака с вводами низшего (НН) и высшего (ВН) напряжения и выведенным на крышку бака приводом переключателя. Активная часть жестко соединяется с крышкой бака.

Магнитопровод трансформаторов ТМГ-100 — ТМГ-400 — плоскошихтованный, собран из пластин холоднокатаной электротехнической стали, трансформатора ТМВГ-250 — витой, пространственный, выполнен из лент холоднокатаной электротехнической стали. Обмотки — многослойные цилиндрические, намотаны проводом марки АП6. Вводы ВН выполнены медным проводом с усиленной бумажной изоляцией, выводы НН — из алюминиевой шины. В верхней зоне активной части установлен переключатель ответвлений обмоток ВН.

Сварной бак трансформатора состоит из верхней рамы, гофрированной стенки, обечайки, дна с приваренными к нему швеллерами. Бак трансформаторов ТМГ-100 — ТМГ-400 имеет оваль-

ную форму, а трансформатора ТМВГ-250 — треугольную. В нижней части бака размещены узел заземления и сливная пробка. В приваренных к дну бака швеллерах имеются отверстия для крепления трансформатора. На этих же швеллерах (кроме трансформатора ТМГ-100) находятся переставные транспортные ролики, позволяющие производить продольное или поперечное перемещение трансформатора.

Нагрев трансформаторов ограничивают допустимым превышением температуры обмотки (65°C), магнитопровода (75°C) и верхних слоев масла (55°C) над температурой охлаждающего воздуха (30°C). В процессе эксплуатации трансформаторов их нагрузка, а следовательно, и нагрев изменяются в значительных пределах. В период спада нагрузки мощность трансформатора недоиспользуется, поэтому, не снижая расчетный срок службы (20 лет), разрешается перегружать трансформаторы при необходимости. На каждые 3 % недогрузки разрешается перегрузка трансформатора на 1 % той же продолжительности. Кроме того, на 1 % недогрузки трансформатора летом разрешается 1 % перегрузки в зимнее время. Речь идет о нормальной систематической перегрузке, которая в общей сложности не должна превышать 30 % для масляных и совтоловых и 20 % для сухих трансформаторов.

18.2. Схемы и группы соединения обмоток

У однофазных трансформаторов начала обмоток обозначают буквами A, a , концы — X, x . Большие буквы относятся к обмоткам высшего напряжения, а малые — к обмоткам низшего.

В трехфазных трансформаторах начала и концы обмоток высшего напряжения обозначают A, B, C, X, Y, Z , среднего — $A_m, B_m, C_m, X_m, Y_m, Z_m$, низшего — a, b, c, x, y, z . В трехфазных трансформаторах с соединением фаз в звезду иногда выводят и нулевую точку, т. е. общую точку соединения концов всех обмоток. Ее обозначают O, O_m и o .

В трехфазных трансформаторах применяют следующие схемы соединений: $Y/Y, \Delta/\Delta, \Delta/Z, Y/\Delta, \Delta/Y, Y/Z$ (Y —соединение звездой, Δ — треугольником, Z — зигзаг-звездой; в числителе указано соединение обмотки высшего напряжения, в знаменателе — низшего).

Для этих схем существуют 12 различных групп соединений со сдвигом фаз линейных ЭДС первичной и вторичной обмоток от 0 до 330° через каждые 30° . Этот сдвиг фаз принято характеризовать положением стрелок часов. Вектор ЭДС обмотки высшего напряжения совмещают с большой (минутной) стрелкой часов и всегда устанавливают на цифре 12, а вектор ЭДС обмотки низшего напряжения соответствует малой (часовой) стрелке. Положение

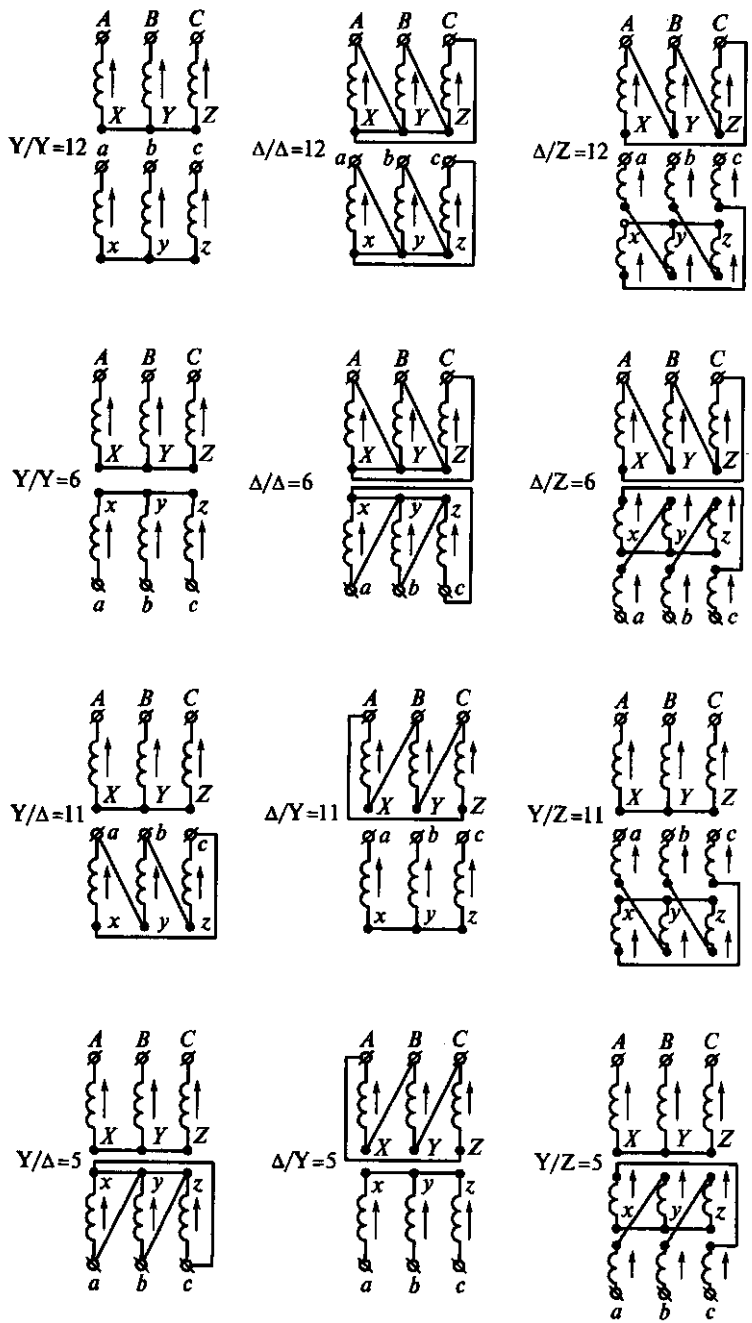


Рис. 18.2. Схемы основных групп соединений обмоток трехфазных трансформаторов

последней зависит от сдвига фаз ЭДС обеих обмоток. Например, сдвиг фаз 0° соответствует 12 ч (обе стрелки совпадают), и такое соединение называют группой 12; сдвигу фаз 180° соответствует группа 6.

Схемы Y/Y , Δ/Δ , Δ/Z могут образовывать четные группы 2, 4, 6, 8, 10, 12, а Δ/Y , Y/Δ , Y/Z — нечетные группы 1, 3, 5, 7, 9, 11. Группы 12 и 6 являются основными четными группами, а группы 11 и 5 — основными нечетными группами (рис. 18.2). Обмотки, находящиеся на одном стержне, изображены одна под другой, стрелками показаны направления ЭДС. Остальные группы являются производными. Они образуются путем круговой перемаркировки зажимов без изменения самих внутренних соединений (рис. 18.3). Из группы 12 образуются группы 4 и 8, из группы 6 — группы 10 и 2, из групп 11 и 5 — соответственно группы 3, 7 и 9, 1.

Четные группы				Нечетные группы			
Группа	Угловое смещение ЭДС	Векторная диаграмма линейных ЭДС	Обозначение выводов	Группа	Угловое смещение ЭДС	Векторная диаграмма линейных ЭДС	Обозначение выводов
12	0°		$A \bullet B \bullet C \bullet$ $a \bullet b \bullet c \bullet$	11	330°		$A \bullet B \bullet C \bullet$ $a \bullet b \bullet c \bullet$
4	120°		$A \bullet B \bullet C \bullet$ $c \bullet a \bullet b \bullet$	3	90°		$A \bullet B \bullet C \bullet$ $c \bullet a \bullet b \bullet$
8	240°		$A \bullet B \bullet C \bullet$ $b \bullet c \bullet a \bullet$	7	210°		$A \bullet B \bullet C \bullet$ $b \bullet c \bullet a \bullet$
6	180°		$A \bullet B \bullet C \bullet$ $a \bullet b \bullet c \bullet$	5	150°		$A \bullet B \bullet C \bullet$ $a \bullet b \bullet c \bullet$
10	300°		$A \bullet B \bullet C \bullet$ $c \bullet a \bullet b \bullet$	9	270°		$A \bullet B \bullet C \bullet$ $c \bullet a \bullet b \bullet$
2	60°		$A \bullet B \bullet C \bullet$ $b \bullet c \bullet a \bullet$	1	30°		$A \bullet B \bullet C \bullet$ $b \bullet c \bullet a \bullet$

Рис. 18.3. Сводные данные о группах соединений обмоток трехфазных трансформаторов

В России стандартизованы группы Y/Y_0-12 , $Y/\Delta -11$, $Y_0/\Delta-11$ (индекс 0 указывает на вывод нулевой точки звезды — общей точки).

18.3. Параллельная работа трансформаторов

Включение трансформаторов, при котором выводы обмоток ВН и НН подключены к одноименным сборным шинам (фазам) сети, называют параллельным. Не всякие трансформаторы можно включить на параллельную работу. Такое включение возможно:

между одинаковыми группами обмоток;

между основными группами и их производными, т.е. между группами 12, 6, 11, 5 и 4, 10, 3, 9, а также 8, 2, 7, 1, так как путем круговой перемаркировки зажимов одна группа может быть превращена в другую. Для параллельного включения трансформаторов необходимо соединить зажимы в порядке, указанном в табл. 18.3. В вертикальных столбцах табл. 18.3 показаны зажимы, соединяемые при параллельном включении трансформаторов основной и производной групп;

между группами 11, 3, 7 и соответственно группами 5, 9, 1. В табл. 18.4 дан порядок соединения зажимов для случая подключения трансформатора группы 5 к трансформатору группы 11;

Таблица 18.3

Порядок соединения зажимов для параллельного включения трансформаторов

Группа соединений				Обмотки высшего напряжения			Обмотки низшего напряжения		
12	6	11	5	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>
4	10	3	9	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>c</i>	<i>a</i>	<i>в</i>
8	2	7	1	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>в</i>	<i>c</i>	<i>a</i>

Таблица 18.4

Порядок соединения зажимов для трансформаторов групп 5 и 11

Группа соединений	Обмотки высшего напряжения			Обмотки низшего напряжения		
11	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>a</i>	<i>в</i>	<i>c</i>
5	<i>A</i>	<i>C</i>	<i>B</i>	<i>c</i>	<i>в</i>	<i>a</i>
	<i>C</i>	<i>B</i>	<i>A</i>	<i>в</i>	<i>a</i>	<i>c</i>
	<i>B</i>	<i>A</i>	<i>C</i>	<i>a</i>	<i>c</i>	<i>в</i>

между нечетными группами со сдвигом векторов вторичных напряжений в 60° , например между группами I и II. Для этого необходимо у трансформатора группы I перекрестить две любые фазы обмотки высшего напряжения и те же фазы обмотки низшего напряжения.

Недопустимо параллельное включение трансформаторов четных групп с нечетными, так как переключениями невозможно одну группу превратить в другую.]

Параллельное включение трансформаторов групп 12, 4, 8 с трансформаторами групп соответственно 6, 10, 2 возможно лишь путем перемены мест начала и конца каждой из фаз первичной или вторичной обмотки у одного из трансформаторов. Для этого необходима выемка сердечника и перепайка обмотки]

На рис. 18.4 показан пример переключения обмоток трансформатора группы $Y/\Delta-5$ для возможности параллельной работы с трансформатором группы $Y/\Delta-11$. При перекрещивании фаз *B* и *C* трансформатора группы $Y/\Delta-5$ векторы ЭДС первичной обмотки поворачиваются на 180° вокруг оси $1-1$, а векторы ЭДС вторичной обмотки — вокруг линии *ac* (рис. 18.4, б и в). При перекрещивании фаз *c* и *a* того же трансформатора векторы его вторичных ЭДС поворачиваются на 180° вокруг оси $2-2$. В результате треугольник векторов вторичных ЭДС (рис. 18.4, г) совпадает с таким же треугольником трансформатора группы $Y/\Delta-11$ (рис. 18.4, а); направление вращения этих векторов одно и то же. Схема присоединения выводов обмоток приведена на рис. 18.4, д.

Включение трансформатора на параллельную работу после его монтажа, а также после работ, при которых может быть нарушена фазировка (капитальный ремонт со сменой обмоток, отсоединение кабелей, прокладка нового кабеля и др.), допустимо только после предварительной фазировки, т. е. после того, как будет проверено совпадение по фазе вторичных напряжений у двух трансформаторов, присоединенных с первичной стороны к одной и той же сети.

При фазировке проверяют симметричность подведенных напряжений (каждой из фазуемых сторон в отдельности) и находят попарно выводы, между которыми нет разницы напряжений.

В качестве примера рассмотрим фазировку трансформаторов, имеющих обмотку низшего напряжения до 380 В. В этом случае фазировка производится только со стороны низшего напряжения.

В обмотках низшего напряжения должны быть предварительно соединены перемычкой какие-нибудь два вывода для получения замкнутого контура. У трансформаторов, имеющих заземление нейтралей, таким соединением является связь нейтралей через землю (других соединений делать не следует, так как это приведет к короткому замыканию).

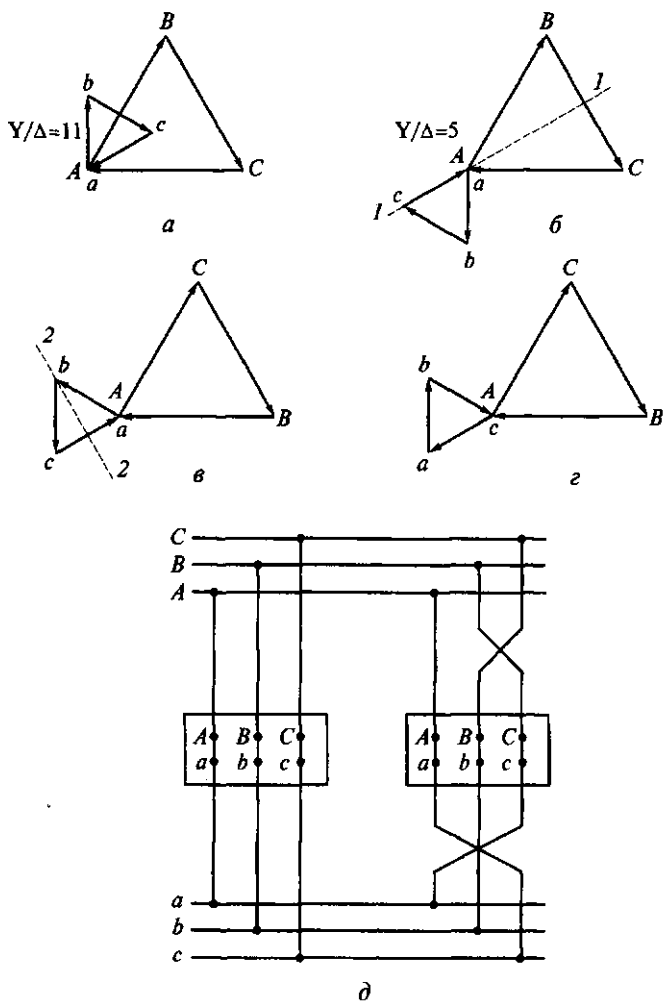


Рис. 18.4. Векторные диаграммы (*a—г*) и схема присоединения выводов для параллельного включения (*д*) трансформаторов групп $Y/\Delta-5$ и $Y/\Delta-11$

Если заземление нейтралей отсутствует у обоих трансформаторов, то соединяют перемычкой любые два вывода фазируемых трансформаторов. Фазируемые трансформаторы питаются со стороны высшего напряжения. Схемы соединений для обоих случаев приведены на рис. 18.5.

При фазировке трансформаторов с заземленными нейтральями (рис. 18.5, *a*) измеряют напряжение между выводом a_1 и тремя выводами a_2 , b_2 , c_2 , а также между выводом b_1 и теми же тремя выводами.

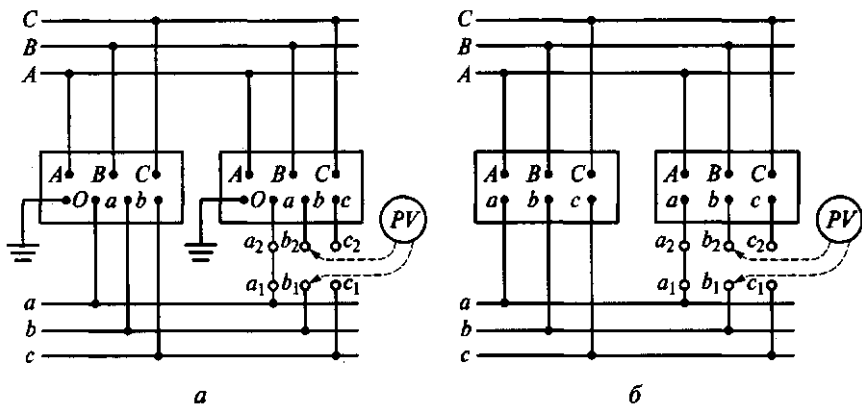


Рис. 18.5. Схемы соединений при фазировке трансформаторов с заземленными (а) и изолированными (б) нейтральями

При фазировке трансформаторов с изолированным нейтральем (рис. 18.5, б) ставят последовательно перемычку между выводами a_2 и a_1 , a_2 и b_1 , a_2 и c_1 и измеряют напряжение между четырьмя другими выводами.

На основании этих измерений строят векторные диаграммы и по ним судят о возможности параллельного включения.

18.4. Основные типы обмоток силовых трансформаторов

Обмотки трансформатора состоят из обмоточного провода и изоляционных деталей, которые не только защищают витки от электрического пробоя и препятствуют их смещению под действием электромагнитных сил, но и создают необходимые каналы для охлаждения. Обмотки трансформаторов различных мощностей и напряжений различаются типом намотки и числом витков.

Обмотку, состоящую из ряда витков, намотанных по винтовой линии, с каналами между ними, называют *винтовой*. Каждый виток состоит из одного или нескольких одинаковых прямоугольных проводов, располагаемых плашмя вплотную один к другому в радиальном направлении. Общее число параллельных проводов в винтовых обмотках может достигать 100 и более (в мощных трансформаторах). В зависимости от тока и соответственно числа параллельных проводов винтовую обмотку выполняют одноходовой (рис. 18.6, а) или многоходовой (рис. 18.6, б). Многоходовая обмотка состоит из двух и более отдельных винтовых обмоток, вмотанных одна в другую в процессе изготовления. Число параллельных проводов в каждом таком «ходу» может достигать 40.

