СБОРНИК

РАСПОРЯДИТЕЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Электротехническая часть

Часть 2

Москва 2002

gost.e-ecolog.ru

РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ «ЕЭС РОССИИ»

ДЕПАРТАМЕНТ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ И РАЗВИТИЯ

ДЕПАРТАМЕНТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

СБОРНИК РАСПОРЯДИТЕЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Электротехническая часть

Издание пятое, переработанное и дополненное

Часть 2

Москва СПО ОРГРЭС 2002

Разработано Открытым акционерным обществом "Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС"

Под общей редакцией *Ф.Л. КОГАНА*

Составители *В.А. ВАЛИТОВ* (разделы 1 и 6), *И.П. ПЛЯСУЛЯ* (раздел 2), *В.П. ГЕРИХ* (СО-ЦДУ ЕЭС России), *Ю.Е. ГУРЕВИЧ* и *Ю.А. ТИХОНОВ* (ОАО "ВНИИЭ"), *И.П. МИХАЙЛОВА* (раздел 3), *Ф.Д. КУЗНЕЦОВ* (раздел 4), *В.С. БУРТАКОВ* (раздел 5), *В.И. РОДИОНОВ* (раздел 7) и совместно с *Е.Ф. КОНОВАЛОВЫМ* (раздел 9), В.Б. САТИН (раздел 8), *В.М. АРСЕНЬЕВ* и *А.Н. ЖУЛЕВ*(раздел 10), *В.А. КРИЧКО* (раздел 11)

Согласовано с Департаментом генеральной инспекции по эксплуатации электрических станций и сетей РАО "ЕЭС России" 07.03.2002 г.

Начальник *М.И. ЧИЧИНСКИЙ,*

ЦДУ ЕЭС России 24.02.2002 г.

Первый заместитель генерального директора *А.Ф. БОНДАРЕНКО*

Утверждено Департаментом научно-технической политики и развития РАО "ЕЭС России" 27.06.2002 г.

Начальник *Ю.Н. КУЧЕРОВ,*

Департаментом электрических сетей РАО "ЕЭС России" 01.04.2002 г.

Начальник *В.П. ДИКОЙ*

Настоящий Сборник распорядительных материалов (СРМ-2000) издан в двух частях. В часть 1 включены разделы 1-6, в часть 2 – разделы 7-11.

В Сборнике информационных материалов, изданном в качестве приложения к СРМ-2000, документы систематизированы по тематическим разделам СРМ-2000.

Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения издателя.

© СПО ОРГРЭС, 2002

УДК 621.311.002.5

В настоящий Сборник (Ч. 1 и 2) включены действующие распорядительные документы Департамента научно-технической политики и развития и Департамента электрических сетей РАО "ЕЭС России" по электротехнической части, изданные до 01.01.2001 г. Приведенные в Сборнике циркуляры и решения в необходимых случаях переработаны и уточнены.

Требования распорядительных документов Сборника обязательны для всех энергопредприятий и организаций ЕЭС России.

Информационные документы (письма, извещения и т.п.), выпущенные Департаментом научно-технической политики и развития и Департаментом электрических сетей РАО "ЕЭС России" в период с 01.01.1990 г. до 01.01.2001 г., включены в отдельно изданный в качестве приложения к СРМ-2000 "Сборник информационных материалов по эксплуатации энергосистем. Электротехническая часть".

Введение

Настоящий Сборник (СРМ-2000) — пятое, переработанное и дополненное издание "Сборника руководящих материалов Главтехуправления Минэнерго СССР. Электротехническая часть. Издание четвертое, переработанное и дополненное. Ч. 1 и 2" (М.: СПО ОРГРЭС, 1992).

Сборник дополнен циркулярами (Ц) и решениями (Р) департаментов РАО "ЕЭС России", изданными с 1 января 1990 г. по 31 декабря 2000 г. включительно с учетом их актуальности, опыта применения и использования в типовых инструкциях и других документах.

В СРМ-2000 не включены решения и циркуляры, положения которых либо реализованы, либо учтены в ПУЭ, ПТЭ, типовых инструкциях и прочих документах, изданных после выхода ре-

шений и циркуляров, а также совместные решения Главтехуправления (или его правоприемников) и других ведомств по частным вопросам.