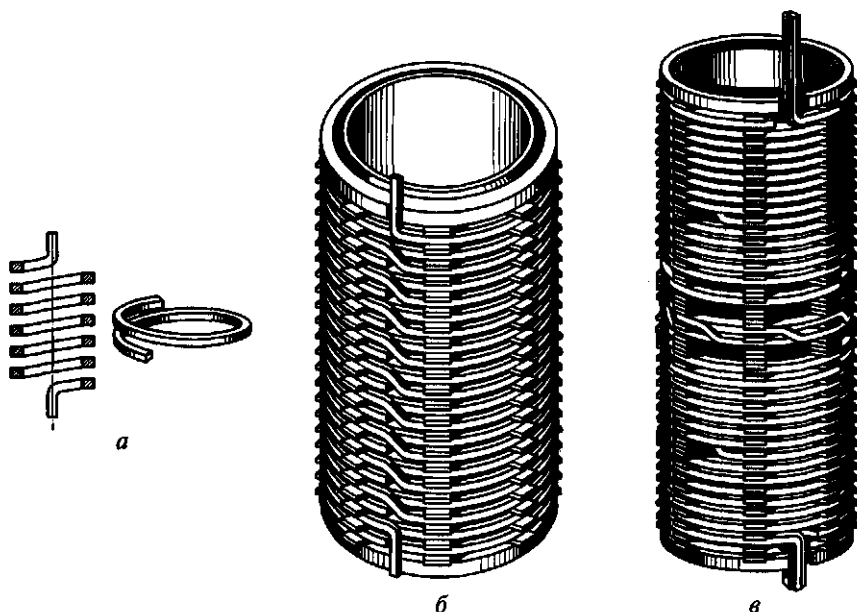


Рис. 18.6. Обмотки трансформаторов:

a — винтовая из единого провода в витке (одноходовая); *б* — винтовая из нескольких параллельных проводов в витке (многоходовая); *в* — непрерывная

Непрерывная обмотка (рис. 18.6, *в*) состоит из отдельных катушек (секций), намотанных из прямоугольного провода, причем в каждой катушке может быть несколько витков. Такое название обмотка получила потому, что ее наматывают без разрывов, т.е. переход из одной катушки в другую выполняют непрерывно, без паяк. Для этого перекладывают витки каждой второй катушки так, чтобы один переход (из катушки в катушку) был снаружи обмотки, а второй — внутри. В непрерывной обмотке может быть до шести параллельных проводов в витке.

Обмотки трансформатора изолируют от заземленных частей (магнитопровода, бака) и от других обмоток. Эту изоляцию обмоток называют главной. Кроме главной имеется так называемая продольная изоляция обмоток, т.е. изоляция между отдельными элементами данной обмотки — витками, катушками, слоями и др.

На главных понизительных подстанциях многих предприятий широко используются силовые трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения. Мощность каждой ветви расщепленной обмотки должна быть не более 62 % номинальной мощности трансформатора.

18.5. Способы регулирования напряжения трансформаторов

Регулирование напряжения бывает *местным и централизованным*. Местное регулирование напряжения осуществляется непосредственно на месте его потребления, т. е. стабилизация напряжения на заданном уровне выполняется для каждого отдельного потребителя или группы потребителей.

Регулирование напряжения может производиться автоматически, без отключения трансформатора от сети. Этот способ называют *регулированием под нагрузкой* (РПН). Он требует применения сложных и дорогих переключающих устройств.

Для трансформаторов небольшой мощности часто используют регулирование напряжения без возбуждения, т. е. после отключения всех их обмоток от сети. Этот способ регулирования называют *переключением без возбуждения* (ПБВ). При ПБВ потребитель на какое-то время оказывается отключенным от сети. Это особенно неудобно в тех случаях, когда нагрузка меняется часто. Зато устройства, необходимые для такого способа, просты по конструкции и относительно дешевы.

При ПБВ в обмотке ВН трансформатора делают ряд ответвлений, каждое из которых соответствует заданному числу последовательно включенных витков обмотки. Трансформаторы мощностью до 630 кВ·А имеют на обмотке пять ответвлений, из которых среднее соответствует нормальному напряжению сети (например, 6,3 кВ), а другие — напряжениям, отличающимся от него на $\pm 2,5$ или ± 5 %. Напряжение регулируется ступенями по 157,5 В. В обмотке каждой ступени регулирования напряжения соответствуют 25 последовательно включенных витков.

Регулирование напряжения трансформаторов способом РПН производят так же, как и способом ПБВ, но число ответвлений обмотки, т. е. число регулировочных ступеней, бывает больше, а диапазон регулирования шире. Для трансформаторов мощностью от 1 000 до 80 000 кВ·А установлены диапазоны регулирования ± 9 , ± 10 , ± 12 %. Более глубокое регулирование требуется для некоторых специальных трансформаторов, например электропечных. У них отношение нижнего и верхнего пределов регулирования напряжения обмотки НН нередко составляет 1 : 3, а иногда может достигать 1 : 5.

18.6. Техническое обслуживание силовых трансформаторов

При осмотре силовых трансформаторов проверяют показания термометров и мановакуумметров, состояние кожухов трансформаторов, убеждаются в отсутствии течи масла, контролируют на-

личие масла в маслonaполненных вводах, соответствие уровня масла в расширителе температурной отметке, проверяют состояние изоляторов, маслоохлаждающих и маслосборных устройств, ошиновки и кабелей, убеждаются в отсутствии нагрева контактных соединений, контролируют исправность пробивных предохранителей и сигнализации, а также сети заземления трансформаторного помещения.

Осмотры без отключения трансформаторов производят:

в электроустановках с постоянным дежурным персоналом 1 раз в сутки;

в электроустановках без постоянного дежурного персонала не реже 1 раза в месяц;

на трансформаторных пунктах не реже 1 раза в 6 мес.

Внеочередные осмотры выполняют при резком изменении температуры наружного воздуха и после каждого отключения трансформатора в результате срабатывания устройств токовой или дифференциальной защиты.

Трансформатор выводят из работы в следующих случаях:

потрескивание внутри трансформатора или неравномерный шум;

ненормальный и постоянно возрастающий нагрев трансформатора при нормальных нагрузке и охлаждении;

выброс масла из расширителя или разрыв диафрагмы выхлопной трубы;

течь масла с опусканием его уровня ниже уровня масломерного стекла;

необходимость немедленной замены масла по результатам лабораторных анализов.

У трансформаторов мощностью 160 кВ · А и более масло подвергают непрерывной регенерации, осуществляемой в термосифонных фильтрах или путем периодического присоединения абсорбера.

Находящееся в эксплуатации изоляционное масло подвергают лабораторным испытаниям в следующие сроки:

не реже 1 раза в 3 года для трансформаторов, работающих с термосифонными фильтрами (сокращенный анализ);

после каждого капитального ремонта трансформаторов;

не реже 1 раза в год для трансформаторов, работающих без термосифонных фильтров (сокращенный анализ).

Температура верхних слоев масла при номинальной нагрузке трансформатора и максимальной температуре охлаждающей среды (30 °С — воздуха, 25 °С — воды) не должна превышать, °С:

70 — в трансформаторах с принудительной циркуляцией масла и воды;

75 — в трансформаторах с принудительной циркуляцией масла и воздуха;

95 — в трансформаторах с естественной циркуляцией воздуха и масла или принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла.

Для трансформаторов с дутьевым охлаждением масла допускается работа с выключенным дутьем, если нагрузка меньше номинальной и температура верхних слоев масла не превышает 55°C , а при отрицательных температурах окружающего воздуха и температуре масла не выше 45°C — вне зависимости от нагрузки.

Анализ масла позволяет обнаружить внутренние повреждения трансформатора, которые развиваются медленно, например наличие прямого контакта в переключателе ответвлений, «пожар в стали».

По изменению показателей трансформаторного масла можно судить о причинах нарушений работы электрических маслонаполненных аппаратов и своевременно принимать меры, предотвращающие аварию.

Одним из таких показателей является цвет масла. Свежее трансформаторное масло, залитое в электроаппарат, должно иметь светло-желтый цвет. В процессе эксплуатации масло темнеет под влиянием нагрева, загрязнений и образующихся при окислении осадков. Свежее масло может иметь темный цвет от загрязнения при транспортировке или в результате недостаточно хорошей очистки. Быстрое потемнение масла при эксплуатации происходит от образующегося в нем углерода в результате чрезмерного перегрева. Цвет масла не относится к браковочным показателям и действующими инструкциями не нормируется, но он позволяет ориентировочно оценить качество масла при обслуживании маслонаполненных электроустановок.

Загрязнение масла может происходить от попадания в него в результате растворения лаков, красок, бакелитовой и хлопчатобумажной изоляции, образования углерода из-за горения электрической дуги, появления шлака вследствие старения масла. Появление в трансформаторном масле осадков и примесей опасно тем, что они, будучи сильно гигроскопичными, при отложениях на поверхности изоляции трансформаторов способствуют короткому замыканию.

Если визуально определено, что масло содержит примеси в виде осадка, оно должно быть подвергнуто фильтрации или центрифугированию.

О качестве масла можно судить по наличию воды. Вода в масле появляется при его старении или в результате разгерметизации аппарата.

Вода может содержаться в трех видах: растворенная (появляется от попеременного нагрева и охлаждения масла), осажденная (на дне резервуара), взвешенная (в виде капелек в масле или в виде эмульсии).

Важным качественным показателем трансформаторного масла является температура вспышки, т.е. температура, при которой пары масла, нагреваемого в закрытом сосуде, образуют с воздухом смесь, вспыхивающую при поднесении к ней пламени. Чем ниже температура вспышки, тем больше испаряемость масла.

Состав масла при испарении ухудшается, растет вязкость, образуются вредные и взрывоопасные газы. Температура вспышки масла при правильной эксплуатации трансформатора несколько увеличивается, так как из масла улетучиваются легкие фракции, однако иногда температура вспышки резко снижается. Это происходит из-за крекинг-процесса масла в результате повреждений внутри трансформатора. Чаще такие повреждения сопровождаются срабатыванием газовой защиты. Если газовая защита сработала, трансформаторное масло следует подвергнуть внеочередной контрольной проверке — сокращенному анализу, испытанию на диэлектрическую прочность и температуру вспышки, которая должна быть не ниже 135 °С.

Снижение температуры вспышки более чем на 5 °С по сравнению с первоначальной указывает на наличие неисправности в трансформаторе. Если качество масла оказывается ниже установленной нормы как на работающем, так и на отключенном трансформаторе, масло следует заменить или подвергнуть фильтрации и регенерации.

Температурой застывания масла называют максимальную температуру, при которой масло загустевает настолько, что при наклоне пробирки с охлажденным маслом под углом 45 °С его уровень остается неизменным в течение 1 мин. Для свежего масла температура застывания должна быть не ниже -45 °С. Можно включать в работу трансформатор с застывшим маслом, но при этом нужно внимательно следить за его температурой, так как из-за отсутствия циркуляции возможен недопустимый нагрев обмоток трансформатора. Следует помнить, что температура масла очень приблизительно отражает действительную температуру обмоток трансформатора.

Способность трансформаторного масла противостоять окислительному воздействию кислорода воздуха при повышенной температуре называют его стабильностью. Она характеризуется количеством осадка, кислотным числом и содержанием водорастворимых кислот в окисленном масле, подвергнутом искусственному старению.

После окисления масла марки ТК количество осадка в нем должно составлять не более 0,1 %.

В масле при регенерации может остаться некоторое количество серной кислоты или щелочи. Кислоты могут образовываться в масле и в результате его окисления при эксплуатации. Водорастворимые

кислоты и щелочи в масле приводят к резкому ухудшению его качества. Низкомолекулярные кислоты вызывают коррозию металлов и старение изоляции. Наличие кислот характеризуют кислотным числом, которое соответствует количеству едкого натра в миллиграммах, необходимому для нейтрализации всех свободных кислот в 1 г масла.

Очень важно, чтобы вязкость заливаемого в трансформатор масла была как можно меньше. Это способствует лучшему отводу теплоты от обмоток. Кинематическая вязкость масла при температуре 20 °С должна составлять не более 30 мм²/с, при 50 °С — не более 9,6 мм²/с.

В процессе эксплуатации повышается зольность масла из-за коррозии металлов (меди, железа), растворения лаков.

Наличие серы в свободном состоянии либо в соединениях, легко ее отдающих, в масле недопустимо. Сера приводит к сильному увеличению сопротивления контактов в переключателях ответвлений трансформаторов и особенно в выключателях.

Метод определения степени отмывки масел от посторонних примесей называется натровой пробой с подкислением. Натровая проба свежего масла характеризует его стабильность. Оценивают натровую пробу баллами. Так, для масла марки ТК_п она должна быть не более одного, а для масла марки ТК — менее двух баллов.

Для свежего трансформаторного масла, поступающего с завода, установлены нормы тангенса угла диэлектрических потерь (tgδ), характеризующего степень очистки масла на заводе. При ухудшении изоляционных характеристик трансформаторов нужно проводить измерение tgδ. Его оценивают в процентах при температуре 20, 70 и 90 °С.

Важным показателем качества трансформаторного масла является его электрическая прочность. Определяют ее, прикладывая к маслу испытательное напряжение. Когда напряжение достигает критического значения, сопротивление масла снижается до нуля и происходит пробой.

Напряжение, при котором происходит пробой масла в стандартном разряднике с расстоянием между электродами, равным 2,5 мм, называют пробивным напряжением, или пробивной прочностью масла.

При загрязнении и особенно при увлажнении трансформаторного масла его электрическая прочность резко снижается. Очистку трансформаторного масла от механических примесей и его сушку в процессе эксплуатации производят, используя специальные установки ПСМ 1-3000, СМ 1-3000, ПСМ 2-4. За один цикл очистки можно поднять электрическую прочность масла до 5...7 кВ.

Для глубокой и качественной очистки трансформаторного масла применяют цеолитовые установки, в которых с помощью цеолитов — алюмосиликатов, способных впитывать различные вещества, — из масла адсорбируется влага.

18.7. Ремонт силовых трансформаторов

При наличии технической документации предшествующая ремонту дефектация сводится к осмотру и определению состояния и комплектности трансформатора, уточнению условий и возможностей организации ремонта на месте. При отсутствии технической документации осмотр и дефектацию производят в полном объеме с выполнением необходимых замеров и испытаний. Результаты осмотра и дефектации заносят в специальную ведомость дефектов.

При текущем ремонте трансформаторов производят наружный осмотр трансформатора и всей арматуры, удаляют грязь из расширителя, доливают масло (в случае необходимости), проверяют маслоуказательные устройства, спускной кран и уплотнения, пробивные предохранители у трансформаторов с незаземленной нейтралью на стороне низшего напряжения, контролируют рабочее и защитное заземления, сопротивление изоляции обмоток, проводят испытание трансформаторного масла, проверяют действие газовой защиты.

При капитальном ремонте трансформаторов производят: вскрытие трансформатора (рис. 18.7); подъем сердечника и осмотр его; ремонт выемной части (стали, обмотки, переключателей, отводов); ремонт крышки расширителя, кранов, изоляторов, охлаждающих и маслоочистительных устройств; чистку и в случае необходимости окраску кожуха; проверку контрольно-измерительных приборов, сигнальных и защитных устройств; очистку или замену масла; сушку изоляции; сборку трансформатора. После сборки выполняют предусмотренные измерения и испытания трансформатора.

Изоляцию трансформатора, выведенного в ремонт, предварительно испытывают мегомметром для определения необходимости сушки. Чтобы избежать увлажнения изоляции в процессе ремонта, активную часть трансформатора при относительной влажности окружающего воздуха выше 75 % можно держать вне масла не более 12 ч, при влажности 65...75 % — 16 ч и при влажности до 65 % — 24 ч.

Трансформатор вскрывают для ревизии при температуре активной части, равной или выше температуры окружающей среды. При температуре окружающего воздуха ниже 0 °С трансформатор с маслом подогревают до температуры 20 °С. У сухих трансформа-

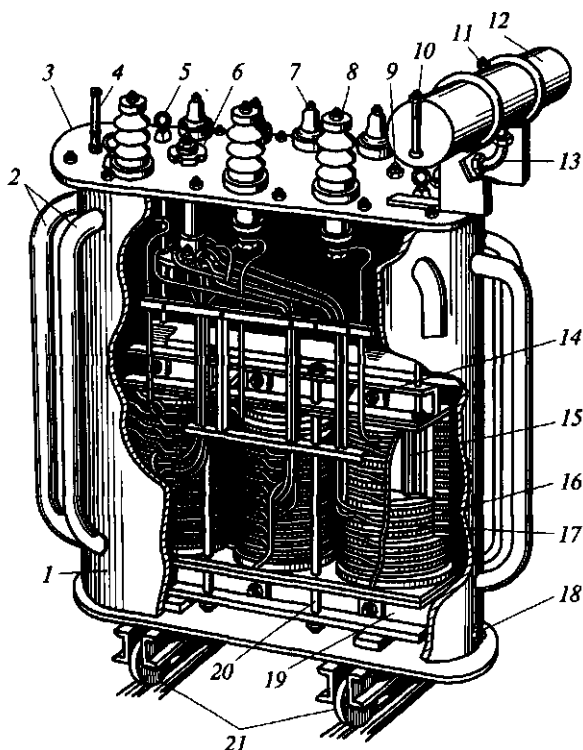


Рис. 18.7. Силовой трехфазный масляный трансформатор:

1 — бак; 2 — циркуляционные трубы; 3 — крышка; 4 — термометр; 5 — подъемное кольцо; 6 — регулятор напряжения; 7, 8 — вводы обмоток НН и ВН; 9 — пробка отверстия для масла; 10 — маслоуказатель; 11 — пробка расширителя; 12 — расширитель; 13 — патрубок; 14 — горизонтальная шпилька; 15 — магнитопровод; 16, 17 — обмотки НН и ВН; 18 — маслоспускная пробка; 19 — ярмовая балка; 20 — вертикальная стяжная шпилька; 21 — катки

торов температура, измеренная на ярме, должна быть не ниже 10°C . Время нахождения активной части вне масла при ремонте может быть увеличено вдвое по сравнению с указанными ранее нормами при температуре окружающего воздуха выше 0°C , влажности ниже 75% и температуре активной части, не менее чем на 10°C превышающей температуру окружающего воздуха.

Влажность воздуха измеряют психрометром или двумя термометрами, один из которых увлажняют смоченной ватой. По разности показаний сухого и увлажненного термометров определяют влажность воздуха в процентах, пользуясь психрометрической таблицей.

Характерные повреждения основных элементов силовых трансформаторов и возможные их причины приведены в табл. 18.5. Опе-

Характерные повреждения силовых трансформаторов

Элементы трансформатора	Повреждение	Возможные причины
Обмотки	Межвитковое замыкание	Естественное старение и износ изоляции. Систематические перегрузки трансформатора. Динамические усилия при сквозных коротких замыканиях
	Замыкание на корпус (пробой), межфазное замыкание	Старение изоляции, увлажнение масла и понижение его уровня. Внутренние и внешние перенапряжения. Деформация обмоток вследствие динамических нагрузок при сквозных коротких замыканиях
	Обрыв цепи	Отгорание отводов обмотки в результате низкого качества соединения или электродинамических нагрузок при коротких замыканиях
Переключатели напряжения	Отсутствие контакта	Нарушение регулировки переключающего устройства
	Оплавление контактной поверхности	Термическое воздействие сверхтоков на контакт при коротких замыканиях
	Перекрытие на корпус	Трещины в изоляторах. Понижение уровня масла в трансформаторе при одновременном загрязнении внутренней поверхности изолятора
	Перекрытие между вводами отдельных фаз	Повреждение изоляции отводов к вводам или переключателю
Магнитопровод	Увеличение тока холостого хода («пожар в стали»)	Ослабление шихтованного пакета магнитопровода. Нарушение изоляции между отдельными пластинами стали или изоляции стяжных болтов. Слабая прессовка пластин. Образование короткозамкнутого контура при повреждении изоляционных прокладок между ярмом и магнитопроводом. Образование короткозамкнутого

Элементы трансформатора	Повреждение	Возможные причины
Бак и арматура	Течь масла из сварных швов, кранов и фланцевых соединений	контура при выполнении заземления магнитопровода со стороны вводов обмоток ВН и НН Нарушение сварного шва из-за механических или температурных воздействий. Плохо притерта пробка крана. Повреждена прокладка под фланцем

Таблица 18.6

Ремонт обмоток силовых трансформаторов

Операция	Описание работ	Примечание
Устранение поверхностных повреждений небольших участков витковой изоляции	Поврежденную витковую изоляцию восстанавливают путем наложения на оголенный провод витка слоя маслястойкой лакоткани ЛХСМ в полуперекрышу	Работу выполняют без демонтажа обмотки
Устранение ослабления прессовки обмоток	Обмотки, не имеющие прессующих колец, подпрессовывают	По всей окружности обмотки между уравнивательной и ярмовой изоляциями забивают дополнительные прокладки из прессованного электрокартона (рис. 18.8)
Восстановление изоляции отвода	Изоляцию отвода восстанавливают путем наложения на поврежденный участок двух слоев лакоткани шириной 25...30 мм	
Ремонт изоляции обмоток с использованием провода поврежденной катушки	Поврежденную изоляцию удаляют обжигом в печи при температуре 450...500 °С. Витки изолируют кабельной бумагой или тафтяной лентой в два слоя с перекрытием	Изолированной катушке придают нужный размер путем подпрессовки. Изготовленную катушку высушивают, пропитывают лаком ГФ-95 и выдерживают при температуре 100 °С в течение 8...12 ч

Операция	Описание работ	Примечание
Изготовление цилиндрической обмотки НН из провода прямоугольного профиля	Применяют обмоточные станки с ручным или моторным приводом. Провод наматывают на шаблон. Перед намоткой провода на шаблон накладывают слой электротехнического картона толщиной 0,5 мм, предохраняющего витки первого слоя от сдвига при снятии катушки. При намотке однослойной катушки витки закрепляют с помощью банджа из киперной ленты. При намотке многослойных катушек бандажирование не делают	При переходе из одного слоя в другой в местах перехода прокладывают полоску прессшпана длиной на 4...5 мм больше ширины витка для предохранения изоляции крайних витков
Изготовление многослойной обмотки НН из круглого провода	Операцию выполняют аналогично предыдущей. Каждый слой обматывают кабельной бумагой, которой покрывают все витки и пояски, уложенные в торцах шаблона	Поясок изготавливают в виде полоски из электротехнического картона толщиной, равной диаметру провода. Сам поясок схватывают бумагой шириной 25 мм и укладывают в торце шаблона
Соединение обмоток	Провода с площадью сечения до 40 мм ² соединяют пайкой паяльником, большего сечения — специальными клещами	При пайке проводов применяют флюс-канифоль (кислотой пользоваться запрещается) или порошкообразную буру. В качестве припоя используют брусок фосфористой бронзы диаметром 3...4 мм. Могут применяться серебряные припой марок ПСр-45, ПСр-70
Пропитка и сушка обмоток	Обмотки опускают в глифталевый лак и выдерживают до полного выхода пузырьков воздуха, затем поднимают, дают стечь излишкам лака (в течение 15...20 мин) и помещают в сушильную камеру (рис. 18.9)	Сушка считается законченной, когда лак образует твердую блестящую и эластичную пленку

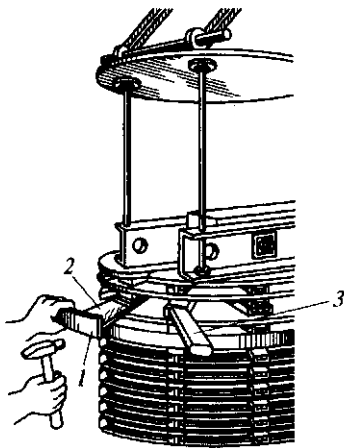


Рис. 18.8. Подпрессовка обмоток трансформатора:

1 — брусок; 2 — дополнительная прокладка; 3 — клин

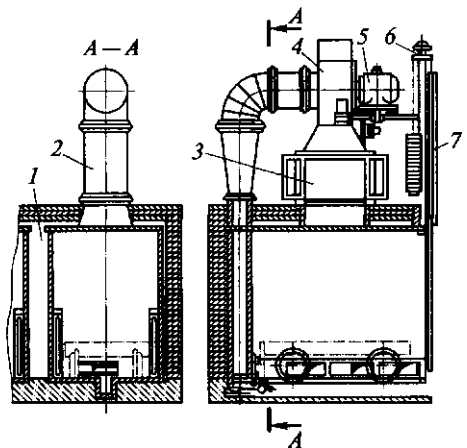


Рис. 18.9. Сушильная камера с электрообогревом:

1 — теплоизоляция; 2 — соединительный короб; 3 — калорифер; 4 — вентилятор; 5 — электродвигатель; 6 — механизм подъема двери; 7 — дверь камеры

рации, выполняемые при ремонте обмоток, магнитопровода, расширителя, описаны в табл. 18.6—18.8.

В трансформаторах мощностью 100 ... 1 000 кВ · А и напряжением до 10 В применяют трехфазный переключатель ТПСУ-9-120/10 на номинальный ток 120 А (рис. 18.11). Вал 1 привода переключателя проходит через фланец 14 и связан вверху с колпаком 17 привода, а внизу — с бумажно-бакелитовой трубкой 8, в которой закреплен коленчатый вал 7 с контактными сегментами 6. Нижний конец коленчатого вала центрирован в пластине 2. Коленчатый вал закрыт снаружи бумажно-бакелитовым цилиндром 10, который болтами 11 прикреплен к чугунному фланцу 9.

Операции, выполняемые при ремонте переключателя, описаны в табл. 18.9.

Сушка трансформаторов может выполняться методом индукционных потерь в стали бака, в специальном шкафу, инфракрас-

Таблица 18.7

Ремонт магнитопровода силового трансформатора

Операция	Описание работ	Примечание
Разборка магнитопровода	Отвертывают верхние гайки вертикальных шпилек и гайки гори-	Шпильки извлекают из ярма. Балку маркируют надписью «Сторона ВН»

Операция	Описание работ	Примечание
Замена изоляции стяжных шпилек	<p>зонтальных прессующих шпилек. Снимают ярмовые балки. Расшихтовывают верхнее ярмо со стороны ВН и НН одновременно. Делают эскиз взаимного расположения пластин двух последних слоев активной стали магнитопровода. Связывают верхние концы пластин, продевая кусок проволоки в отверстие для стержня. Демонтируют обмотки</p> <p>Бумажно-бакелитовую трубку изготавливают из кабельной бумаги толщиной 0,12 мм и при намотке на шпильку пропитывают бакелитовым лаком, затем запекают. Изолирующие шайбы и прокладки изготавливают из электрокартона ЭМ толщиной не менее 2 мм. Проверяют изоляцию стяжных шпилек, накладок и ярмовых балок мегаомметром на напряжение 1 000...2 500 В</p>	<p>или «Сторона НН». При расшихтовке вынимают по две-три пластины, не перемешивая, связывают их в пакет. Укладка пластин после ремонта должна соответствовать заводской</p> <p>Толщина стенок изоляционных трубок для шпилек диаметром 12...25 мм должна быть 2...3 мм, диаметром 25...50 мм — 3...4 мм, диаметром более 50 мм — 5...6 мм. Диаметр изолирующей шайбы должен быть на 3...5 мм больше диаметра нажимной. Сопротивление изоляции стяжных шпилек должно быть не ниже 10 МОм</p>
Удаление старой изоляции листов стали	Удаляют старую изоляцию стальными щетками или кипячением листов в воде, если они покрыты бумажной изоляцией	Можно применять обжиг листов с равномерным нагревом при температуре 250...300 °С в течение 3 мин
Изолирование листов	Изолирование пластин допускается через одну. Новый слой лака наносят пульверизатором. Сушат в течение 6...8 ч при температуре 20...30 °С	Используют смесь из 90 % лака 202 и 10 % чистого керосина или из глифталевого лака 1154 и растворителей (бензина и бензола). Можно применять зеленую эмаль МТЗ

Операция	Описание работ	Примечание
Изготовление новых листов стали после «пожара в стали»	Листы раскраивают так, чтобы длинная сторона была обязательно вдоль проката. Отверстия для стяжных шпилек делают только штампом	Сверление не допускается
Измерение сопротивления изоляции	Сопротивление межлистовой изоляции измеряют методом амперметра и вольтметра (рис. 18.10)	Сопротивление не должно отличаться от заводских данных более чем в 2 раза

Рис. 18.10. Измерение сопротивления постоянному току межлистовой изоляции пакета магнитопровода:

1 — магнитопровод; 2 — медные пластины; 3 — вольтметр постоянного тока со шкалой на 25 В; 4 — аккумуляторная батарея напряжением 24 В; 5 — реостат сопротивлением 50...100 Ом; 6 — амперметр постоянного тока со шкалой на 5 А

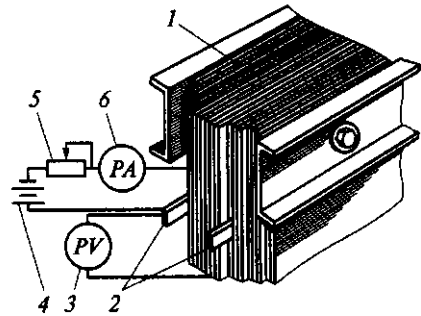


Таблица 18.8

Ремонт расширителя

Операция	Описание работ	Примечание
Очистка от грязи и ржавчины наружной поверхности	Очищают расширитель металлической щеткой и протирают насухо чистой ветошью	Окончательную очистку производят тряпкой, смоченной в бензине
Очистка внутренней поверхности	Вырезают заднюю стенку расширителя, очищают внутреннюю поверхность от грязи и ржавчины, после чего окрашивают маслястой эмалью или нитроэмалью. Вырезают из листовой стали новую стенку и приваривают к корпусу расширителя	Стенку вырезают, оставляя выступ-кольцо, к которому после очистки приваривают новое дно. Стенку приваривают, не допуская пережога металла, ровным, плотным швом без трещин

Операция	Описание работ	Примечание
Пропитка обмотки. Бандажирование	Пропитывают обмотку якоря лаком в ванне, просушивают в сушильной камере (до и после пропитки). Проверяют изоляцию обмотки на корпус, заготовляют и укладывают изоляцию под бандажи. Накладывают шнуровые и проволочные бандажи и запаивают последние	Сушильная камера, ручные ножницы, комбинированные кусачки
Присоединение обмотки якоря к коллектору	Выправляют петушки коллектора, лудят петушки и концы обмотки. Разбирают концы и присоединяют их согласно схеме к петушкам. Расклинивают петушки, пропаивают и зачищают	Асбестовые полосы толщиной 0,3 мм

Таблица 18.9

Ремонт переключателя ТПСУ

Операция	Описание работ	Примечание
Проверка и ремонт переключателя	Поворачивают несколько раз переключатель по часовой стрелке, устанавливая его последовательно в положения I, II и III, соответствующие фазам А, В и С. Проверяют плотность прилегания контактных сегментов к контактным стержням (см. рис. 18.11). Убеждаются в надежности паяк отводов к переключателю и плотности затяжки контргайки наконечника стойки. При необходимости производят перепайку отводов припоем ПОС-40	Наличие четкого щелчка при переключении свидетельствует об исправности механизма переключения. В переключенном положении фиксирующие шпильки должны входить в свои гнезда
Установка переключателя после ремонта	Протирают место установки ветошью, смоченной в бензине. Старые уплотнения заменяют новыми	Поверхности контактирующих деталей зачищают

Операция	Описание работ	Примечание
Ремонт сальникового уплотнения	Вывинчивают шпильку и снимают колпак привода, вывинчивают сальниковую пробку. Заменяют сальниковое уплотнение, завинчивают сальниковую пробку, ручку переключателя устанавливают на место и завинчивают шпильку	Все операции производят после установки переключателя

ными лучами, воздуходувкой, под вакуумом, токами нулевой последовательности и др. Каждый из перечисленных способов имеет свои достоинства и недостатки.

В ремонтной практике наиболее широко применяют сушку методом индукционных потерь в стали бака. Сущность его состоит в том, что при прохождении переменного тока по временной намагничивающей обмотке, наложенной на бак, образуется сильное магнитное поле, которое, замыкаясь через сталь бака, нагревает его. При этом нагреваются все металлические части внутри бака, что способствует испарению влаги из изоляции обмоток и магнитопровода.

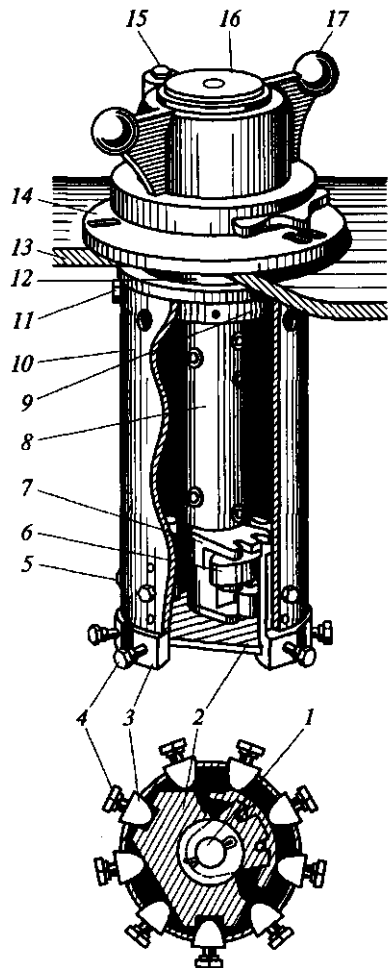


Рис. 18.11. Трехфазный переключатель ТПСУ-9-120/10:

1 — вал привода; 2 — центрирующая пластина; 3 — неподвижный контакт; 4 — контактный болт; 5, 11 — болты, крепящие цилиндр; 6 — контактный сегмент; 7 — коленчатый вал; 8 — бумажно-бакелитовая трубка; 9 — фланец; 10 — бумажно-бакелитовый цилиндр; 12 — резиновое уплотнение; 13 — бак трансформатора; 14 — фланец колпака; 15 — стопорный болт; 16 — дощечка; 17 — колпак привода

18.8. Методы испытаний трансформаторов

У силовых трансформаторов сопротивление обмоток постоянному току измеряют методом падения напряжения (с помощью амперметра и вольтметра) или мостовым. Измерения проводят при установившейся температуре обмоток, которая должна быть указана в протоколе испытаний. Ток в обмотках должен быть не более 20 % номинального. Обычно сопротивление измеряют при напряжении до 15 В и токе 10 А. Источниками тока служат аккумуляторные батареи.

Приборы, применяемые при измерении, должны иметь класс точности не ниже 0,5. Пределы измерения приборов должны быть такими, чтобы отсчеты велись по второй половине шкалы. Для исключения ошибок, обусловленных индуктивностью обмоток, сопротивления измеряют только при вполне установившемся токе.

Для сравнения измеренных сопротивлений последние приводят к одной и той же температуре по формуле

$$R_2 = R_1 \frac{235 + t_2}{235 + t_1},$$

где R_2 — сопротивление, приведенное к температуре t_2 ; R_1 — сопротивление, измеренное при температуре t_1 .

Коэффициент трансформации измеряют методом двух вольтметров, один из которых присоединяют к обмотке низшего напряжения, а другой — к обмотке высшего.

Проверку группы соединения обмоток выполняют двумя вольтметрами, или полярометром (метод постоянного тока), или фазометром (прямой метод).

Для определения группы соединения обмоток прямым методом последовательную обмотку однофазного фазометра присоединяют через реостат к зажимам одной из обмоток трансформатора, а параллельную обмотку — к одноименным зажимам другой обмотки испытуемого трансформатора. К одной из обмоток трансформатора подводят пониженное напряжение, достаточное для работы фазометра. Фазометр показывает угол сдвига фаз между первичным и вторичным напряжениями, т. е. группу соединений обмоток.

Испытание изоляции стяжных болтов и ярмовых балок у трансформаторов мощностью до 630 кВ · А включительно проводят мегомметром на напряжение 1 000 В, а у трансформаторов мощностью 1 000 кВ · А и выше — напряжением 2 000 В переменного тока от испытательного трансформатора мощностью не менее 1 кВ · А.

Ток и потери холостого хода измеряют приложением номинального напряжения номинальной частоты и практически синусу-

соидальной формы к обмотке низшего напряжения при разомкнутых остальных обмотках. За номинальное напряжение трехфазной системы принимают напряжение, подводимое к крайним фазам *A* и *C*. Ток холостого хода трансформатора I_0 определяют как среднее арифметическое значение измеренных при холостом ходе первичных токов трех фаз, отнесенное к номинальному току:

$$I_0 = \frac{I_{\text{изм}}}{I_{\text{ном}}} 100 \%$$

Потери холостого хода измеряют с помощью двух ваттметров. В процессе эксплуатации потери холостого хода измеряют при пониженном напряжении (5... 10 % номинального) и приводят их к номинальному напряжению по формуле

$$P_0 = P'_0 \left(\frac{U_{\text{ном}}}{U'} \right)^n,$$

где P_0 , P'_0 — потери холостого хода соответственно при номинальном напряжении $U_{\text{ном}}$ и пониженном напряжении U' ; n — показатель степени, зависящий от марки электротехнической стали.

При капитальном ремонте трансформаторов с частичной сменой обмоток испытательное напряжение выбирают в зависимости от того, сопровождалась ли замена части обмоток их снятием с сердечника или нет. Наибольшее значение испытательного напряжения при частичном ремонте принимают равным 90 % напряжения, указываемого заводом-изготовителем. При капитальном ремонте без смены обмоток и изоляции или со сменой изоляции, но без смены обмоток испытательное напряжение принимают равным 85 % заводского испытательного напряжения.

Контрольные вопросы

1. Что такое трансформатор?
2. Какие схемы соединения трехфазных двухобмоточных трансформаторов вы знаете?
3. На что обращают первоочередное внимание при осмотре трансформаторов?
4. Назовите основные показатели качества трансформаторного масла.
5. Какова периодичность осмотров трансформаторов, находящихся в эксплуатации?
6. Расскажите о технологии ремонта обмоток силовых трансформаторов.
7. Как определяют потери холостого хода трансформатора?

**АППАРАТЫ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА
В СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1000 В**

**19.1. Основные аппараты, применяемые в сетях
напряжением выше 1000 В**

Высоковольтные выключатели являются наиболее ответственными аппаратами распределительных устройств. Они служат для включения и отключения электрических цепей в нормальных условиях эксплуатации, а также для их отключения в случае коротких замыканий и сверхтоков, вызванных недопустимыми перегрузками или иными отклонениями от нормальных условий эксплуатации.

Между контактами выключателя, расходящимися при его срабатывании, в случае отключения электрической цепи под током возникает электрическая дуга. Поэтому выключатель имеет устройство, позволяющее разорвать и быстро погасить дугу и не дать ей возможность возникнуть вновь.

Различают следующие виды выключателей:

многообъемные масляные, в которых масло служит газогенерирующим материалом и изоляцией;

малообъемные масляные, в которых масло является только газогенерирующим материалом, а для изоляции частей, находящихся под напряжением, используются твердые диэлектрики;

автогазовые, в которых применяются твердые газогенерирующие материалы. Гашение дуги осуществляется газами, выделяющимися из стенок камер под действием высокой температуры дуги;

воздушные, в которых дуга гасится струей сжатого воздуха, запасенного в резервуаре выключателя;

газовые, в которых гасящей средой является газ с сильно выраженными электроотрицательными свойствами, например шестифтористый серный газ (элегаз);

электромагнитные с гашением дуги в имеющейся в дугостойком материале узкой щели (лабиринте), в которую дуга затягивается магнитным полем;

вакуумные, в которых гашение дуги происходит в вакууме.

У масляных выключателей деионизация, определяющая скорость восстановления электрической прочности межконтактного пространства, происходит из-за охлаждения дуги, разложения масла и повышения давления в гасительной камере.

Наиболее распространенными для внутренней и наружной установок в цепях напряжением 6 или 10 кВ являются трехполюсные маломасляные выключатели типа ВМП-10 различных модификаций. Основными частями выключателя ВМП-10К (рис. 19.1) являются рама 3, три бачка 1, каждый из которых подвешен на опорных изоляторах 2 и связан изоляционной тягой 4 с валом 8 выключателя, и межполюсные перегородки 7. В раме предусмотрена возможность монтажа механизма вкатывания тележек с системой указателей и блокировок. Для повышения стойкости контактов полюсов к действию электрической дуги съемный наконечник подвижного контакта и верхние торцы панелей розеточного контакта облицованы дугостойкой керамикой.