Сведения о состоянии на 01.10.2001 г. документов Сборника руководящих материалов издания 1992 г. (СРМ-92), а также решений и циркуляров, изданных с 01.01.1990 г. по 31.12.2000 г., приведены в перечнях в конце каждого раздела СРМ-2000. Номера циркуляров и решений указаны в содержании каждой части СРМ-2000.

Ряд содержащихся в СРМ-2000 распорядительных документов обновлен и переработан с учетом опыта эксплуатации, внесения уточнений и дополнений в ранее выпущенные документы и выхода новых.

Контроль за выполнением требований распорядительных документов СРМ-2000 осуществляет Департамент генеральной инспекции по эксплуатации электрических станций и сетей РАО "ЕЭС России" через свои региональные предприятия.

С введением в действие настоящего Сборника утрачивает силу СРМ-92, а также все циркуляры и решения, изданные отдельно до 01.01.2001 г.

Раздел 7
ТРАНСФОРМАТОРЫ

7.1. О ПРЕДУПРЕЖДЕНИИ ОТКАЗОВ ПЕРЕКЛЮЧАЮЩИХ УСТРОЙСТВ ЗРНОА-110/1000

В энергосистемах продолжают повреждаться автотрансформаторы АТДЦТН-200000/220 и АТДЦТН-200000/330, оснащенные устройствами РПН типа ЗРНОА-110/1000, которые сняты с производства.

Перегревы контактов избирателей с последующим пробоем масляных промежутков, а также разложение масла и выпадение шлама от подогревателей приводят к аварийным отключениям автотрансформаторов.

В целях предупреждения повреждений автотрансформаторов предлагается:

1. Ввести контроль за наличием растворенных газов в масле избирателей в соответствии с "Методическими указаниями по обнаружению повреждений в силовых трансформаторах с помощью анализа растворенных в масле газов" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1979). Пробы отбирать не реже одного раза в 6 мес.

2. При обнаружении в пробе масла газов, продуктов разложения масла и изоляции принять меры к выводу автотрансформатора в ремонт с последующей ревизией контактора и избирателя. При этом необходимо:

2.1. Проверить плотность бака контактора во избежание попадания в бак избирателя газов, образующихся при работе контактора. Для этого слить масло из контактора, извлечь выемную часть, вытереть насухо полость бака. Убедиться в отсутствии проникновения масла из бака избирателя в бак контактора через уплотнения или перепускной вентиль между контактором и избирателем. В случае поступления масла восстановить плотность бака контактора. Вентиль на патрубке между избирателем и контактором должен быть надежно закрыт.

Если между двумя последними отборами проб масла на хроматографический анализ переключения РПН не производились, плотность контактора допускается не проверять.

2.2. Провести ревизию избирателя с полным сливом масла. Во время ревизии проверить состояние контактов, контактное нажатие в соответствии с заводской документацией. Поврежденные эле-

менты заменить. Ревизию контактора и избирателя следует проводить с привлечением специалистов завода-изготовителя.

3. Предусматривать ежегодное переключение устройства РПН во всем диапазоне по 20 циклов на каждой фазе невозбужденного трансформатора. Для редко переключаемых устройств с числом переключений менее 10 в месяц и нагрузкой более 600 А проводить переключения не реже одного раза в 6 мес в диапазоне от +2 до −2 ступени под нагрузкой (10 циклов).

4. Вывести из работы нагреватели, для чего отсоединить провода питания, вводы нагревателей заземлить, отключить схему обогрева.

Изменить схему температурной и токовой блокировок переключающих устройств в соответствии с рис. 7.1. Заменить один из термосигнализаторов датчиком температуры Т-35-03 (порог срабатывания датчика минус 25°С).

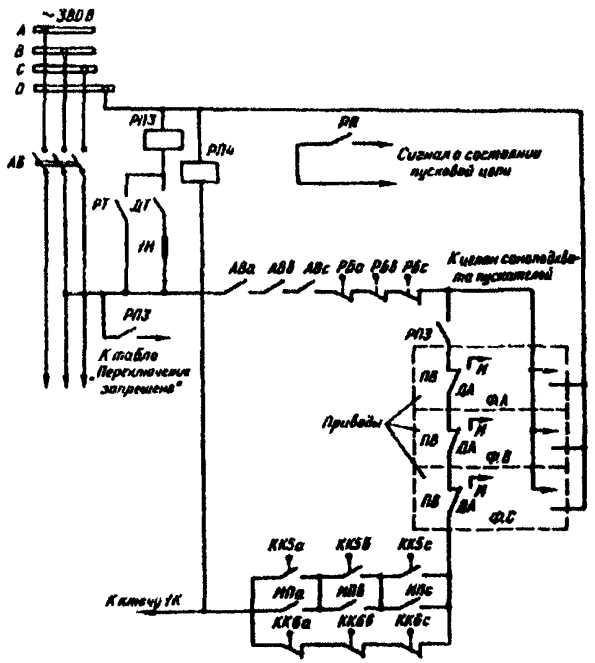


Рис. 7.1. Схема выполнения температурной и токовой блокировок с применением датчика температуры Т-35-03

Перед установкой датчика долить масло в "карман" для термосигнализатора.

7.2. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ УПУСКА МАСЛА ИЗ ТРАНСФОРМАТОРОВ (РЕАКТОРОВ) ЧЕРЕЗ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЕ КЛАПАНЫ

В энергосистемах имеются случаи упуска масла из трансформаторов с пленочной защитой с последующим их отключением из-за недостатков предохранительных клапанов и стрелочных маслоуказателей.

При увеличении нагрузки масло полностью заполняет объем расширителя, что приводит к повышению давления в баке и срабатыванию предохранительного клапана с выбросом масла.

При возврате клапан с круглой прокладкой (рис. 7.2) не полностью закрывается из-за смещения уплотняющей резиновой прокладки, что вызывает течь масла и упуск его из трансформатора.

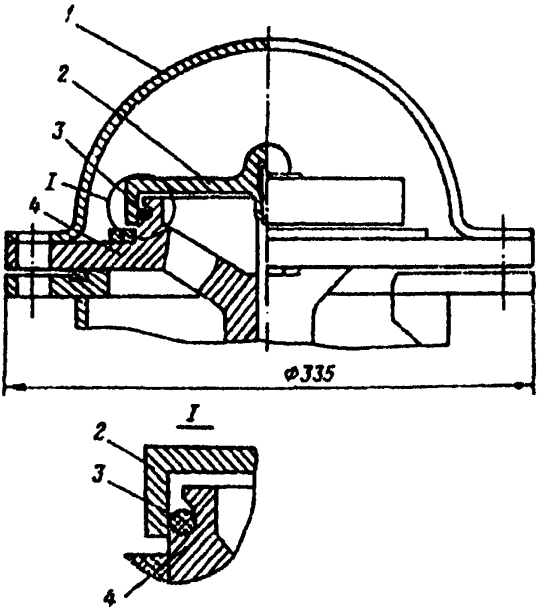


Рис. 7.2. Предохранительный клапан с круглой резиновой прокладкой:
1 — кожух; 2 — крышка; 3 — круглая прокладка; 4 — корпус

Отмечены также случаи течи масла через предохранительный клапан вследствие недостаточно надежного уплотнения.

Для устранения указанных недостатков предлагается:

1. Произвести на всех трансформаторах (реакторах) с пленочной защитой замену стрелочных маслоуказателей новыми (с раздельной сигнализацией максимального и минимального уровней масла). В первую очередь такую замену осуществлять на трансформаторах энергоблоков и автотрансформаторах АТДЦТН-200000/330.

Перед установкой на трансформатор (реактор) стрелочного маслоуказателя произвести проверку и испытания его в соответствии с заводской инструкцией. Замену маслоуказателей производить при отключенном трансформаторе (реакторе).

Для сигнализации о максимальном уровне масла использовать резервное табло на щите управления.

После замены стрелочного маслоуказателя на его шкале отрегулировать уровень масла в расширителе в соответствии с температурой верхних слоев масла в трансформаторе (реакторе). Контроль температуры верхних слоев масла осуществлять по штатным термосигнализаторам. Для выравнивания температуры масла по высоте бака трансформатора включить маслонасосы системы охлаждения не менее чем на один час.

В зависимости от диаметра расширителя применять маслоуказатели со следующей длиной рычагов:

— 2090 мм для расширителей диаметром 1570 мм;

— 1610 мм для расширителей диаметром 1260 мм.