Выключатели всех серий типа ВМПП максимально унифицированы и отличаются сечением токопровода и размерами выводов, а также конструкцией дугогасительных камер и мощностью

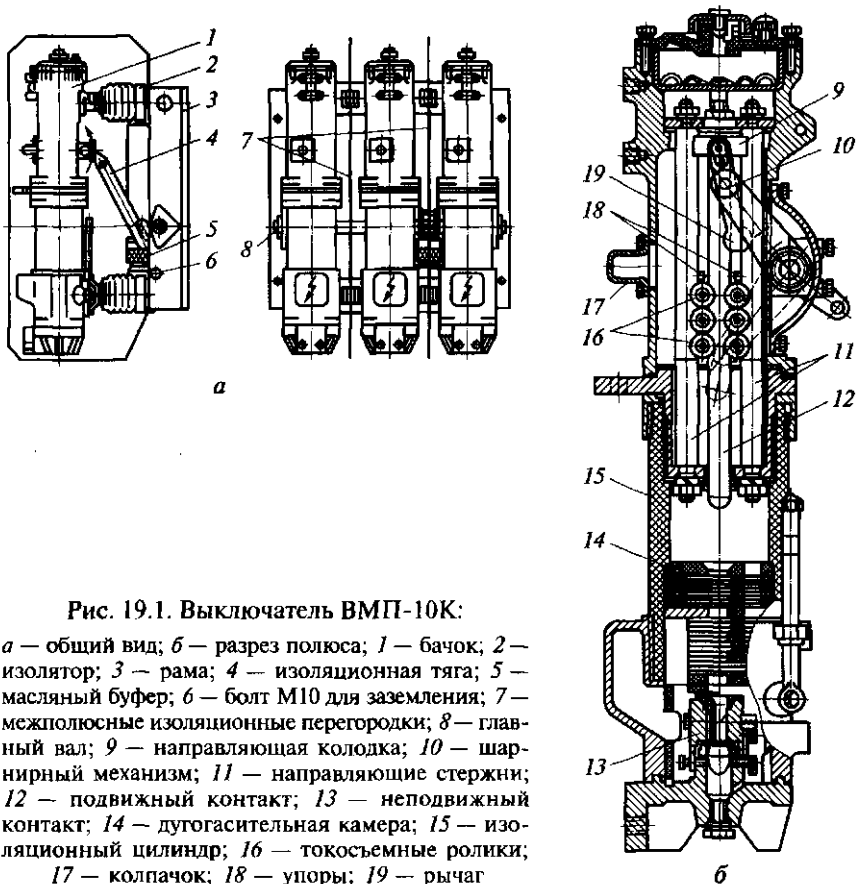


Рис. 19.1. Выключатель ВМП-10К:

a — общий вид; *б* — разрез полюса; 1 — бачок; 2 — изолятор; 3 — рама; 4 — изоляционная тяга; 5 — масляный буфер; 6 — болт М10 для заземления; 7 — межполюсные изоляционные перегородки; 8 — главный вал; 9 — направляющая колодка; 10 — шарнирный механизм; 11 — направляющие стержни; 12 — подвижный контакт; 13 — неподвижный контакт; 14 — дугогасительная камера; 15 — изоляционный цилиндр; 16 — токосъемные ролики; 17 — колпачок; 18 — упоры; 19 — рычаг

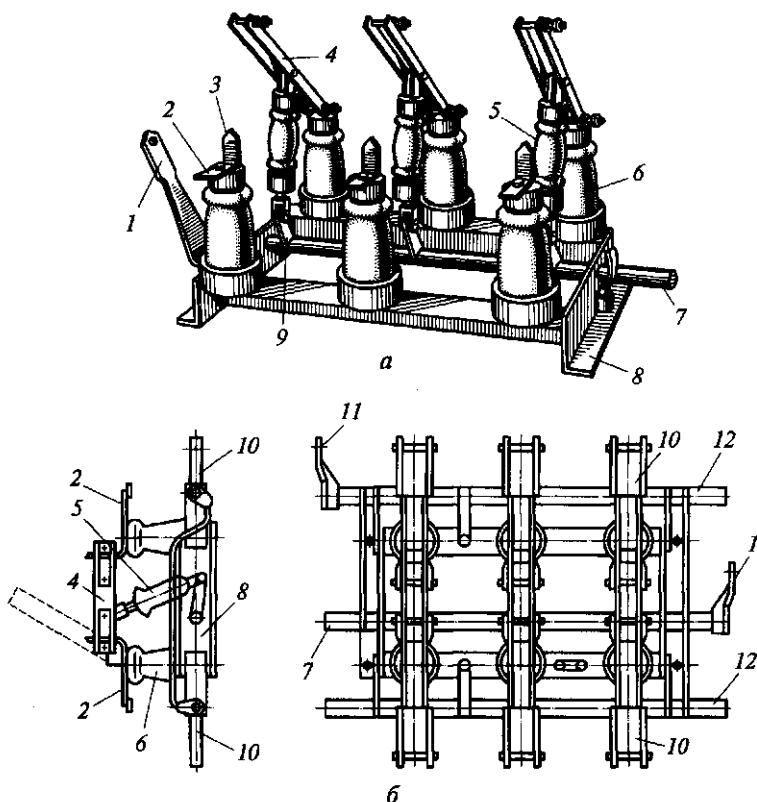


Рис. 19.2. Трехполюсные разъединители:

a — RV; *б* — RVЗ-10/400 III с заземляющими ножами; 1 — приводной рычаг на валу разъединителя; 2 — контакт для присоединения шин; 3 — неподвижный контакт; 4, 10 — подвижный и заземляющий ножи; 5 — фарфоровая тяга; 6 — опорный изолятор; 7, 12 — валы разъединителя и заземляющих ножей; 8 — металлическая рама; 9 — поводок фарфоровой тяги; 11 — рычаг вала заземляющих ножей

привода. Выключатели изготовляют на номинальное напряжение 10 кВ, ток в цепи 630, 1 000, 1 600 А и ток отключения 20 кА.

Разъединители предназначены для отключения и включения оборудования или отдельных участков сети, находящихся под напряжением, отключения участков сети с незначительными токами, а также для создания видимого разрыва электрической цепи при работах на линии или оборудовании.

Разъединители подразделяют по роду установки (внутренняя или наружная), напряжению (6 или 10 кВ), току (400, 630 А и более) и исполнению. Разъединители могут быть однополюсными, трехполюсными (рис. 19.2, *a*) и трехполюсными с заземляющими ножами (рис. 19.2, *б*).

Однополюсные разъединители обозначают буквами РВО, трехполюсные — РВ, трехполюсные с заземляющими ножами — РВЗ с указанием номинальных значений напряжения и тока. Разъединители с заземляющими ножами имеют три варианта исполнения: I — заземляющие ножи со стороны разъемных контактов, II — заземляющие ножи со стороны шарнирных контактов и III — заземляющие ножи с обеих сторон.

Выключатели нагрузки представляют собой высоковольтные выключатели облегченного типа, отключающие и включающие электрическую цепь при токе нагрузки несколько сотен ампер. Такие выключатели непригодны для отключения токов короткого замыкания. Их используют в электротехнических установках небольшой мощности с рабочим напряжением 6 или 10 кВ.

По своей конструкции выключатели нагрузки аналогичны трехполюсным разъединителям внутренней установки и отличаются от них наличием дугогасительных камер 5 (рис. 19.3) и отключающих пружин 2, обеспечивающих необходимую скорость движения контактов (ножей) 1 при отключении цепи.

Разрядники применяют для защиты электроустановок от перенапряжений (например, при грозовых разрядах), которые могут вызвать пробой изоляции в машинах и аппаратах. Разрядник на короткое мгновение соединяет с землей участок электрической цепи, на котором появилось опасное напряжение, и тем самым предохраняет электроустановку. Например, если к подстанции подходит воздушная линия, разрядник устанавливают на вводе в подстанцию. Появившийся в воздушной линии во время грозы заряд высокого напряжения через разрядник отводится в землю.

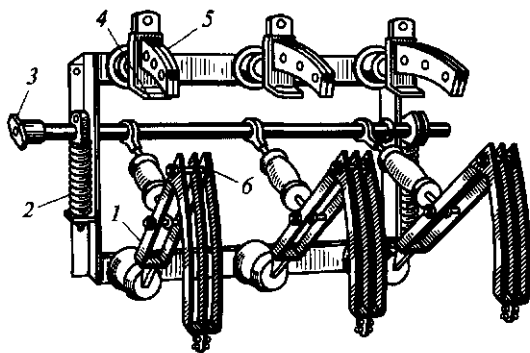


Рис. 19.3. Выключатель нагрузки на напряжение 10 кВ:

1 — подвижный контакт; 2 — отключающая пружина; 3 — вал; 4 — неподвижный контакт; 5 — дугогасительная камера; 6 — дугогасительный контакт

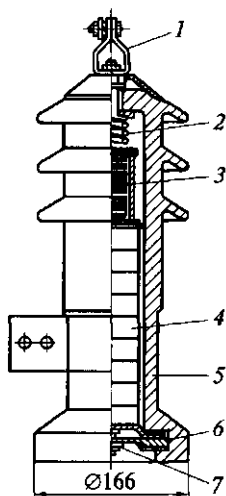


Рис. 19.4. Вилитовый разрядник РВП-10 на напряжение 10 кВ:

1 — зажим для присоединения к линии; 2 — пружина; 3 — искровые промежутки; 4 — блок вилитовых дисков; 5 — фарфоровый кожух; 6 — уплотнение; 7 — заземляющий зажим

На подстанциях наиболее распространены вентильные (вилитовые) разрядники (рис. 19.4). Вилит — это керамический состав, обладающий свойством резко снижать электрическое сопротивление цепи при повышении напряжения в ней. Вилитовый разрядник присоединяют к каждой фазе цепи высокого напряжения. При появлении опасного напряжения на фазе в разряднике происходят пробои искровых промежутков, сопротивление вилитовых дисков резко уменьшается и цепь фазы замыкается через диски на землю. После снижения напряжения сопротивление вилитовых дисков мгновенно восстанавливается и цепь на землю прерывается. На фазе электрической цепи восстанавливается нормальное напряжение.

Предохранители предназначены для защиты отдельных аппаратов и участков сети от токов короткого замыкания и токов перегрузки.

Обычно предохранители состоят из патрона и плавкой вставки и различаются по номинальному напряжению и току. При токе более номинального плавкая вставка перегорает и размыкает электрическую цепь.

Для защиты силовых трансформаторов напряжением 3... 10 кВ применяют предохранители типа ПК, у которых фарфоровый или стеклянный патрон заполнен кварцевым песком (рис. 19.5, а). Внутри патрона находится плавкая вставка 1, рассчитанная на прохождение номинального тока.

Предохранители типа ПК оснащены указательным устройством 5, которое находится внутри патрона и удерживается плавкой вставкой и провололочкой пружина 3 с пружиной 4. При перегорании плавкой вставки и проволоочки пружина освобождается и выталкивает указатель наружу (рис. 19.5, б). Патроны предохранителей типа ПК вставляют в губки держателей так, чтобы указательное устройство находилось в нижней части патрона. На верхней торцевой части патрона указывают номинальные напряжение и ток предохранителя.

Рис. 19.5. Патрон предохранителя высокого напряжения (6 или 10 кВ) в рабочем состоянии (а) и после перегорания плавкой вставки (б):

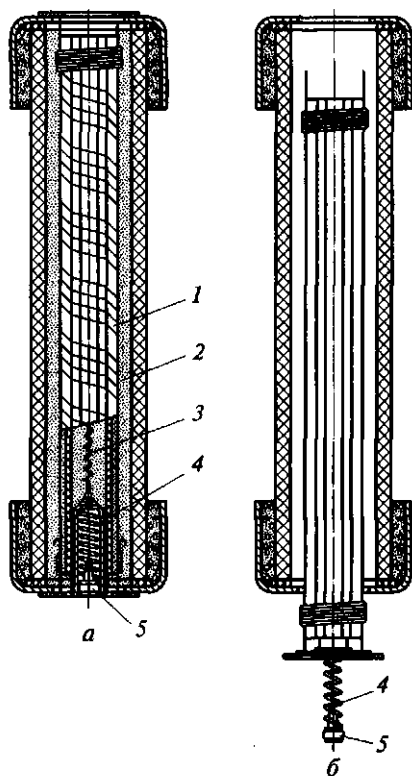
1 — плавкая вставка, намотанная на сердечник (для токов до 7,5 А); 2 — кварцевый песок; 3 — проволока; 4 — пружина; 5 — указательное устройства

Предохранители типа ПК имеют достаточную разрывную способность, поэтому при отключении тока короткого замыкания предохранитель не разрушается и перекрытий «на землю» и соседние элементы установки не происходит.

Для мачтовых трансформаторных подстанций применяют кварцевые предохранители наружной установки ПК-6Н на напряжение 6 кВ и ПК-10Н на напряжение 10 кВ, имеющие герметизированные патроны и опорные изоляторы, предназначенные для работы на открытом воздухе. Предохранители ПКТ-10 служат для защиты измерительных трансформаторов напряжением 3... 10 кВ и в отличие от предохранителей типа ПК не имеют сигнального устройства.

Измерительные трансформаторы напряжения служат для питания катушек напряжения измерительных приборов и аппаратов защиты, а также для измерения напряжения и контроля за ним. Трансформаторы применяют как в наружных, так и во внутренних установках.

Трансформаторы напряжения типа НОМ предназначены для измерения линейного напряжения, а трансформаторы типа ЗНОМ — для измерения фазного напряжения. Трансформаторы напряжения ЗНОМ-35265У1 и НОМ-35У1 имеют масляные расширители, установленные на вводах ВН. У трансформаторов остальных типов расширители отсутствуют. Трехфазные трехстержневые трансформаторы НТМК-6 (рис. 19.6) и НТМИ предназначены для измерения линейного и фазного напряжений и контроля за состоянием изоляции сети. Трансформатор напряжения НОЛ-08 — однофазный с литой изоляцией, предназначен для



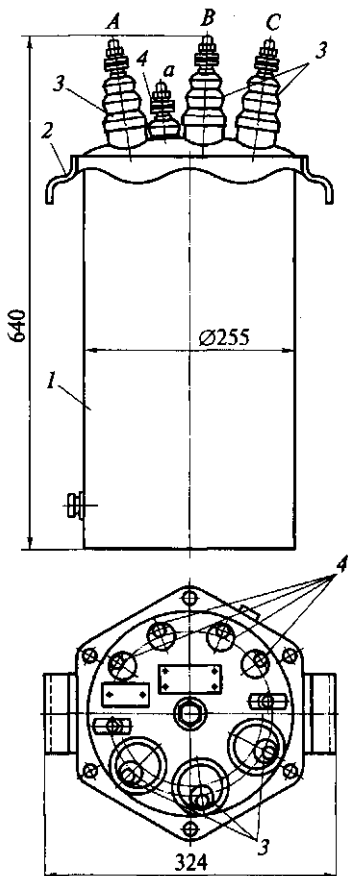


Рис. 19.6. Трехфазный трехстержневой трансформатор напряжения НТМК-6 с масляной изоляцией:

1 — бак; 2 — крышка; 3 — вводы ВН; 4 — вводы НН

питания цепей управления, измерения, сигнализации и защиты в комплектных распределительных устройствах (КРУ) наружной и внутренней установок. Трансформатор напряжения ЗНОЛ-09 — однофазный, трехобмоточный с одним заземляющим вводом обмотки ВН, предназначен для питания цепей измерения и защиты в КРУ внутренней и наружной установок.

Трансформаторы напряжения НАМИ-10 устойчивы к процессам, возникающим в сети при дуговых замыканиях на землю, поэтому ими в основном комплектуют новые подстанции.

Измерительные трансформаторы тока применяют для питания токовых катушек электроизмерительных приборов и реле электроустановок. По типу размещения их

подразделяют на трансформаторы тока внутренней и наружной установок, а по конструкции — на одновитковые и многovitковые.

Одновитковые трансформаторы наиболее просты в изготовлении, но при токах меньше 400... 600 А они не обеспечивают необходимую точность. По конструкции их подразделяют на стержневые, шинные и встроенные. Стержневые трансформаторы тока типа ТПОЛ изготавливают на ток 40... 1 500 А, а шинные трансформаторы тока типа ТПШЛ — на ток до 5 000 А. Встроенные трансформаторы тока типа ТВ, имеющие вид тороида, устанавливают на вводах масляных выключателей или силовых трансформаторов. Роль первичной обмотки такого трансформатора тока выполняет ввод, вторичную обмотку с четырьмя выводами равномерно наматывают на магнитопровод.

Многovitковые трансформаторы изготавливают для всей шкалы номинальных напряжений на ток до 3 000 А. При напря-

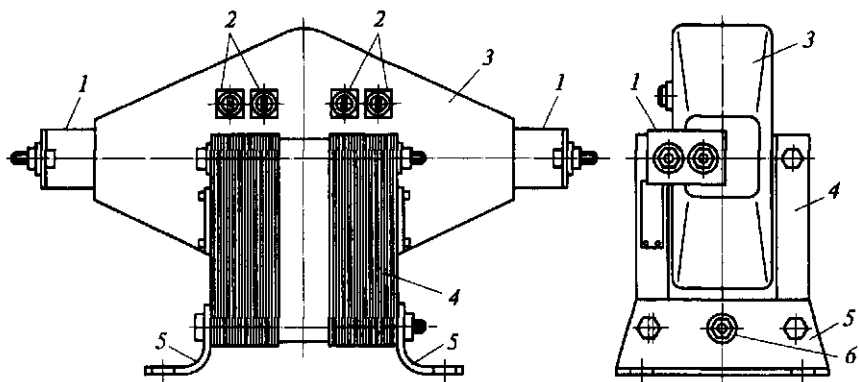


Рис. 19.7. Трансформатор тока ТПЛ-10:

1 и 2 — выводы соответственно первичной и вторичных обмоток; 3 — литая изоляция; 4 — сердечник; 5 — основание из стальных угольников; 6 — болт заземления

жении 6 или 10 кВ применяют катушечные и проходные трансформаторы с эпоксидной изоляцией типов ТПЛ (рис. 19.7), ТЛМ, ТПЛУ, ТВЛМ.

Для питания схем релейной защиты от замыкания на землю отдельных жил кабелей применяют трансформаторы тока нулевой последовательности типа ТЗЛМ (с литой изоляцией, модернизированный). Роль первичной обмотки выполняет кабель, пропущенный в окно трансформатора. Вторичная обмотка намотана на тороидальный магнитопровод и залита эпоксидным компаундом.

Трансформаторы тока выпускают с наибольшим внешним диаметром охватываемого кабеля 70 мм.

19.2. Комплексные распределительные устройства

Основные понятия. *Распределительное устройство (РУ)* — электроустановка для приема электроэнергии (от генераторов электростанции, трансформаторов, преобразователей подстанции и др.) и ее распределения между отдельными потребителями. В состав РУ входят выключатели, разъединители, отделители, короткозамкатели, трансформаторы тока и напряжения, сборные шины, разрядники, реакторы, измерительные приборы. Оборудование одной цепи РУ конструктивно выделяется в отдельную ячейку. РУ напряжением до 35 кВ обычно размещаются в помещениях (закрытые РУ), напряжением 35 кВ и выше — на открытом воздухе (открытые РУ).

Комплектное распределительное устройство (КРУ) — комплекс взаимосвязанных аппаратов (коммутационных, измерительных, защитных и др.) для приема и распределения электрической энергии, конструктивно объединенных в стойке, на щите или панели (в так называемом шкафу КРУ). Шкафы КРУ выпускаются для открытых и закрытых РУ.

Распределительный (переключательный) пункт (РП) — РУ, предназначенное для приема и распределения электроэнергии на одном напряжении без преобразования и трансформации.

Камера — помещение, предназначенное для установки аппаратов и шин.

Закрытая камера — камера, которая имеет с трех сторон сплошные стены и не сетчатые двери.

Огражденная камера — камера, которая имеет проемы, защищенные полностью или частично несплошными (сетчатыми или смешанными) ограждениями. Под смешанными ограждениями понимают ограждения из сеток и сплошных листов.

Взрывная камера — закрытая камера, предназначенная для установки маслonaполненных коммутационных аппаратов и имеющая выход наружу или во взрывной коридор.

Взрывной коридор — коридор, в который выходят двери взрывных камер.

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения и несущие конструкции выбирают и устанавливают исходя из следующих условий:

возникающие при нормальной работе электроустановки усилия, нагрев, электрическая дуга и иные сопутствующие явления (искрение, выброс газов и т.п.) не должны иметь возможность причинить вред обслуживающему персоналу, а в аварийных ситуациях — повредить окружающие предметы или вызвать короткое замыкание на землю;

при снятом напряжении с какой-либо цепи относящиеся к ней токоведущие части, аппараты и конструкции должны позволять проведение их безопасного осмотра, смены и ремонта без нарушения нормальной работы соседних цепей;

должна обеспечиваться возможность удобного транспортирования оборудования.

Второе из перечисленных условий не распространяется на простейшие РУ (например, типа сборок напряжением выше 1 000 В).

Выбор аппаратов, токоведущих частей и изоляторов по динамической и термической устойчивости производят в соответствии с ПУЭ.