2. Заменить на трансформаторах (реакторах) с пленочной защитой масла предохранительные клапаны с круглой резиновой прокладкой (см. рис. 7.2) клапанами с манжетным уплотнением (рис. 7.3) при выполнении ремонтов или работ, связанных со сливом масла.

Клапаны, изготовленные по заводскому чертежу № 5ВБ.456.247, замене не подлежат.

Предохранительные клапаны с круглой прокладкой установлены на трансформаторах (реакторах), выпущенных в 1979—1982 гг.

Для определения типа уплотняющей прокладки осмотреть предохранительный клапан при снятом защитном кожухе. По внешнему виду крышки (поз. 2 на рис. 7.2, 7.3) и наличию прижимного кольца (поз. 5 на рис. 7.3) определить необходимость замены клапана.

Осуществлять хранение и обслуживание предохранительных клапанов с манжетным уплотнением в соответствии с заводской инструкцией.

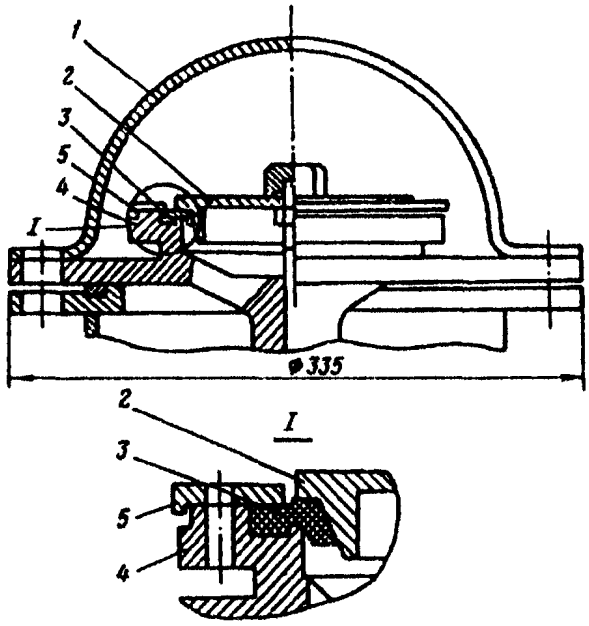


Рис. 7.3. Предохранительный клапан с манжетным уплотнением:
1 — кожух; 2 — крышка; 3 — манжета; 4 — корпус; 5 — прижимное кольцо

Производить замену клапанов на трансформаторах (реакторах) напряжением 750 кВ и выше и трансформаторах энергоблоков 500 МВт и более с обязательным привлечением специалистов завода-изготовителя.

Выполнить неплановую замену предохранительных клапанов при обнаружении течи в них.

3. Осуществлять на трансформаторах без пленочной защиты, выпущенных в 1979—1982 гг., замену предохранительных клапанов с круглой резиновой прокладкой клапанами с манжетным уплотнением при обнаружении течи в клапанах.

4. Поставку предохранительных клапанов с манжетным уплотнением и стрелочных маслоуказателей производят заводы — изготовители трансформаторов (реакторов) по заявкам энергосистем.

7.3. ОБ ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ И ПОРЯДКЕ СМЕШЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ МАСЕЛ

В настоящее время в эксплуатации находится большое количество новых марок трансформаторных масел отечественного и зарубежного производства, область применения которых не отражена в Решении Э-5/88 "Об области применения и порядке смешения трансформаторных масел" и "Методических указаниях по эксплуатации трансформаторных масел: РД 34.43.105-89".

На основании выполненных исследований физико-химических свойств различных марок трансформаторных масел отечественного и зарубежного производства и их смесей устанавливаются следующие области применения и порядок смешения отечественных и импортных трансформаторных масел, применяемых в электротехническом оборудовании.

1. Область применения трансформаторных масел

1.1. Область применения трансформаторных масел в маслонаполненном электротехническом оборудовании приведена в таблице 7.1.

Таблица 7.1

Область применения трансформаторных масел

№ п.п.	Марка масла	ГОСТ или ТУ на масло	Стабильность против окисления масла	Класс напряжения и тип электрооборудования
1 2 3 4 5 6	ГК ВГ СА Technol 2000 Nytro 11GX Nytro 10X	ТУ38.101.1025-85 ТУ38.401.978-93 ТУ38.401.1033-95 МЭК 296-82 МЭК 296-82 МЭК 296-82	Высокая	Силовые и измерительные трансформаторы, реакторы, вводы до 1150 кВ включительно, масляные выключатели
7 8 9	Т-1500 У Т-1500 Т-750 (*)	ТУ38.401.58107-94 ГОСТ 982-80 ГОСТ 982-80	Средняя	То же
10 11	ТКп (*) ТАп (*)	ТУ38.101.890-81 ТУ38.101.281-80	Низкая	Силовые и измерительные трансформаторы, реакторы до 500 кВ вкл., масляные выключатели
12 13	ТСп ТКп	ГОСТ 10121-76 ТУ38.401.5849-92	Низкая	Силовые и измерительные трансформаторы, реакторы до 220 кВ вкл., масляные выключатели

Окончание таблицы 7.1

№ п.п.	Марка масла	ГОСТ или ТУ на масло	Стабильность против окисления масла	Класс напряжения и тип электрооборудования
14	АГК, специальное арктическое	ТУ38.101.1277-89	Высокая	Силовые трансформаторы, реакторы до 750 кВ вкл. для регионов с холодным климатом
15	МВ (*)	ТУ38.101.857-87	Низкая	Масляные выключатели для регионов с холодным климатом
16	МВТ Специальное арктическое	ТУ38.401.927-92	Высокая	

Примечания

1. Масла, обозначенные (*), в настоящее время сняты с производства.

2. Испытания импортных трансформаторных масел должны выполняться в соответствии с требованиями ТУ38.101.1025-85 для масла марки Nytro 10X и ТУ38.401.1033-95 для масел марок Nytro 11GX и Technol 2000.

1.2. Трансформаторные масла должны отвечать требованиям распространяющихся на них стандартов (ГОСТ или ТУ).

1.3. Масла различных марок рекомендуется хранить и использовать раздельно, без смешения, в соответствии с их областью применения (см. таблицу 7.1).

1.4. В период гарантийного срока электрооборудования все операции с маслами (долив, замена, ввод присадок и др.) должны согласовываться с заводом — изготовителем электрооборудования.

1.5. В масляных выключателях всех классов напряжения можно применять любые трансформаторные масла, приведенные в таблице 7.1.

1.6. После капитального ремонта в силовые и измерительные трансформаторы допускается заливать свежие, эксплуатационные и регенерированные масла, если их качество удовлетворяет требованиям "Объема и норм испытаний электрооборудования".

1.7. Доливка масла в электрооборудование должна осуществляться с учетом области применения масла и порядка их смешения (раздел 2 настоящего параграфа). Показатели качества масел, предназначенных для долива, должны удовлетворять требованиям "Объема и норм испытаний электрооборудования" (область нормального состояния масла).

1.8. При доливе масла во вводы или его замене следует руководствоваться рекомендациями таблицы 7.4 приложения 7.1.

2. Порядок смешения трансформаторных масел

2.1. Масла, предназначенные для смешения, должны удовлетворять требованиям ГОСТ или ТУ.

2.2. Не допускается смешение специальных арктических масел (АГК, МВТ, МВ) с другими трансформаторными маслами.

2.3. Следует проводить смешение масел, предназначенных для применения в высоковольтных вводах, с учетом требований таблицы 7.2.

Таблица 7.2

Марки масел, рекомендуемых для замены и (или) долива в высоковольтные вводы

№ п.п.	Марка масла, залитого во ввод	Марка масла, рекомендуемого к замене или доливу	Примечание
1	ГК	ГК СА ВГ Nytro 10X Nytro 11GX Technol 2000	Для повышения газостойкости масла ГК возможно использование присадки АР-1
2	Т-750	Т-750 Т-1500 У Т-1500 Technol 2000	
3	Т-1500	Т-1500 Т-1500 У Technol 2000	
4	ТКп	Т-750 Т-1500 У Т-1500 Technol 2000	При необходимости возможен долив масла ТКп по ТУ 38.101.890-81

2.4. Допускается, за исключением случаев, оговоренных в пп. 2.2 и 2.3 настоящего параграфа, проводить смешение трансформаторных масел, приведенных в таблице 7.1, в любых соотношениях.

2.5. При смешении масел с разной областью применения (см. таблицу 7.1) смесь может использоваться только в электрооборудовании низшего класса напряжения.