Конструкции, на которых монтируют электрооборудование, должны выдерживать воздействия от веса оборудования, ветра, гололеда в нормальных условиях, а также от сил, могущих возникнуть при коротких замыканиях.

Строительные конструкции, находящиеся вблизи токоведущих частей и доступные для прикосновения персонала, не должны нагреваться от воздействия электрического тока до температуры 50 °С и выше, а недоступные для прикосновения — до температуры 70 °С и выше.

Конструкции на нагрев могут не проверяться, если по находящимся вблизи токоведущим частям проходит переменный ток менее 1 000 А.

Обозначения комплектных распределительных устройств КРУ расшифровывают так: К — комплектное, Р — распределительное, У — устройство, цифры после букв — производственный номер серии. До двадцать восьмой серии используют римские цифры (например, К-ХП), начиная с тридцатой — арабские, причем номера 30—99 относятся к сериям КРУ самарского, а 100 и выше — московского завода «Электроцит».

Комплектные распределительные устройства внутренней установки. Широко применяют шкафы КРУ серий К-ХП, К-XXVI, КР-10/31,5, КМ-10УЗ с малообъемными масляными выключателями ВМПЭ-10 (со встроенным электромагнитным приводом), ВМПП-10 (со встроенным пружинным приводом) и др.

Комплектные РУ серии К-XXVI имеют разнообразные схемы основных и вспомогательных цепей. Шкафы этой серии изготовляют с выдвижными элементами (выключателями, трансформаторами напряжения, разрядниками, трансформаторами собственных нужд мощностью до 5 кВ·А, разъединителями и силовыми предохранителями) либо без них (с шинным глухим и кабельным вводами).

Комплектные РУ серии К-XXVII (рис. 19.8) служат для вводов и секционирования шин на номинальные токи 2 000, 3 200 А. В зависимости от схем основных цепей выпускают шкафы с выдвижными элементами (выключателем, разъединителем), а также с шинным и кабельным вводами.

Комплектные РУ серии КРУ2-10Э предназначены для работы в электроустановках с частыми коммутационными операциями.

Комплектные РУ типа КСО применяют в основном на подстанциях с простыми схемами главных соединений, на которых ток короткого замыкания не превышает 20 кА и можно использовать малообъемные масляные выключатели или выключатели нагрузки. Такие КРУ дешевле шкафов КРУ выкатного исполнения и требуют меньшего расхода металла.

Буквы и цифры в обозначении КСО означают следующее: К — камера, С — сборная, О — одностороннего обслуживания, первая цифра — исполнение, а следующие две — последние цифры года разработки конструкции.

Распределительное устройство набирают из отдельных камер КСО со встроенными в них электрическими аппаратами, прибо-

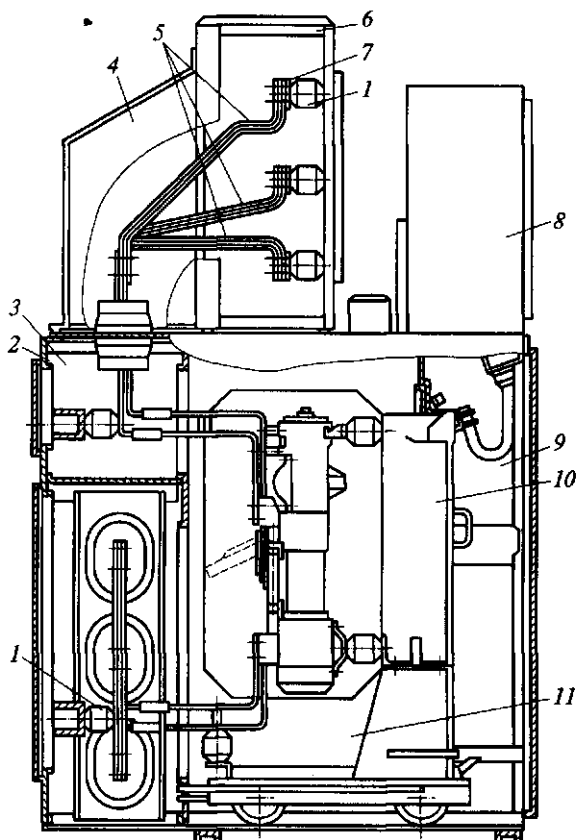


Рис. 19.8. Шкаф КРУ серии К-XXVII:

1 — опорный изолятор; 2 — корпус; 3 — отсек разъемных контактов; 4 — кожух; 5 — отпайка от сборных шин; 6 — отсек сборных шин; 7 — сборные шины; 8 — релейный шкаф; 9 — фасадный отсек; 10 — выдвижной элемент; 11 — отсек выдвижного элемента

рами релейной защиты, измерения, автоматики, сигнализации и управления. Основным отличием камер КСО от шкафов КРУ является их открытое исполнение: сборные шины у КСО всех исполнений проложены открыто сверху камеры.

К камерам КСО со стационарным оборудованием относят КСО-292, КСО-366м, КСО-392.

Камеры КСО-292 (рис. 19.9) устанавливают в один или два ряда в помещении РУ. По исполнению различают КСО-292 с масляными выключателями, выключателями нагрузки, трансформаторами напряжения, трансформаторами собственных нужд, кабельными сборками, разрядниками и конденсаторами.

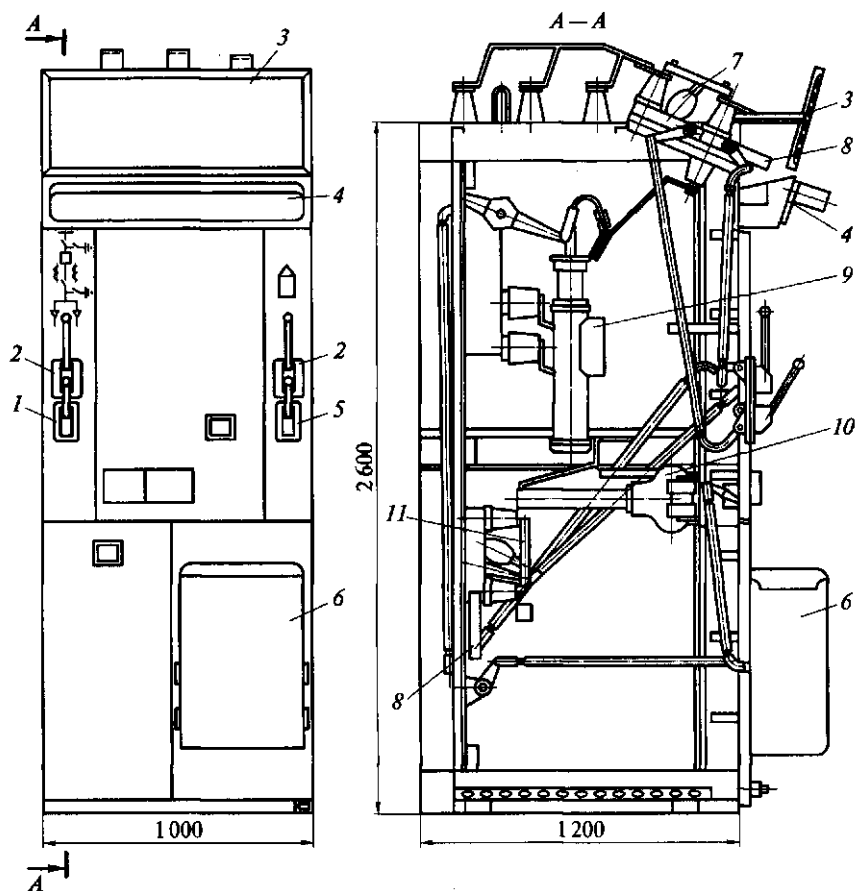


Рис. 19.9. Камера КСО-292:

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

Комплектные распределительные устройства наружной установки (КРУН). Такие устройства применяют на главных понизительных подстанциях (ГПП) предприятий, а также в составе комплектных подстанций напряжением 35/6(10) кВ. Они состоят из отдельных шкафов, которые по конструктивным особенностям разделяют на три группы:

шкафы со встроенным оборудованием и коридором управления, у которых задняя и боковые стенки одновременно являются стенками помещения РУ. Фасады шкафов оформлены аналогично фасадам шкафов КРУ внутренней установки;

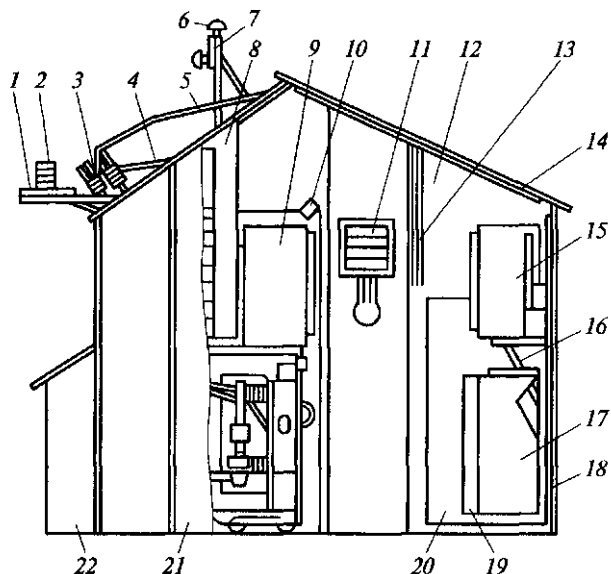


Рис. 19.10. Комплектное распределительное устройство серии К-37:
 1, 4, 7, 10, 16 — кронштейны; 2, 3, 6 — изоляторы; 5 — барьер; 8 — шкаф КРУН; 9 — релейный шкаф КРУ; 11 — вытяжной вентилятор; 12 — коридор; 13 — провода освещения; 14 — крыша; 15 — релейный шкаф защиты трансформатора; 17, 19 — блоки питания; 18 — элемент передней стенки; 20 — дверь; 21 — торцовая стенка; 22 — кабельная приставка

шкафы индивидуального исполнения с выдвигаемыми элементами (выключателями, трансформаторами напряжения, разрядниками), выкатываемыми из шкафа при открытых фасадных дверях;

шкафы индивидуального исполнения со стационарно установленными выключателями или другими аппаратами.

Комплектные устройства серии К-37 (рис. 19.10) выпускают как с выдвигаемыми элементами (выключателем, трансформаторами напряжения, разрядниками, силовыми предохранителями), так и без них.

Для осуществления ввода питающей линии и секционирования сборных шин в РУ при нормальных токах свыше 1600 А применяют комплектные РУ серии К-33М. Эти шкафы стыкуют непосредственно с устройствами К-37. Они устойчиво работают в различных климатических районах.

Комплектные РУ серии КРУН-6/10/Л относят к категории индивидуальных шкафов. Их применяют в РУ без коридора управления. Шкафы КРУН не предназначены для одиночной установки. Они стыкуются со шкафами серий К-VI, К-VII с помощью

переходных шкафов шириной 660 мм, а серий К-VIy и К-IX — с помощью шкафов шириной 1 854 мм. Для стыковки шкафов К-37 и К-33 переходные шкафы не требуются.

19.3. Технология монтажа комплектных распределительных устройств внутренней установки

Комплектные распределительные устройства монтируют только в тех помещениях, в которых полностью закончены строительные работы (рис. 19.11).

Для каждого ряда камер закладные основания монтируют по уровню (неровность допускается не более 1 мм на 1 м длины и 5 мм по всей длине). Несущие поверхности из отрифтованных полос угловой стали устанавливают в одной строго горизонтальной плоскости. Уголки или швеллеры присоединяют к контуру заземления полосовой сталью с размерами сечения 40×4 мм не менее чем в двух местах. Кабельные каналы и проемы должны точно соответствовать чертежам, а трубы для прохода кабеля — выступать из стены или фундамента не менее чем на 30 мм.

При монтаже шкафов КРУ в помещении ширина прохода с фасадной стороны для однорядной установки должна быть равной длине выкатной тележки плюс 0,8 м, для двухрядной — длине выкатной тележки плюс 1 м. Расстояние от шкафов до боковых стен помещения при односторонней установке должно быть не менее 0,1 м. Блоки ставят на направляющие уголки и швеллеры в последовательности, предусмотренной проектом.

Монтаж камер КСО и шкафов КРУ начинают с крайнего корпуса и к установке следующего приступают только после проверки правильности положения по вертикали и горизонтали предыдущего корпуса. По окончании установки кор-

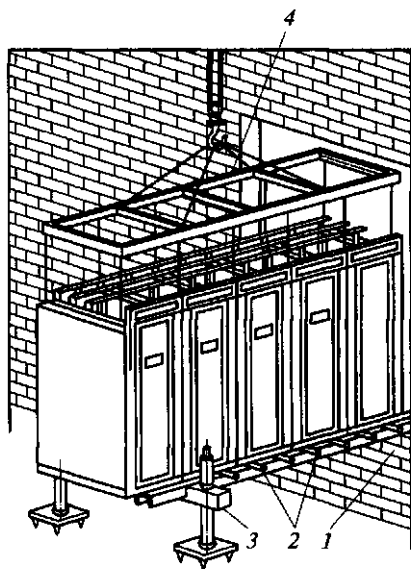


Рис. 19.11. Монтаж укрупненного блока КРУ:

1 — монтажный проем; 2 — катки; 3 — платформа; 4 — тралера

пуса блоки соединяют болтами начиная с крайнего. В первую очередь затягивают нижние болты, затем верхние.

С помощью шнура проверяют прямолинейность верхней части камер и при необходимости регулируют их положение стальными подкладками. Вкатывая тележку, проверяют правильность установки шкафов КРУ, при этом подвижные и неподвижные части должны совпадать, а положение тележки должно четко фиксироваться роликами. Совпадения разъединяющих и заземляющих контактов при проверке добиваются медленным вкатыванием тележек в рабочее положение с помощью специального механизма.

Комплектное РУ считается правильно установленным и может окончательно закрепляться, если выполняются следующие условия: корпус и тележка не качаются, нижняя рама корпуса расположена горизонтально, подвижные и неподвижные части разъединяющих контактов первичных и вторичных цепей совпадают, ролики механизма доводки четко фиксируют положение тележки, пазы скобы совпадают с осью роликов, зазоры между осью крепления коромысел шторок и роликами тележки примерно одинаковы, контрольные отверстия смежных корпусов совпадают, зазор между стенками смежно устанавливаемых корпусов не превышает 1 мм, двери в закрытом положении находятся в одной вертикальной плоскости. Особенно тщательно проверяют работу шторок, которые должны подниматься и опускаться без перекосов и заеданий, а также действие механической блокировки.

Выверенные шкафы КРУ и камеры КСО окончательно жестко прикрепляют электросварным швом длиной 60...70 мм к направляющим в четырех углах, что обеспечивает надежное заземление корпусов. Далее в шкафах снимают листы шинного отсека и освобождают от временного крепления ответвительные шины. Верхние части шинодержателей снимают, а на нижние части укладывают сборные шины с учетом цвета фаз. Ответвительные шины присоединяют к сборным болтами, затем закрепляют на шинодержателях. Участки сборных шин в пределах одного щита сваривают, а между различными щитами соединяют болтами или сжимами.

Приборы и аппараты, демонтированные на время перевозки, устанавливают после монтажа шин и присоединяют их к первичным и вторичным цепям согласно схемам.

Поверхности сборных шин в местах контактов промывают бензином и смазывают тонким слоем вазелина. Эти поверхности нельзя зачищать напильником или наждачной шкуркой, так как на заводе их покрывают специальным сплавом олова с цинком во избежание коррозии. После установки сборных шин всей секции затягивают болты в контактных соединениях, а затем прокладывают магистральные шинки вторичных цепей. Далее проверяют работу выключателей, разъединителей, вспомогательных контактов и

блокировочных устройств в соответствии с требованиями инструкции предприятий-изготовителей.

Ножи разъединителя в камерах КСО при включении должны входить в неподвижные контакты без ударов и перекосов и не доходить до упора на 3...5 мм. Длина пути одновременного касания ножами неподвижных контактов не должна превышать 3 мм. Привод разъединителя в крайних положениях должен автоматически надежно запираться фиксатором.

Правильность установки штепсельных разъединителей в шкафах КРУ проверяют, наблюдая через люки отсеков корпуса шкафа за контактами при медленном вкатывании тележки.

Неподвижный нож разъединителя в рабочем положении должен входить внутрь подвижного на глубину не менее 30 мм и не доходить до упора не менее чем на 5 мм. Направляющие шпильки подвижной системы вторичных цепей должны входить в отверстия неподвижной системы до начала замыкания контактов вторичных цепей.

В камерах КСО выключатели серии ВМП-10 устанавливают на опорные конструкции и во избежание перекосов при монтаже выверяют их по вертикали и по главным осям камеры.

С помощью резьбовых соединений раму выключателя крепят к опорным конструкциям. Приводы выключателей должны поступать на монтаж в полностью собранном и отрегулированном состоянии.

После установки в соответствии с разметкой и выверки положения выключателя и его привода регулируют ход подвижной части выключателя. Для этого выключатель и привод переводят в отключенное состояние и соединяют их валы тягой. Длину тяги регулируют при полностью включенном приводе и выключателе. Изменяя углы поворота рычагов, добиваются нормальной величины раствора контактов. Работу механизма свободного расцепления проверяют при полностью включенном положении выключателя и в двух-трех промежуточных положениях. Маслоотделитель и верхнюю крышку каждого цилиндра снимают и в резьбовые отверстия в торцах подвижных контактов ввертывают регулировочные стальные стержни диаметром 6 мм, длиной 400 мм с резьбой М6 на конце. Для контроля момента соприкосновения контактных стержней с неподвижными розеточными контактами монтируют вспомогательную схему с лампами сигнализации.

С помощью подвижной части при ручном управлении регулируют момент замыкания контактов и отмечают предельные положения подвижных контактов нанесением рисок на регулировочные стержни. При регулировке обеспечивают общую длину хода контактных стержней в цилиндрах в пределах 240...245 мм, длину хода в контактах (вхождение стержня в розетку) — в пределах 52...64 мм и угол поворота вала выключателя — в пределах 85...89°.

Недоход контактного стержня до предельного нижнего положения должен быть не менее 4 мм.

Затем присоединяют отходящие и питающие кабели и провода вторичных цепей. После окончательной установки КРУ (КСО) все металлические конструкции, на которых они смонтированы, присоединяют к сети заземления. Заземление выполняют приваркой нижних рам корпусов в двух местах к магистрали заземления либо к закладным частям, подсоединенным к магистрали заземления.

19.4. Технология монтажа комплектных распределительных устройств наружной установки

До начала монтажа должны быть закончены все работы по устройству фундаментов для КРУН, проверены паспорта испытания такелажного и грузоподъемного оборудования. При приемке фундаментов под КРУН проверяют их соответствие проекту, соблюдение требований инструкций заводов-изготовителей для конкретного типа или серии. Особое внимание обращают на правильность выполнения закладных швеллеров-оснований под шкафы КРУН и надежность их крепления к фундаментным стойкам.

При установке шкафов КРУН К-VI, К-IX и КРУН-6/10/Л на незаглубленном фундаменте проверяют уровень площадки перед их фасадами. Он должен совпадать с плоскостью катания выдвигного элемента и быть на 5 мм выше уровня швеллерной рамы закладных частей. Во избежание повреждения площадки перед фасадом КРУН до окончания ее устройства для вкатывания выдвигных элементов рекомендуется пользоваться инвентарными рамами, поставляемыми вместе со шкафами КРУН.

Закладные основания под КРУН выполняют из рихтованных швеллеров № 12, к которым предъявляют следующие требования: неровность их поверхностей и основания не должна превышать 1 мм на 1 м длины и 5 мм по всей длине секции; несущие поверхности должны находиться в одной плоскости и быть сварены встык, чтобы их передняя кромка составляла прямую линию; соединение с контуром заземления должно быть выполнено не менее чем в двух местах полосовой сталью с размерами сечения 40×4 мм. Стойки, на которые устанавливают закладную раму из швеллеров, должны выступать над землей не менее чем на 200 мм, а расстояние между ними не должно превышать 2 м.