Показатели качества смеси масел, предназначенных для залива в электрооборудование, должны удовлетворять требованиям "Объема и норм испытаний электрооборудования".

2.6. Рекомендуется при смешении использовать масла одной группы стабильности против окисления (см. таблицу 7.1).

2.7. Следует при смешении новых марок масел, не указанных в таблице 7.1, проводить их испытания на совместимость в объеме таблицы 7.3.

Таблица 7.3

Объем испытаний свежих масел на совместимость и рекомендуемая область применения смесей

№ п.п.	Наименование показателя качества	Номер стандарта на метод испытания	Значение показателя для масел		
			высокой стабильности	средней стабильности	низкой стабильности
1	Тангенс угла диэлектрических потерь при 90°С, %, не более	ГОСТ 6581-75	0,5	0,5	1,7 (для ТСп) 2,2 (для ТКп)
2	Стабильность против окисления	ГОСТ 981-75			
	Условия процесса:				
	– температура, °С		155	130	120
	– продолжительность, ч		12	30	14
	– расход кислорода, $см^3$/мин		50	50	200
	– кислотное число окисленного масла, мгКОН/г, не более		0,15	0,15	0,1
	– содержание осадка, % массы, не более		0,015	Отсутствие	0,01
	– выход летучих кислот, мгКОН/г, не более		0,15	0,04	0,008*
3	Поверхностное натяжение на границе масла с водой, $н/м \cdot 10^{-3}$, не менее (показатель факультативен, определение не обязательно)		40	40	35
4	Рекомендуемая область применения смеси масел, класс напряжения электрооборудования, кВ, не выше		1150	750 (500)**	220

* Через 6 ч окисления.

** См. пункт 2.9 параграфа.

Масла считаются совместимыми, если качество смеси удовлетворяет требованиям к маслу более низкого качества из состава смеси.

Рекомендуется испытания на совместимость масел проводить в специализированных организациях, сертифицированных для этих целей.

2.8. Допускается смешение свежих, регенерированных и эксплуатационных масел, если сами масла и их смеси отвечают требованиям "Объема и норм испытаний электрооборудования".

2.9. В исключительных случаях при некондиционности одного из масел по стабильности против окисления и(или) тангенсу угла диэлектрических потерь, предназначенных к смешению, и отсутствии возможности полного восстановления его качества, масла могут быть проверены на совместимость по условиям группы с более низкой стабильностью против окисления (см. таблицы 7.1 и 7.3).

Значения остальных показателей качества масел, а также смеси, должны соответствовать требованиям "Объема и норм испытаний электрооборудования".

Смесь масел со средней стабильностью против окисления при некондиционности одного из масел может быть использована в силовых трансформаторах и реакторах класса напряжения не выше 500 кВ и в масляных выключателях любых классов напряжения.

Смесь масел с низкой стабильностью против окисления при некондиционности одного из масел может быть использована в силовых трансформаторах и реакторах класса напряжения не выше 220 кВ и в масляных выключателях любых классов напряжения.

Значения основных показателей качества свежих масел, поставляемых на энергопредприятия России, приведены в таблице 7.4 приложения 7.1.

Приложение 7.1

КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРИМЕНЯЕМЫХ В ЭНЕРГЕТИКЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ МАСЛАХ

В настоящее время отечественной нефтеперерабатывающей промышленностью вырабатываются и поставляются следующие трансформаторные масла:

— ГК по ТУ 38.101.1025-85 (ранее по ТУ 38.401.358-84), в основном из западно-сибирских нефтей, вырабатываемое с применением процессов гидрокрекинга и каталитической депарафинизации. Выпускается на АО "Ангарская нефтехимическая компания" (665830, г. Ангарск, Иркутская область);

— СА по ТУ 38.401.1033-95, в основном из западно-сибирских нефтей, вырабатываемое с применением процессов селективной очи-

стки, низкотемпературной депарафинизации и специальной адсорбционной очистки. Выпускается АО "Новоуфимский нефтеперерабатывающий завод" (450037, г. Уфа, Республика Башкортостан);

– Т-1500У по ТУ 38.401.58107-94, в основном из западно-сибирских нефтей, вырабатываемое с применением процессов селективной очистки, низкотемпературной депарафинизации и гидроочистки. Выпускается АО "Уфанефтехим" (450045, г. Уфа, Республика Башкортостан) и ОАО "Нижегород-нефтеоргсинтез" (606200, г. Кстово, Нижегородская область);