Шаффы КРУН к месту монтажа транспортируют в упакованном виде. Перед установкой шкафов КРУН их снимают с поддонов тары, выкатывают выдвигные элементы из корпуса, устанавливают корпуса в соответствии со схемой их расположения в РУ. Монтаж начинают с крайнего шкафа, а к следующему приступа-

ют только после проверки правильности установки предыдущего. Соединяя корпуса шкафов КРУН К-VIy, на их боковинах для уплотнения прокладывают резиновую трубку, предварительно смазанную клеем. Если в составе РУ есть шкафы секционирования К-VIy, при их установке следят за соосностью отверстий блокировочного стержня, который размещен в нижней части боковин шкафов выключателя, и выдвигного элемента с разъединяющими контактами. Это требование обеспечивает правильность установки указанных шкафов.

└ При монтаже коридора управления КРУН из шкафов К-37 торцовую стенку собирают из состыкованных через уплотнительную обойму четырех элементов. При установке стенки ее болтами присоединяют к уголку основания и шкафам. К торцовой стенке пристыковывают болтами дверную секцию, которую также присоединяют к уголкам основания. Элементы передней стенки, используемые для упаковки шкафов КРУН, стыкуют болтами через уплотнительные обоймы и соединяют болтами с уголком основания и торцовой стенкой. Элемент крыши коридора управления, применяемый для упаковки шкафов КРУН, монтируют и стыкуют с ранее установленными элементами КРУН — торцовой, передней и задней стенками РУ. Аналогично собирают другую пару элементов передней стенки и крыши, также используемых для упаковки шкафов. Шкафы КРУН, как и КРУ внутренней установки, устанавливают в соответствии с принятой схемой.┘

└ Затем монтируют последующие элементы передней стенки и крыши РУ, приваривают сплошным швом уголки основания коридора управления к закладным швеллерам фундамента. Со стороны неустановленной торцовой стенки КРУН закладывают сборные шины, закрепляемые на шинодержателях, к которым присоединяют отпайки. Далее устанавливают компенсаторы сборных шин, перегородки отсеков, трансформатор собственных нужд, присоединяют к нему ошиновку, закрепляют задние стенки шкафов КРУН, после чего собирают и закрепляют их торцовую стенку.┘

Корпуса шкафов КРУН не должны касаться и иметь перекосы (для устранения этих дефектов используют стальные прокладки толщиной до 5 мм). Нижняя рама корпуса должна располагаться горизонтально (по уровню), корпус не должен иметь наклон по фасаду и вглубь (отсутствие наклона проверяют отвесом), стенки смежных шкафов должны плотно прилегать друг к другу. Зазор между стенками двух расположенных рядом шкафов не должен превышать 1 мм.

При вкатывании в шкаф выдвигной элемент не должен иметь перекосов при любом его положении в корпусе, т.е. при перемещениях его колеса должны опираться на направляющие.

Стоящие рядом корпуса стыкуют с помощью нижних болтов. При обнаружении зазоров более 1 мм плотнее сдвигают корпуса,

при этом во избежание деформации боковых стенок усилия прикладывают к нижней раме.

ц На крыше шкафов для монтажа воздушных отходящих линий или вводов закрепляют кронштейны, которые поставляют в разобранном виде вместе со шкафами КРУН. После этого монтируют ошиновку ввода, отходящей линии или связи шкафа ввода со шкафом трансформатора собственных нужд, конструкции для разделения шкафов ввода от воздушной линии. При необходимости (если это предусмотрено проектной документацией) над крышей КРУН устанавливают дополнительную крышу из асбестоцементных плит. В первую очередь в коридоре управления монтируют навесные шкафы вторичных цепей, блоки питания, вытяжные вентиляторы (на торцовых стенках) и автомат их пуска, а также выключатели освещения, затем выполняют монтаж освещения и вентиляции.

Силовые кабели монтируют через заднюю дверь (в шкафах К-VIy) или дверцу, имеющуюся в задней стенке шкафа (К-37). Поскольку в шкафах КРУН дно металлическое, для прохода кабелей в нем вырезают необходимое число отверстий. Для защиты КРУН от попадания внутрь влаги, снега, пыли отверстия в дне уплотняют. Монтаж вторичных цепей между шкафами КРУН выполняют в соответствии с проектом. Затем соединяют оперативные шинки и шинки питания, присоединяют жилы контрольных кабелей внешних соединений.

Кроме выполнения перечисленных работ в шкафах КРУН с коридором управления тщательно выявляют щели, которые могут образоваться из-за деформации элементов при транспортировке, монтаже или по другим причинам. Обнаруженные щели заделывают уплотнителями. Далее убирают помещение (коридор управления) и выполняют подливку основания бетоном по всему периметру.

19.5. Технология монтажа вторичных цепей

Вторичные цепи из изолированных проводов при прокладке по панелям объединяют в потоки, которые располагают горизонтально или вертикально. Допустимые отклонения от горизонтали и вертикали составляют 6 мм на 1 м длины. При формировании потоков проводов избегают их перекрещивания. Ответвления от потока выполняют преимущественно под прямым углом.

Потоки располагают прямыми, ровными и плотными рядами. В каждом ряду должно быть не более 10—15 проводов. Длинные провода располагают в нижнем ряду, короткие — в верхнем.

Переходы потоков проводов с панели на панель выполняют с помощью гибких плоских или жгутовых компенсаторов. Пучки про-

водов, работающих на скручивание, защищают металлорукавом или поливинилхлоридной трубкой. Места выхода проводов обматывают лентой.

Во вторичных цепях в качестве проводников используют медные провода с площадью сечения не менее $1,5 \text{ мм}^2$.

Применение алюминиевых проводов во вторичных цепях разрешается при соблюдении следующих требований: провода можно изгибать однократно и только руками, при этом радиус изгиба должен составлять не менее трех диаметров провода; от присоединения к аппарату до ближайшей точки крепления должно быть расстояние не менее 200 мм при площади сечения жилы до $2,5 \text{ мм}^2$; изоляцию необходимо удалять клещами КСИ или КУ; при затяжке контактных зажимов следует соблюдать осторожность во избежание среза жилы.

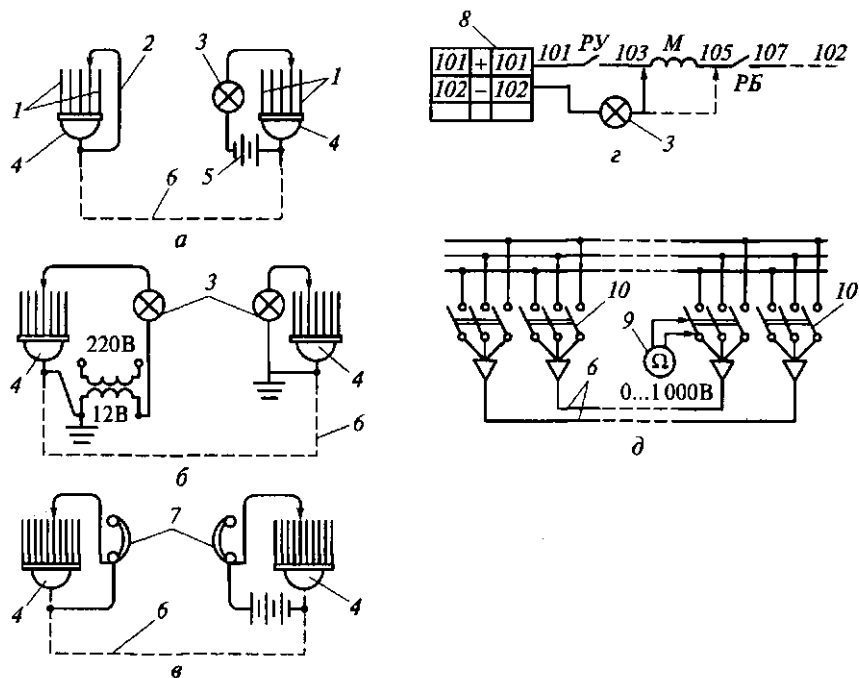


Рис. 19.12. Схемы прозвонки, определения места обрыва и фазировки цепей: а, б — прозвонка контрольных кабелей с помощью лампочки; в — прозвонка кабелей с помощью телефонных трубок; г — определение мест обрыва электрической цепи; д — фазировка кабеля под напряжением; 1 — жилы проводов; 2 — закоротка; 3 — лампочка; 4 — кабельная воронка с маркировочной биркой; 5 — аккумуляторная батарея; 6 — пучок проводов; 7 — телефонная трубка; 8 — панель зажимов; 9 — мегомметр; 10 — рублик; РБ — реле блокировки; РУ — указательное реле; М — катушка; 101—103, 105, 107 — номера проводов цепи

Бандажирование пучков жил кабелей выполняют натертыми парафином нитками диаметром около 0,5 мм. Шаг вязки бандажом должен быть примерно равен двум диаметрам пучка. Вместо ниток можно применять пластмассовые или металлические плакированные (покрытые пластмассой) пояски, устанавливаемые через каждые 300... 500 мм.

Жилы проводов и кабелей прокладывают с достаточным запасом по длине, чтобы в случае обрыва концы жил можно было вновь присоединить к зажиму или контакту аппарата.

Проводники маркируют на обоих концах (у наборных зажимов и у зажимов аппаратов) с применением специальных оконцевателей, манжет или трубок.

Однопроволочные провода оконцовывают кольцом или прямым участком провода, многопроволочные — наконечником. Для предотвращения выдавливания провода из-под зажима применяют шайбы-звездочки. К зажиму с каждой стороны можно присоединять не более двух жил.

Участки цепей, разделенные контактами аппаратов, обмотками реле и другими элементами, должны иметь разную маркировку. Участки цепи, проходящие через разъёмные, разборные или неразборные контактные соединения, должны иметь одинаковую маркировку. Для различия участков цепи допускается добавлять к маркировке последовательные числа или обозначения устройств (агрегатов), отделяя их знаком дефис.

Для нахождения среди многих проводников, проложенных потоком, одного из них по доступным концам, удаленным друг от друга и не присоединенным к каким-либо другим цепям, используют способ прозвонки. Происхождение термина «прозвонка» объясняется тем, что первоначально в качестве сигнала о нахождении цепи применяли электрические звонки — зуммеры.

При прозвонке создают цепи, содержащие кроме искомого проводника источник тока и прибор-индикатор, сигнализирующий о замыкании цепи (рис. 19.12).

19.6. Техническое обслуживание распределительных устройств и измерительных трансформаторов

ℓ Наиболее широкое распространение получили комплектные РУ напряжением 3... 10 кВ заводского изготовления. Эксплуатационный персонал, обслуживающий КРУ стационарного исполнения серий КСО-292, КСО-366, К-ХИ, КРУ2-10, должен знать назначение отдельных частей КРУ и их взаимодействие во время работы. При обслуживании КРУ необходимо руководствоваться не только ПТЭ и ПБ, но и заводскими инструкциями на КРУ и установленное в них оборудование. Δ

↳ Во время осмотра КРУ контролируют: состояние помещения (исправность дверей, вентиляции, отопления, запоров); исправность сети освещения и заземления; наличие средств безопасности; уровень масла в цилиндрах выключателей; состояние изоляции, приводов, механизмов блокировки разъединителей, первичных разъединяющих контактов, механизмов доводки; состояние контактных соединений; наличие смазки на трущихся частях механизмов; надежность соединения рядов зажимов, переходов вторичных цепей на дверцы; плотность затяжки контактных соединений вторичных цепей; действие кнопок местного управления выключателями.]

↳ Вся изоляция КРУ рассчитана на напряжение 10 кВ и при работе под напряжением 6 кВ имеет повышенную надежность. При эксплуатации КРУ запрещается отвинчивать съемные детали шкафа, поднимать и открывать автоматические шторки руками при наличии напряжения. {

↳ На объектах с постоянным дежурным персоналом 1 раз в сутки необходимо без отключения РУ проверять исправность помещений РУ, дверей и окон, убедиться в отсутствии течи кровли и в межэтажных перекрытиях, контролировать исправность замков, средств безопасности, отопления, вентиляции, освещения, заземления, уровень и температуру масла в аппаратах, убедиться в отсутствии течи в них, проверять контакты, изоляцию (наличие трещин, степень запыленности и т.п.), ошиновку.]

На объектах без постоянного дежурного персонала все перечисленные операции следует выполнять не реже 1 раза в месяц, а на РУ, совмещенных с трансформаторными подстанциями, — не реже 1 раза в 6 мес.

Для проведения работ в выкатных КРУ разъединителями, встроенными в КРУ, заземляют отходящую линию, отключают выключатель, устанавливают тележку в ремонтное положение и проверяют нижние разъединяющие контакты на отсутствие напряжения. Далее включают заземляющий разъединитель и устанавливают тележку в испытательное положение (если нет необходимости вести работы внутри шкафа). Смену предохранителей в шкафу трансформатора собственных нужд производят при снятой нагрузке.

Выкатка тележки с выключателем и установка ее в рабочее положение являются операциями по отключению и включению присоединения. Они могут производиться только лицами, выполняющими оперативные переключения, или под их руководством. Установка тележки в рабочее положение возможна лишь при отключенном заземляющем разъединителе.

В шкафах КРУ, в которых связь вторичных цепей выкатной тележки с корпусом осуществляется штепсельным резьбом, для правильного расположения вставки по отношению к колодке

вставку устанавливают так, чтобы шпоночное соединение было со стороны фасада шкафа и напротив него. На вставку и колодку наносят риски красного цвета. При полном сочленении разъема соединительную гайку навинчивают до положения, при котором остается один виток разъема. При этом штырь входит в гнездо примерно на 6 мм, чем обеспечивается надежное сочленение разъема.

Эксплуатация оборудования шкафов КРУ производится в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей.

Обслуживание измерительных трансформаторов состоит в их осмотре, очистке от пыли, проверке надежности соединения с отходящими проводами.

Все операции по обслуживанию измерительных трансформаторов производятся в те же сроки, что и обслуживание РУ, в которых они размещены, а испытания — совместно с испытаниями устройств релейной защиты и автоматики.

19.7. Ремонт электрических аппаратов распределительных устройств и установок напряжением выше 1 000 В

Перед работой на коммутационных аппаратах с автоматическими приводами и дистанционным управлением для предотвращения их ошибочного или случайного включения или отключения необходимо:

снять предохранители на обоих полюсах в цепях оперативного тока и в силовых цепях приводов;

закрыть вентили подачи воздуха в баки воздушных выключателей или пневматические приводы и выпустить в атмосферу имеющийся в них воздух. Спускные отверстия в течение всего времени работ должны быть открыты;

в грузовых приводах опустить в нижнее нерабочее положение груз и деблокировать систему его подъема;

повесить на ключах и кнопках дистанционного управления плакаты «Не включать! Работают люди», на закрытых вентилях — «Не открывать! Работают люди»;

запереть на замок вентили подачи воздуха в баки воздушных выключателей или снять с них штурвалы.

Операции, выполняемые при ремонте основных аппаратов РУ и установок напряжением выше 1 000 В, описаны в табл. 19.1—19.4.

При ремонте приводов масляных выключателей проверяют правильность взаимодействия деталей механизма и наличие требуемых зазоров, убеждаются в отсутствии заеданий между отдельными движущимися деталями механизма привода.

Таблица 19.1

Ремонт разъединителей

Операция	Описание работ	Примечание
Осмотр разъединителей и замена дефектных деталей	Очищают изоляторы, контакты и ножи от грязи, копоти, подгаров. Расслоившиеся детали из бакелита заменяют новыми. При незначительных повреждениях их покрывают бакелитовым лаком 2 раза и сушат в течение 3 ч	Температура сушки 60 °С
Частичный ремонт армированных деталей	Удаляют старую армировку с поврежденной части и заливают новый цементирующий слой	Разрушение армировки должно быть не более чем на 1/3 окружности фланца или колпака
Полное переармирование	Армируют заново изоляторы	Выполняют в том случае, когда армировка разрушения более чем на 1/3 окружности фланца или колпака
Регулирование разъединителя	Регулируют нажатие контактов разъединителя. Нажатие считают нормальным, если вытягивающее усилие для каждого полюса при токе разъединителя 600 А составляет не менее 200 Н, при токе 1 000 А — 400 Н, 2 000 А — 800 Н	Регулирование проверяют путем десятикратного включения и отключения разъединителя

Таблица 19.2

Ремонт выключателей нагрузки

Операция	Описание работ	Примечание
Осмотр выключателей и замена дефектных деталей	Очищают контактные поверхности от следов оплавления, грязи и копоти. Отвертывают винты, крепящие щеки дугогасительного устройства, осматривают и при необходимости заменяют вкладыши	Если стенки вкладышей выгорели, их заменяют новыми

Операция	Описание работ	Примечание
Проверка пружины и буферных устройств	Дефектные и ослабленные пружины заменяют новыми. Износившиеся резиновые шайбы буфера заменяют новыми	Пружины применяют только заводского изготовления, а шайбы делают из листовой резины толщиной 4...6 мм
Смазывание и регулирование выключателя	Трущиеся поверхности очищают от старой смазки и наносят на них свежую смазку. При регулировании добиваются одновременного входа и выхода ножей в неподвижные контакты	Смазку применяют с учетом температуры окружающей среды. Величина вытягивающего усилия должна быть такой же, как и у разъединителей (см. табл. 19.1)

Таблица 19.3

Ремонт масляных выключателей ВМГ-133 и ВМП-10

Операция	Описание работ	Примечание
Осмотр, очистка, разборка выключателя	Очищают детали выключателя от грязи, сливают масло из цилиндров. Отсоединяют от полюсов изоляционные тяги и, сняв полюса, открывают нижние крышки с неподвижными контактами. Вынимают распорные бакелитовые цилиндры и дугогасительные камеры	При выемке маслоотделителей из цилиндров предварительно снимают верхние крышки
Ремонт контактной системы	Очищают наждачной шкуркой слегка обгоревшие контакты. Опилливают личным напильником контакты с напылами, сильно обгоревшие контакты заменяют новыми. Наконечники подвижных контактов при необходимости заменяют новыми	Наконечники навертывают до отказа на контактный стержень и накернивают по окружности
Ремонт буферного устройства	Буфер очищают от грязи, заливают в устройст-	Шток и поршень масляного буфера при пере-

Операция	Описание работ	Примечание
Регулировка выключателя ВМП-10 (включение и отключение производят только вручную)	во чистое трансформаторное масло и проверяют плавность хода буфера Ввертывают до упора в резьбовое отверстие на торце каждого подвижного контакта полюса стержень диаметром 6 мм и длиной 400 мм. Добиваются, чтобы полный ход подвижных контактов составлял (245 ± 5) мм. Ход в контактах должен быть (60 ± 4) мм для выключателей на ток до 1 000 А и (54 ± 4) мм для выключателей на ток 1 500 А	мещении от руки должны двигаться плавно, без заеданий Угол поворота вала $(87 \pm 2)^\circ$, недоход механизма до крайнего положения не менее 4 мм

Таблица 19.4

Ремонт встроенных реле прямого действия всех типов и конструкций

Операция	Описание работ	Примечание
Проверка состояния и ремонт подпятников, осей, пружин, контактов, обмоток, изоляции	Вывертывают и осматривают подпятники, промывают их спиртом, дефектные заменяют новыми. Осматривают подвижные оси, подогнутые выправляют, риски убирают полировкой Регулируют продольный люфт оси, изменяя положение подпятника. Неисправные пружины заменяют новыми. Контакты очищают и промывают спиртом, износившиеся заменяют, при необходимости регулируют. Нарушенную изоляцию восстанавливают	Пользуются лупой пяти- или шестикратного увеличения Витки пружины должны быть на одинаковом расстоянии друг от друга. Обмотки реле не должны иметь следов копоти, вмятин или других повреждений, должны быть хорошо закреплены на магнитопроводе. Зазоры между подвижными частями реле и полюсами магнитной системы должны соответствовать заводским данным

Операция	Описание работ	Примечание
Контроль регулировки реле	Отремонтированное и отрегулированное реле проверяют путем 15—20 повторных включений и отключений	При регулировке лучше пользоваться специальным инструментом. Смазывать реле, электромагниты, оси, ролики, отключающие планки стойки запрещается

Неправильную работу частей механизма устраняют путем чистки, смазывания, регулирования. При ремонте привода нельзя подливать или подшабривать рабочие поверхности деталей его механизма.

Отремонтированный привод после сборки проверяют путем нескольких включений и отключений вручную. Привод должен работать четко, плавно и без заеданий. Качество ремонта и правильность сборки привода повторно контролируют на месте установки после соединения его с выключателем.

Последней операцией является регулирование привода совместно с выключателем и проверка его работы от действия устройств релейной защиты и автоматики.