– ТСп по ГОСТ 10121-76, в основном из западно-сибирских нефтей, вырабатываемое с применением процессов селективной очистки, низкотемпературной депарафинизации, контактной или гидроочистки. Выпускается нефтеперерабатывающими заводами АО "Уфанефтехим" (450045, г. Уфа, Республика Башкортостан), АО "Новоуфимский нефтеперерабатывающий завод" (450037, г. Уфа, Республика Башкортостан); ОАО "Нижегород-нефтеоргсинтез" (606200, г. Кстово, Нижегородская область), АО "ОмскНПЗ" (644040, г. Омск);

– ТКп по ТУ 38.401.5849-92, в основном из анастасиевской нефти, вырабатываемое с применением процессов кислотно-щелочной очистки и контактной доочистки. Выпускается на Ярославском нефтемаслозаводе им. Д.И. Менделеева (152321, пос. Константиновский, Ярославская область);

– ВГ по ТУ 38.401.978-93, в основном из западно-сибирских нефтей, вырабатываемое с применением гидрокрекинга и каталитической депарафинизации. Выпускается АО "Лукойл-Волгоград-нефтеоргсинтез" (400029, г. Волгоград, ул. 40 лет ВЛКСМ, д. 55);

а также специальные арктические масла, такие как:

– ЛГК по ТУ 38.101.1271-89 (ранее по ТУ 38.401.608-86), в основном из западно-сибирских нефтей, вырабатываемое с применением процессов глубокой гидроочистки легкого газойля, выделения остаточной фракции и ее каталитической депарафинизации. Выпускается на АО "Ангарская нефтехимическая компания" (665830, г. Ангарск, Иркутская область).

Масло обладает относительно низкой вязкостью при положительных (+50°С) и отрицательных (-40°С) температурах и низкой температурой застывания; используется в основном в районах с холодным климатом;

– МВТ по ТУ 38.401.927-92, в основном из западно-сибирских нефтей, вырабатываемое с применением процессов гидрокрекинга и каталитической депарафинизации. Выпускается на АО "Лукойл-Волгоград-нефтеоргсинтез" (400029, г. Волгоград, ул. 40 лет ВЛКСМ, д. 55).

Масло специальное с низкой вязкостью при положительных и отрицательных температурах, с низкой температурой застывания и низкой температурой вспышки; используется в масляных выключателях в районах с холодным климатом.

На многих энергопредприятиях сохранились ранее выпускавшиеся в СССР следующие трансформаторные масла:

— Т-1500 по ГОСТ 982-80 из бакинских нефтей, выпускавшееся Бакинским НПЗ;

— Т-750 по ГОСТ 982-80 из анастасиевской нефти, выпускавшееся Ярославским НПЗ им. Д.И. Менделеева;

— ТКп по ТУ 38.101.890-81, из бакинских нефтей, выпускавшееся Бакинским НПЗ;

— ТАп по ТУ 38.101.281-80, в основном из анастасиевской нефти, выпускавшееся на Батумском нефтеперерабатывающем заводе с использованием специального процесса адсорбционной очистки;

— МВ по ТУ 38.101.857-80 из бакинских нефтей, выпускавшееся на Бакинском НПЗ с использованием специального процесса кислотно-щелочной очистки, предназначенное для масляных выключателей в районах с холодным климатом.

Из Швеции поступают трансформаторные масла фирмы "Нюнас" (Nynas Naphthenics, Box 10701, S-12129, Stockholm, Sweden):

— Nytro 11GX по МЭК 296-82 из нафтеновых венесуэльских нефтей, вырабатываемое с применением процессов гидроочистки;

— Nytro 10X по МЭК 296-82 из нафтеновых венесуэльских нефтей, вырабатываемое с применением процессов гидроочистки (масло более глубокой очистки по сравнению с Nytro 11GX).

ЗТЗ поставляет в Россию трансформаторы, залитые шведским маслом, в основном Nytro 11GX.

Из Австрии поступали масла фирмы "Технол" (Technol, A-11144, Wien, Linzerstrase, 421A, Aystria), в основном марки Technol-2000: Technol-2000 по МЭК 296-82, из специальной нафтеновой австрийской нефти, вырабатываемое с применением процессов кислотной очистки и адсорбционной или гидрогенизационной доочистки.