При ремонте высоковольтных предохранителей перегоревшие плавкие вставки заменяют новыми. Проволоку для замены плавкой вставки необходимо выбирать в строгом соответствии с требованиями защиты отдельных участков электрической сети или электрического оборудования.

При установке отремонтированных предохранителей необходимо проверять целостность плавкой вставки и полноту засыпки патрона наполнителем (кварцевым песком). Патроны предохранителей должны входить в губки без больших усилий и не иметь перекосов. Указатели срабатывания патронов должны быть обращены вниз.

Шинные устройства применяют во всех РУ независимо от напряжения и типов (открытые или закрытые). Шины выполняют в виде полос прямоугольного сечения из меди, алюминия или стали.

В РУ напряжением до 10 кВ используют шины прямоугольного сечения с соотношением сторон от 1:5 до 1:10. При ремонте шинных устройств неровности и пленки оксида с контактных поверхностей удаляют напильником, не допуская общего уменьшения площади сечения шины более чем на 1,5%. Если вмятины или выемки уменьшают площадь сечения алюминиевых шин более чем на 1,5% а медных шин — более чем на 1%, но при этом не более чем на 10% их общей площади

сечения, то дефектное место усиливают накладкой, которую присоединяют болтами.

Крепление алюминиевых и медных шин на изоляторах производят различными способами в зависимости от числа шин каждой фазы, которое определяют по току, проходящему в них. Для установок с большими токами применяют многополюсные шины.

Шины вследствие нагрева током изменяют свою длину, поэтому при монтаже используют компенсирующие устройства. У шин длиной до 25 м в местах их крепления делают отверстия овальной формы (при креплении к изоляторам). Под головки болтов устанавливают пружинные шайбы.

Шины после ремонта окрашивают. Неокрашенными оставляют только места ответвлений и присоединений к аппаратам, покрываемые после выполнения присоединений прозрачным глифталевым лаком. Фазы шин трехфазного тока обозначают буквами *A*, *B*, *C*.

При ремонте вилитовых разрядников типа РПВ проверяют целостность крышки и плотность укладки внутренних деталей, которые не должны перемещаться. Разрядник вскрывают только при неудовлетворительных результатах испытаний, при этом проверяют целостность вилитовых дисков и размер искровых промежутков, исправность нажимной пружины. Дефектные детали заменяют новыми.

При сборке тщательно герметизируют крышку разрядника, защищая внутренние детали от атмосферных воздействий для сохранения стабильности его характеристики. Герметизацию осуществляют путем установки в верхней и нижней частях разрядника диафрагм из износостойкой резины.

При ремонте трубчатых разрядников проверяют состояние фибробакелитовой трубки, прочность крепления на ней стальных наконечников, правильность расположения внутри трубки электродов, исправность указателя срабатывания. Поврежденный лаковый покров трубки восстанавливают. Ослабленные наконечники обжимают на трубке. При необходимости регулируют внутренний искровой промежуток между электродами.

Проверяют исправность указателя срабатывания. Поврежденную латунную фольгу заменяют новой полоской толщиной 0,02 мм. Внутренний диаметр дугогасительного канала и длина внутреннего искрового промежутка разрядника не должны отличаться от паспортных данных более чем на 0,5 и 1 мм соответственно. После ремонта наконечники окрашивают черной эмалевой краской.

При осмотре бетонных реакторов проверяют сопротивление изоляции колонок и измеряют площадь поврежденных участков лакового покрова колонок. Если сопротивление

изоляции снизилось по сравнению с заводскими данными более чем на 30 % или поверхность повреждений покрова превышает 25 % общей, реактор подвергают капитальному ремонту и сушке.

При ремонте устраняют деформацию витков обмотки, восстанавливают поврежденную изоляцию обмотки и бетонных колонок, воссоздают разрушенные части колонок. Новый лаковый покров на колонки наносят, применяя натуральную олифу либо один из лаков марок 319, 441, 447, 460 или Л-1100.

Для восстановления частично разрушенной колонки бетон готовят из равных по объему частей цемента марки 500, кварцевого песка и гравия, замешанных на чистой воде (50...60 % от массы цемента). Опалубку для бетонирования изготавливают из гладко оструганных досок. Снимают ее после окончания процесса схватывания, т.е. через 20...40 ч в зависимости от температуры окружающей среды. Отвердевание бетона длится 25...30 сут, считая со дня начала бетонирования. Сушку и запечку отремонтированного реактора производят в сушильной камере при температуре 90...110 °С. Процесс сушки длится 40...50 ч.

Ремонт трансформаторов тока включает в себя следующие операции:

зачистка напильником заусенцев на краях листов или оплавлений;

восстановление сердечника при частичном или полном выходе из строя его стали путем замены листов. Листы берут из однотипного вышедшего из строя трансформатора тока. Материал и размеры листов должны быть такие же, как в заменяемых листах.

Небольшие механические повреждения поверхности бака масляных трансформаторов напряжения устраняют без выемки сердечника. При сложных повреждениях трансформатора (смещение сердечника, катушек, нарушение изоляции и др.) производят его разборку с выемкой сердечника. Сердечник извлекают только в сухом помещении. Он может находиться вне масла (без последующей сушки) не более 12 ч.

19.8. Испытания электроаппаратов распределительных устройств напряжением выше 1 000 В

Для своевременного обнаружения некачественной изоляции коммутационные аппараты и оборудование РУ напряжением выше 1 000 В подвергают испытаниям напряжением переменного тока частотой 50 Гц, значения которого приведены в табл. 19.5. Сведения об испытаниях измерительных трансформаторов и масляных выключателей приведены в табл. 19.6 и 19.7

Таблица 19.5

Зависимость испытательного напряжения от изоляции и номинального напряжения оборудования

Номинальное, напряжение, кВ	Заводское испытательное напряжение, кВ, для оборудования с изоляцией	
	нормальной	облегченной
3	25/24	14/13
6	32/32	21/21
10	42/42	32/32

Примечание. В числителе — для испытываемых отдельно изоляторов, в знаменателе — для остальных электроаппаратов.

Таблица 19.6

Испытание измерительных трансформаторов в РУ напряжением выше 1000 В

Операция	Нормируемый параметр и его значение	Примечание
Испытание повышенным напряжением переменного тока частотой 50 Гц изоляции: первичных обмоток	Испытательное напряжение (значения приведены в табл. 19.5)	Для трансформаторов тока продолжительность испытаний 1 мин, если основная изоляция керамическая, и 5 мин при изоляции из органических масс. Для трансформаторов напряжения продолжительность испытания 1 мин
вторичных обмоток	Испытательное напряжение 1 кВ	Продолжительность испытания 1 мин
доступных стяжных болтов	То же	Производят только при вскрытии измерительных трансформаторов
Измерение сопротивления изоляции: первичных обмоток	Не нормируется	Измеряют мегомметром на напряжение 2 500 В
вторичных обмоток	Не нормируется, но не ниже 1 МОм (вместе с подсоединенными цепями)	Измеряют мегомметром на напряжение 1 000 В

Испытание масляных выключателей при капитальном ремонте

Операция	Нормируемый параметр и его значение	Примечание
Измерение сопротивления изоляции: подвижных и направляющих частей, выполненных из органических материалов вторичных цепей, включающей и отключающей катушек	Сопротивление изоляции 300 МОм при номинальном напряжении до 10 кВ	Измеряют мегомметром на напряжение 2 500 В или подводят выпрямленное напряжение от источника питания
	Сопротивление изоляции не менее 1 МОм	Измеряют мегомметром на напряжение 1 000 В
Испытание повышенным напряжением промышленной частоты изоляции:		
выключателей (продолжительность 1 мин) вторичных цепей и обмоток включающей и отключающей катушек (1 мин)	Испытательное напряжение (значения приведены в табл. 19.5)	
Испытание повышенным напряжением промышленной частоты изоляции:	Испытательное напряжение 1 кВ	
Испытание повышенным напряжением промышленной частоты изоляции:		
контактов масляных выключателей	Предельные значения сопротивлений (приведены в паспорте выключателя)	Если сопротивление контактов возросло по отношению к норме в 1,5 раза, контакты должны быть улучшены. Сопротивление также сравнивают с измеренными на аналогичном оборудовании и в других фазах
шунтирующих сопротивлений дугогасительных устройств обмоток включающей и отключающей катушек	Сопротивление (не должно отличаться от заводских данных более чем на 3 %)	
	Сопротивление (принимается согласно заводским данным)	

Контрольные вопросы

1. Как крепят пакеты шин на изоляторах?
2. В каких случаях применяют проходные изоляторы?
3. Как происходит гашение дуги в масляном выключателе?
4. Как работает пружинный привод масляных выключателей?
5. Как обслуживают шкафы комплектных распределительных устройств?
6. Какие технологические операции выполняют при ремонте основных аппаратов распределительных устройств?
7. Какие типы распределительных устройств применяют в схемах электроснабжения напряжением выше 1 000 В?
8. Чем отличаются распределительные устройства внутренней установки от распределительных устройств наружной установки?
9. В чем заключается приемка помещений под монтаж распределительных устройств внутренней установки?
10. Как принимают фундаменты под монтаж оборудования распределительных устройств наружной установки?
11. Как монтируют ячейки камер КСО?
12. Как монтируют шкафы КРУ внутренней установки?
13. Как монтируют шкафы распределительных устройств наружной установки?
14. Какова последовательность операций при монтаже вторичных цепей?

ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ

20.1. Устройство подстанций

Ц Трансформаторной подстанцией называют электроустановку, служащую для преобразования и распределения электроэнергии и состоящую из трансформаторов, распределительных устройств, устройств управления, защиты и измерения.

Трансформаторные подстанции, целиком состоящие из комплектных узлов, называют *комплектными трансформаторными подстанциями* (КТП).

Комплектные трансформаторные подстанции внутренней установки (рис. 20.1) состоят из одного или двух трехфазных понижающих трансформаторов напряжением 6(10)/0,4(0,69) кВ и шкафов РУ. В состав КТП могут также входить шкафы предупредительной сигнализации. Шкафы РУ низшего напряжения изготавливают вводными, секционными и линейными. Они состоят из шинной и коммутационной частей, разделенных металлическими перегородками. В шкафах РУ напряжением до 1 000 В размещена коммутационная и защитная аппаратура (выдвижные универсальные и установочные автоматические выключатели, реле, измерительные приборы), а также питающие ее трансформаторы. Силовые трансформаторы могут иметь мощность 250, 400, 630, 1 000, 1 600 или 2 500 кВ · А. Их поставляют на подстанции заполненными транс-

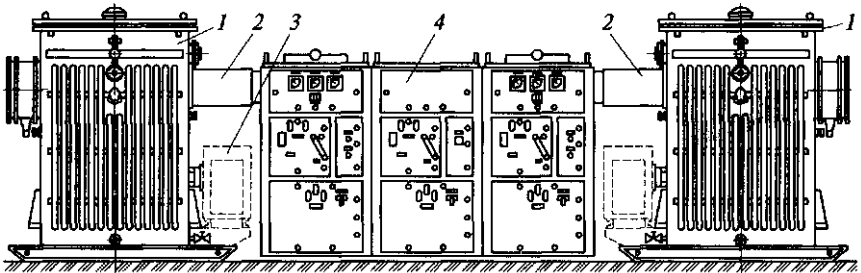


Рис. 20.1. Комплектная трансформаторная подстанция для внутренней установки:

1 — трансформатор; 2 — соединительный короб; 3 — шкаф предупредительной сигнализации; 4 — шкаф РУ

форматорным маслом (с азотной подушкой или с маслорасширителем) либо совтолом или же сухими со стекловолнокистой изоляцией. Различные типы шкафов позволяют комплектовать РУ в зависимости от заказа по различным схемам.

При радиальной схеме питания (когда не требуется шкаф ввода внешнего напряжения) на баке трансформатора размещают короб, в котором монтируют кабельную муфту высокого напряжения.

Для наибольшего приближения к электроприемникам применяют внутренние (встроенные в здания) или пристроенные к зданиям цеховые трансформаторные подстанции. При этом необходимо учитывать архитектурно-строительные требования, конфигурацию производственных помещений, расположение технологического оборудования, категорию производства и характер технологического процесса, условия окружающей среды, требования пожарной безопасности, типы применяемого оборудования, а также принимать во внимание конструктивное исполнение сети вторичного напряжения, материал и способы ее прокладки (кабели, провода, токопроводы).

Размещение цеховых подстанций в пределах периметра производственных зданий позволяет сократить расстояния между цехами, уменьшить размеры проездов и подъездов и, следовательно, снизить затраты на различные подземные и надземные технологические, электрические и транспортные внутризаводские коммуникации.

Внутрицеховые подстанции, в том числе и КТП, могут размещаться только в зданиях со степенью огнестойкости I или II и с производствами, отнесенными к категории Г или Д согласно противопожарным нормам.

Сухие и совтоловые трансформаторы можно устанавливать непосредственно в производственных и других помещениях без ограничения мощности, а также в подвалах и на любом этаже зданий. В этом заключается их преимущество перед масляными трансформаторами, которые нельзя ставить выше второго этажа и ниже уровня первого этажа более чем на 1 м.

Дополнительным преимуществом сухих трансформаторов является меньшая сложность их размещения в помещениях, на колоннах, кронштейнах, балках, фермах, так как они не содержат охлаждающей жидкости.

Сухие трансформаторы применяют в административных зданиях, клубах и других строениях с большим скоплением народа, а также в сухих производственных помещениях, где нецелесообразна установка масляных трансформаторов по условиям пожарной опасности.

К размещению подстанций в пожароопасных и взрывоопасных помещениях и установках предъявляют специальные требования, изложенные в ПУЭ.

Отдельностоящие цеховые подстанции применяют в случае питания от одной подстанции нескольких цехов, при невозможности размещения подстанций внутри цехов или у наружных стен по соображениям производственного или архитектурного характера, а также при наличии в цехах пожароопасных или взрывоопасных производств.

На рис. 20.2 показана двухрядная компоновка отдельностоящего распределительного пункта напряжением 6(10) кВ, совмещенного с однострансформаторной КТП и комплектной батареей конденсаторов (ККУ).

В ряде случаев целесообразно сооружение цеховой подстанции с открытой установкой трансформаторов около наружной стены цеха и с размещением РУ напряжением до 1000 В внутри обслуживаемого им здания. Такие подстанции применяют на металлообрабатывающих и ряде других предприятий. Иногда над трансформатором делают навес, а токопроводы, соединяющие выводы низкого напряжения с распределительным устройством НН, заключают в коробки из листовой стали. Указанное размещение требует меньших затрат и дает экономию цеховых площадей, однако в загрязненных зонах оно нецелесообразно, так как появляется необходимость в специальных уплотненных вводных шкафах высокого напряжения и кожухах для шинных токопроводов низкого напряжения.

К открытой установке трансформаторов около производственных зданий предъявляют строгие противопожарные требования, поскольку пожар в одном небольшом цеховом трансформаторе может вывести из работы целый производственный корпус, а иногда и технологически связанные с ним другие смежные производства. Такая установка допускается лишь для производств категории Г или Д, если расстояние от трансформаторов до стены здания составляет не менее 0,8 м.

Распределительные устройства трансформаторных подстанций наружной установки напряжением 35 кВ в ряде случаев экономически выгодно выполнять закрытыми даже при нормальной окружающей среде, особенно при небольших токах короткого замыкания и, следовательно, более дешевой аппаратуре (например, при применении горшковых или маломасляных баковых выключателей). Закрытые РУ таких подстанции компактны, что является важным преимуществом в условиях обычно стесненной площадки предприятия, особенно при его расширении или реконструкции, а также при размещении подстанции глубоких вводов вблизи нагрузок.

Силовые трансформаторы напряжением 35 кВ и выше во всех случаях устанавливают открыто, при необходимости усиливают их изоляцию.

При глубоких вводах напряжением 35 кВ трансформаторы, как и на цеховых подстанциях, устанавливают около наружных стен

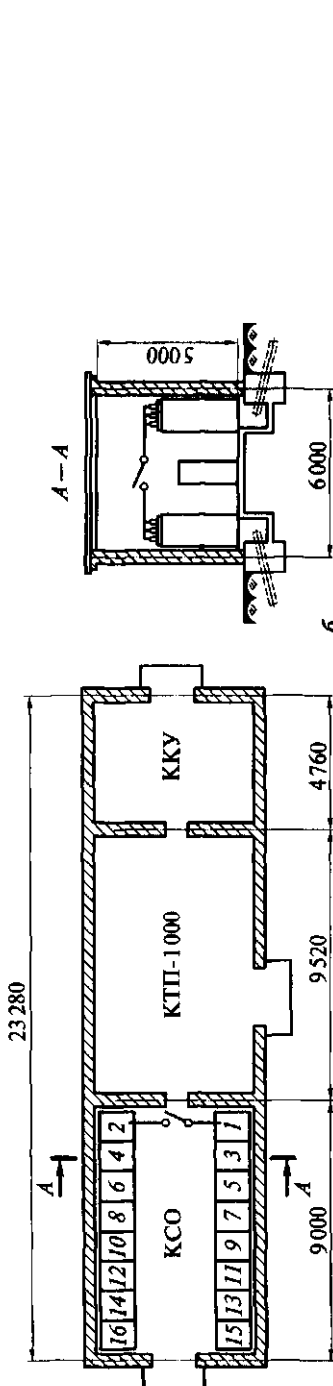
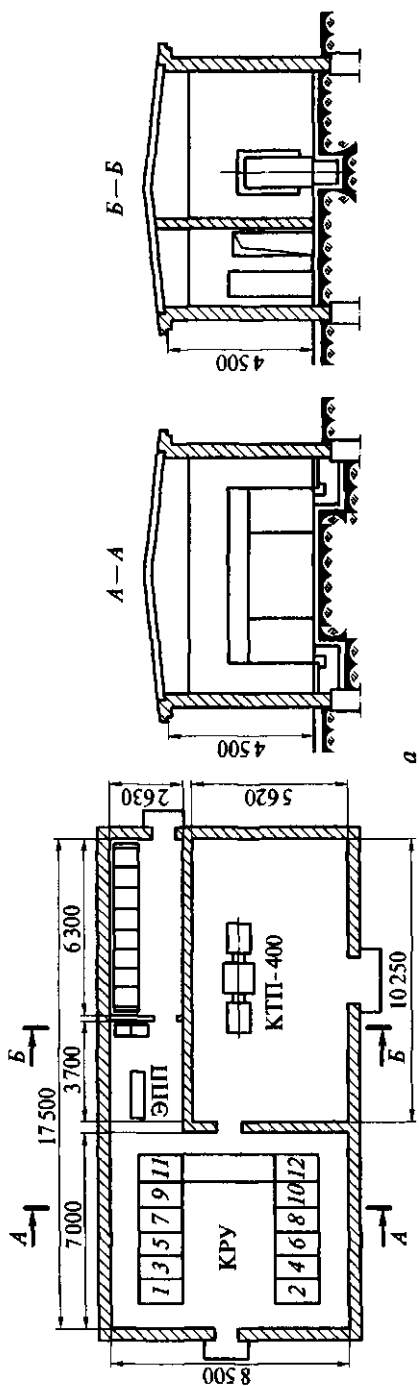


Рис. 20.2. Отдельностоящий распределительный пункт напряжением 6(10) кВ с двухрядным расположением камер, совмещенный с КТП и ККУ:

a — с камерами КРУ; *б* — с камерами КСО; 1—16 — номера камер; ЭПП — электрическая панель приборов

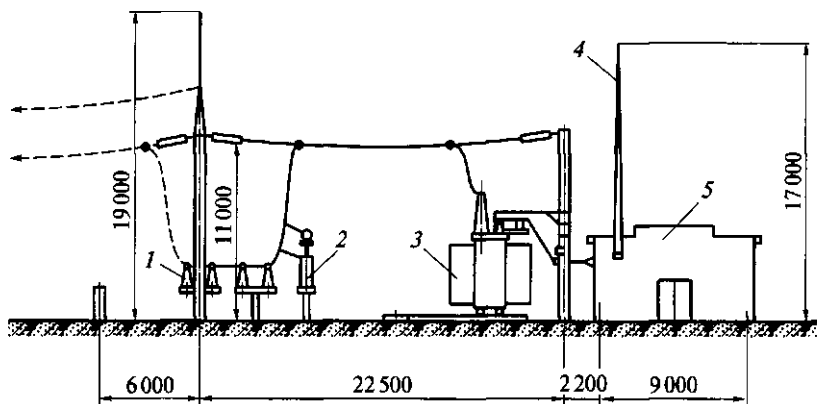
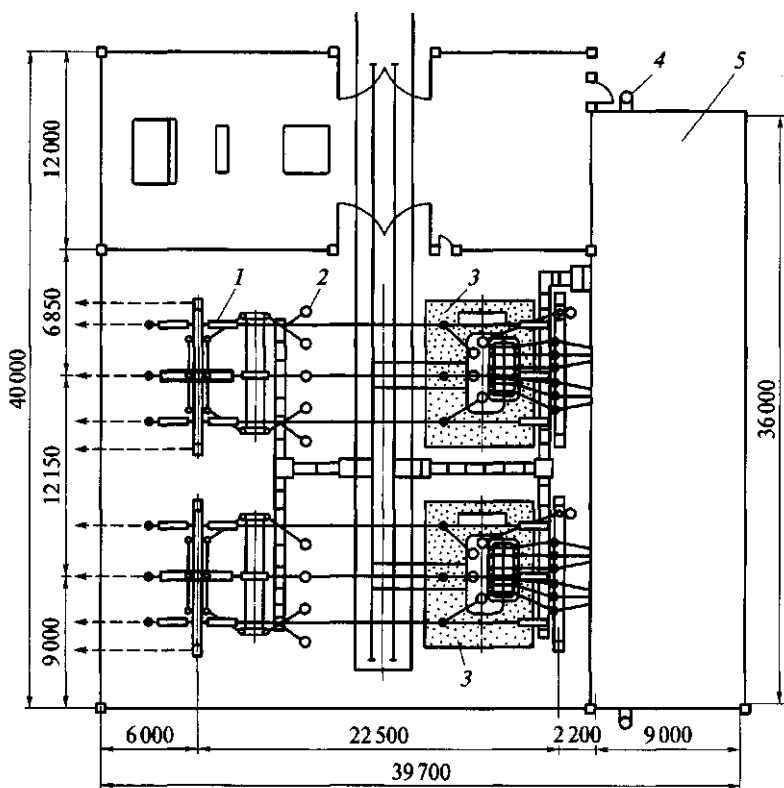


Рис. 20.3. Подстанция напряжением 35 кВ с короткозамыкателями и отделителями:

1 — линейный разъединитель; 2 — разрядник; 3 — трансформатор; 4 — молниевод; 5 — здание распределительного устройства

обслуживаемых ими цехов, а распределительные устройства вторичного напряжения 0,38... 10 кВ встраивают в здания цехов, соединяя с трансформаторами неизолированными шинами, которые при загрязненной среде заключают в металлические кожухи.

При сравнении вариантов закрытого и открытого исполнения РУ необходимо учитывать дополнительные эксплуатационные расходы при открытом варианте, связанные с обеспечением надежной работы внешней изоляции и затратами на ликвидацию последствий отключений и аварий по причине загрязнения изоляции, а также ущерб, наносимый потребителям электроэнергии авариями и отключениями по указанным причинам.

Открытая подстанция напряжением 35 кВ, представленная на рис. 20.3, выполнена выключателей и без сборных шин первичного напряжения с применением короткозамыкателей и отделителей.

Организация сменного и периодического надзора за состоянием и работой электрооборудования подстанций подробно изложена в гл. 6 (см. книгу 1).

20.2. Действия персонала при аварийных ситуациях на подстанциях

Загрязнение изоляции или появление в ней трещин с течением времени может вызвать электрический пробой. Вытекание масла из маслonaполненных аппаратов, проникновение влаги в КРУН, недостаточный уровень масла в масляных выключателях и другие дефекты, если их своевременно не выявить и не устранить, могут привести к авариям, разрушению оборудования и несчастным случаям.

Часто аварии происходят по вине оперативного персонала из-за неправильных оперативных переключений.

Дежурный персонал обязан проводить мероприятия по предупреждению аварий, руководствуясь инструкциями данного предприятия, а в случае возникновения нештатных ситуаций немедленно принимать соответствующие меры:

в первую очередь устранять опасность травмирования персонала, повреждения оборудования и, если необходимо, отключать оборудование;

не допускать вмешательства в работу автоматических устройств, которое может усугубить аварийную ситуацию;

обеспечивать восстановление нормальной работы неотключенного оборудования, если требуется включать резервное оборудование;

определять на основании показаний приборов контроля, релейной защиты и сигнализации характер и объем повреждения;

немедленно сообщать об аварии начальнику смены и дежурному инженеру или диспетчеру, которые при необходимости должны вызывать ремонтный персонал.

На крупных предприятиях дежурный персонал участвует в противоаварийных тренировках, организуемых службой главного энергетика и заранее приобретает необходимые навыки по самостоятельному устранению аварийных ситуаций и их последствий (например при отключении трансформатора устройствами защиты, возникновении пожара в кабельном коллекторе и др.). }

20.3. Техническая документация на подстанциях

Для каждой подстанции составляют технический паспорт, в котором содержатся технические данные всего объекта, характеристики основного и вспомогательного оборудования, каждой кабельной и воздушной линии (год изготовления, дата ввода в эксплуатацию, напряжение, допустимая токовая нагрузка, длина линии, марка кабеля или провода) и другие сведения.

В каждом паспорте делают записи о выявленных во время эксплуатации и испытаний отклонениях от нормальных режимов, а также о произведенных конструктивных изменениях. На имеющемся на подстанции грузоподъемное оборудование должны быть заведены технический паспорт и шнуровая книга, в которой фиксируются сведения об исправности такелажных средств и разрешения на допуск к работе.

У дежурного по подстанции должны быть:

оперативный журнал, в котором отражают в хронологическом порядке все операции, проведенные на оборудовании в текущую смену, и все выявленные нарушения работы;

журнал для записи распоряжений вышестоящего технического персонала;

журнал дефектов для отметок о неполадках в работе электрооборудования, которые нельзя устранить силами дежурного персонала смены;

суточная оперативная схема или мнемосхема;

журнал релейной защиты, автоматики и телемеханики;

карты уставок релейной защиты и автоматики;

журнал отключений выключателей, замыканий на землю и работы защит от перенапряжений;

суточные ведомости показаний контролирующих приборов;

журнал заявок на вывод из работы технологического и электротехнического оборудования. }

20.4. Особенности технического обслуживания и ремонта комплектных трансформаторных подстанций

При техническом обслуживании и ремонте оборудования трансформаторных подстанций выполняют в основном технологические операции, рассмотренные ранее в подразделах, посвященных обслуживанию и ремонту трансформаторов и распределительных устройств (см. подразд. 16.3, 16.4, 18.6, 18.7, 19.6, 19.7). При техническом обслуживании комплектных трансформаторных подстанций необходимо учитывать возможность комплектации их сухими, масляными и совтоловыми трансформаторами. Δ

Трехфазные сухие силовые трансформаторы общего назначения изготавливают мощностью от 160 до 1 600 кВ·А, напряжением обмоток ВН 6, 10, 13,8 и 15,75 кВ, обмоток НН — 0,23, 0,4, 0,69 кВ. Обмотки ВН соединяют треугольником или звездой, обмотки НН — звездой с выведенной нулевой (общей) точкой. Схема и группа соединения обмоток Δ/Y_0-11 или Y/Y_0-12 (см. подразд. 18.2). \downarrow

В обмотке ВН предусмотрена возможность изменения напряжения в пределах $\pm 5\%$. Переключения допускается производить только при отключенном трансформаторе как со стороны ВН, так и со стороны НН. Зажимы ответвлений обмотки ВН расположены на панели внутри кожуха.

Основным оборудованием, за которым нужно вести регулярное наблюдение и уход, являются силовые трансформаторы и коммутационная аппаратура распределительных щитов.

Завод-изготовитель несет ответственность за исправную работу КТП в течение 12 мес со дня ввода ее в эксплуатацию, но не более 24 мес со дня отгрузки при условии соблюдения правил хранения, транспортировки и обслуживания.

Токи нагрузок при нормальной эксплуатации не должны превышать значений, указанных в заводских инструкциях. Ток в нейтрале у сухих трансформаторов не должен превышать 25 % номинального тока фазы. \downarrow

На подстанциях с двумя резервирующими друг друга трансформаторами эксплуатационная нагрузка каждого из них не должна превышать 80 % номинальной. При аварийном режиме допускается перегрузка линий, отходящих от распределительных щитов КТП, при защите их автоматами с комбинированными расцепителями.

О нагрузке герметизированных трансформаторов типов ТНЗ и ТМЗ судят по показанию приборов, а также по давлению внутри бака, которое при нормальной нагрузке не должно превышать 50 кПа. Давление измеряют мановакуумметром.

При давлении 60 кПа срабатывает реле давления. При этом давление внутри бака понижается до атмосферного. Резкое снижение

внутреннего давления может произойти и в результате нарушения герметичности трансформатора.

⌋ В случае падения давления до атмосферного проверяют целостность диафрагмы реле давления. Если она разбита бойком ударного механизма реле, трансформатор отключают и выясняют причину, приведшую к срабатыванию реле давления. При отсутствии повреждения трансформатора (т. е. когда реле сработало из-за перегрузки) устанавливают новую диафрагму и включают трансформатор под пониженную нагрузку. ⌋

На герметизированных трансформаторах для контроля температуры в верхних слоях совтола или масла установлены термометрические сигнализаторы, подающие световой или звуковой сигнал при перегреве.

У трансформаторов, снабженных термосифонными фильтрами, во время эксплуатации контролируют циркуляцию масла через фильтр по нагреву верхней части его кожуха. Если обнаруживают загрязненность пробы масла, фильтр перезаряжают. Для этого его разбирают, очищают внутреннюю поверхность от грязи, шлама и промывают чистым маслом. При необходимости заменяют сорбент.

Сорбент, поставляемый в герметичной таре, можно применять без предварительной сушки.

Контроль за осушителем сводится к наблюдению за цветом индикаторного силикагеля. Если большая часть его окрашивается в розовый цвет, весь силикагель осушителя заменяют или восстанавливают нагревом при температуре 450... 500 °С в течение 2 ч.

Индикаторный силикагель для восстановления нагревают при температуре 120 °С до тех пор, пока вся масса не окрасится в голубой цвет (приблизительно в течение 15 ч).

Удаление шлама и оксидной пленки с контактной системы переключателя ступеней рекомендуется производить не реже 1 раза в год прокручиванием переключателя до 15—20 раз по часовой и против часовой стрелки.

Периодичность осмотров КТП устанавливает служба отдела главного энергетика в зависимости от условий эксплуатации подстанции (интенсивности работы коммутационной аппаратуры распределительного щита, температуры окружающей среды, запыленности и т. п.).

Для механических цехов длительность промежутков между осмотрами КТП составляет 6 мес. Осмотр КТП выполняют при полностью снятом напряжении на вводе и отходящих линиях. При осмотре очищают от пыли и грязи все устройства подстанции, проверяют болтовые соединения. Обгоревшие контактные поверхности зачищают, восстанавливают их антикоррозийное металлопокрытие.

Контрольные вопросы

1. Какие трансформаторные подстанции называются комплектными?
2. Какие подстанции называются встроенными, пристроенными и отдельностоящими?
3. Как организован надзор за электрооборудованием подстанций?
4. Что должен делать оперативный персонал при возникновении нестандартных ситуаций?
5. Каковы особенности обслуживания КТП?
6. Для чего устанавливают на трансформаторах термометрические сигнализаторы?
7. Какая документация должна находиться на подстанции?

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Атабеков В. Б. Ремонт трансформаторов, электрических машин и аппаратов / В. Б. Атабеков. — М. : Высш. шк., 1994.

Бредихин А. Л. Справочник молодого электромонтажника распределительных устройств и подстанций / А. Л. Бредихин, С. С. Хачатрян. — М. : Высш. шк., 1989.

Живов М. С. Справочник молодого электромонтажника / М. С. Живов. — М. : Высш. шк., 1990.

Каминский М. Л. Электрические машины / М. Л. Каминский. — М. : Высш. шк., 1990.

Ктиторов А. Ф. Производственное обучение электромонтажников по освещению, осветительным и силовым сетям и электрооборудованию / А. Ф. Ктиторов. — М. : Высш. шк., 1976.

Лукиянов Т. П. Техническая эксплуатация электроустановок промышленных предприятий / Т. П. Лукиянов, Е. П. Егоров. — М. : Энергоиздат, 1985.

Макиенко Н. И. Общий курс слесарного дела / Н. И. Макиенко. — М. : Высш. шк., 1998.

Правила безопасности при работе с инструментами и приспособлениями. — М. : Энергоатомиздат, 1986.

Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок. — М. : Главгосэнергонадзор России, 2001.

Правила устройства электроустановок. — М. : Энергоатомиздат, 1996.

Правила эксплуатации электроустановок потребителей. — М. : Главгосэнергонадзор России, 1992.

Сибикин Ю. Д. Технология электромонтажных работ / Ю. Д. Сибикин, Ю. М. Сибикин. — М. : Высш. шк., 2003.

Сибикин Ю. Д. Обслуживание электроустановок промышленных предприятий / Ю. Д. Сибикин. — М. : Высш. шк., 1989.

Сибикин Ю. Д. Справочник по эксплуатации электроустановок промышленных предприятий / Ю. Д. Сибикин. — 6-е изд. — М. : Высш. шк., 2005.

Соколов Б. А. Монтаж электрических установок / Б. А. Соколов, Н. Б. Соколова. — М. : Энергоатомиздат, 1991.

Справочник по монтажу электроустановок промышленных предприятий / под ред. Б. А. Андрюкова. — М. : Энергоатомиздат, 1993.

СНиП 3.01.01-85. Организация строительного производства. — М. : Госстрой СССР, 1985.

СНиП 3.05.06-85. Электрические устройства. — М. : Госстрой СССР, 1985.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Глава 11. Электропроводки	3
11.1. Виды электропроводок	3
11.2. Технология монтажа открытых электропроводок	6
11.3. Технология монтажа скрытых электропроводок	12
11.4. Технология монтажа электропроводок в лотках и коробах	15
11.5. Технология монтажа электропроводок в трубах	17
Глава 12. Распределительные электрические сети напряжением до 1 000 В	25
12.1. Виды схем электрических сетей	25
12.2. Выполнение сетей шинпроводами	27
12.3. Электрические сети подъемно-транспортных устройств	29
12.4. Техническое обслуживание цеховых электрических сетей напряжением до 1 000 В	32
Глава 13. Осветительные электроустановки	35
13.1. Виды освещения и источники света	35
13.2. Общие сведения о светильниках	39
13.3. Технология монтажа и ремонта светильников общего применения	41
13.4. Технология монтажа и ремонта взрывозащищенных светильников	43
13.5. Технология монтажа и ремонта электроустановочных устройств	45
13.6. Обслуживание осветительных электроустановок	46
Глава 14. Кабельные линии электропередачи	49
14.1. Способы прокладки кабелей	49
14.2. Технология монтажа кабельных линий	57
14.3. Технология монтажа и ремонта соединительных муфт на кабелях напряжением до 10 кВ	67
14.4. Технология монтажа и ремонта концевых муфт наружной установки на кабелях напряжением до 10 кВ	71

14.5. Технология монтажа и ремонта концевых муфт и заделок внутренней установки на кабелях напряжением до 10 кВ	74
14.6. Техническое обслуживание кабельных линий	78
14.7. Ремонт кабельных линий	82
Глава 15. Воздушные линии электропередачи	87
15.1. Общие сведения о воздушных линиях электропередачи	87
15.2. Технология монтажа воздушных линий напряжением до 1 000 В	92
15.3. Технология монтажа воздушных линий напряжением выше 1 000 В	94
15.4. Техническое обслуживание воздушных линий напряжением до 1 000 В	97
15.5. Ремонт воздушных линий напряжением до 1 000 В	99
15.6. Техническое обслуживание воздушных линий напряжением выше 1 000 В	101
15.7. Ремонт воздушных линий электропередачи напряжением выше 1 000 В	102
Глава 16. Техническое обслуживание и ремонт пускорегулирующей аппаратуры и распределительных устройств в сетях напряжением до 1 000 В	106
16.1. Пусковые и регулирующие аппараты в сетях напряжением до 1 000 В	106
16.2. Размещение аппаратов управления и распределительных устройств в сетях напряжением до 1 000 В	114
16.3. Техническое обслуживание распределительных устройств в сетях напряжением до 1 000 В	116
16.4. Ремонт электрической аппаратуры и установок в сетях напряжением до 1 000 В	119
Глава 17. Электрические машины	124
17.1. Общие сведения об электрифицированном промышленном оборудовании	124
17.2. Асинхронные и синхронные электродвигатели	126
17.3. Синхронные генераторы	132
17.4. Электрические машины постоянного тока	134
17.5. Техническое обслуживание электрических машин	138
17.6. Ремонт электрических машин	152
17.7. Технология ремонта обмоток электрических машин	163
17.8. Объем и нормы испытаний электрических машин	174
Глава 18. Трансформаторы	177
18.1. Силовые трансформаторы и автотрансформаторы	177
18.2. Схемы и группы соединения обмоток	181
18.3. Параллельная работа трансформаторов	184

18.4. Основные типы обмоток силовых трансформаторов	187
18.5. Способы регулирования напряжения трансформаторов	189
18.6. Техническое обслуживание силовых трансформаторов	189
18.7. Ремонт силовых трансформаторов	194
18.8. Методы испытаний трансформаторов	204
Глава 19. Аппараты и распределительные устройства в сетях напряжением выше 1 000 В	206
19.1. Основные аппараты, применяемые в сетях напряжением выше 1 000 В	206
19.2. Комплектные распределительные устройства	213
19.3. Технология монтажа комплектных распределительных устройств внутренней установки	219
19.4. Технология монтажа комплектных распределительных устройств наружной установки	222
19.5. Технология монтажа вторичных цепей	224
19.6. Техническое обслуживание распределительных устройств и измерительных трансформаторов	226
19.7. Ремонт электрических аппаратов распределительных устройств и установок напряжением выше 1 000 В	228
19.8. Испытания электроаппаратов распределительных устройств напряжением выше 1 000 В	234
Глава 20. Трансформаторные подстанции	238
20.1. Устройство подстанций	238
20.2. Действия персонала при аварийных ситуациях на подстанциях	243
20.3. Техническая документация на подстанциях	244
20.4. Особенности технического обслуживания и ремонта комплектных трансформаторных подстанций	245
Список литературы	248

Учебное издание

Сибикин Юрий Дмитриевич

**Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования
и сетей промышленных предприятий**

Учебник

В двух книгах

Книга 2

9-е издание, стереотипное

Редактор *Е. М. Зубкович*

Технический редактор *О. Н. Крайнова*

Компьютерная верстка: *Р. Ю. Волкова*

Корректоры *И. В. Могилевец, Н. Т. Захарова*

Изд. № 109112464. Подписано в печать 01.07.2014. Формат 60×90/16.
Гарнитура «Таймс». Бумага офсетная № 1. Печать офсетная. Усл. печ. л. 16,0.
Тираж 2 000 экз. Заказ № 752.

ООО «Издательский центр «Академия». www.academia-moscow.ru

129085, Москва, пр-т Мира, 101В, стр. 1.

Тел./факс: (495) 648-0507, 616-00-29.

Санитарно-эпидемиологическое заключение № РОСС RU. АЕ51. Н 16591 от 29.04.2014.

Отпечатано с электронных носителей издательства.

ОАО «Тверской полиграфический комбинат», 170024, г. Тверь, пр-т Ленина, 5.

Телефон: (4822) 44-52-03, 44-50-34. Телефон/факс: (4822) 44-42-15.

Home page — www.tverpk.ru Электронная почта (E-mail) — sales@tverpk.ru

Для подготовки квалифицированных кадров по профессии «Электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования (по отраслям)» рекомендуются следующие учебники и учебные пособия:

- Ю. Д. Сибикин
Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий.
В двух книгах. Книга 1
- В. М. Нестеренко, А. М. Мысьянов
Технология электромонтажных работ
- Ю. Д. Сибикин
Справочник электромонтажника
- В. В. Москаленко
Справочник электромонтера

ISBN 978-5-4468-1386-5



9 785446 813865

Издательский центр «Академия»
www.academia-moscow.ru