Значения основных показателей качества масла Nytro 10X соответствуют требованиям ТУ 38.101.1025-85, а масла Nytro 11GX и Technol-2000 — требованиям ТУ 38.401.1033-95.

Все перечисленные масла, выпускаемые в России и странах СНГ, а также импортные масла, поставляемые в Россию, должны содержать антиокислительную присадку 2,6-дитребутил-4-метилфенол (фирменные названия агидол — 1, ионол, керобит, топанол — 0, ДБПК и др.).

Значения основных показателей качества свежих трансформаторных масел приведены в таблице 7.4.

Таблица 7.4

Основные показатели качества свежих трансформаторных масел

Наименование показателя качества	Значение показателя качества												
	ГК	СА	Т-1500 У(Уфа)	Т-1500 У(Н-Н)	Т-1500	Т-750	ТКл бак.	ТКп яросл.	ТСп	ВГ	Nytro 11 GX	Nytro 10X	Technol-2000
1. Вязкость при -30°С, $мм^2/с$, не более	1200	1200	1300	1300	1500	1600	1500	1500	1300	1200	1800	1800	1800
2. Тангенс угла диэлектрических потерь при 90°С, %, не более	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	2,2	2,2	1,7	0,5	0,5	0,5	0,5
3. Температура застывания, °С, не выше	–45	–45	–45	–45	–45	–55	–45	–45	–45	–45	–45	–45	–45
4. Температура вспышки в закрытом тигле, °С, не менее	135	140	135	135	135	135	135	135	150	135	135	135	135
5. Содержание серы, %, не более	–	0,3	0,3	0,3	0,3	–	–	–	0,6	–	–	–	–
6. Стабильность против окисления по ГОСТ 981-75:													
– температура, °С	155	155	135	135	135	130	120	120	120	155	155	155	155
– продолжительность, ч	14	12	30	30	30	30	14	14	14	12	12	14	12
– расход кислорода, $см^3$/мин	50	50	50	50	50	50	200	200	200	50	50	50	50
– выход летучих кислот, мг КОН/г, не более	0,04	0,15	0,05	0,05	0,04	0,04	0,008 См. прим.	0,005 См. прим.	0,005 См. прим.	0,04	0,15	0,04	0,15
– кислотное число масла, мг КОН/г, не более	0,1	0,15	0,2	0,2	0,2	0,15	0,1	0,1	0,1	0,1	0,15	0,1	0,15
– осадок, %, не более	0,015	0,015	Отс.	Отс.	Отс.	Отс.	0,01	0,01	Отс.	0,015	0,015	0,015	0,015

Окончание таблицы 7.4

Наименование показателя качества	Значение показателя качества												
	ГК	СА	Т-1500 У(Уфа)	Т-1500 У(Н-Н)	Т-1500	Т-750	ТКл бак.	ТКл яросл.	ТСп	ВГ	Nytro 11 GX	Nytro 10X	Technol-2000
7. Содержание атомов углерода ASTMD-3238-80, %, в:													
– ароматических ядрах, C_A	1,6	4,54	10,0	4,9	14,2	17	12	18,9	9,06	–	4,46	0,85	7,8
– нафтеновых циклах, C_H	40,2	39,14	34	41,3	40,6	40	35,4	40,1	38,94	–	56,04	61,25	53,6
– парафиновых углеводородах и алкильных цепях, $C_П$	58,2	56,32	56	53,8	45,2	43	52,6	41	52	–	39,5	37,9	38,6
– отношение $C_H/C_П$	0,69	0,69	0,61	0,77	0,90	0,93	0,67	0,99	0,75	–	1,42	1,6	1,4
8. Газостойкость в электрическом поле в среде ионизированного водорода по ГОСТ 13003, мкл/мин:													
– газовыделение	+26	+1,5	–	+4,0	–	–	–	–	–	–	+10	+25	+2
– газопоглощение	–	–	–12,3	–	–8,0	–12	–9	–18	–8,3	–	–	–	–
9. Стабильность против окисления по публикации МЭК 1125 «В», индукционный период окисления, ч	200-250	122-144	90-97	86-99	60-70	80	70-80	30	30-40	120	120	320	130
10. Индукционный период окисления по ВТИ, ч, до выхода летучих кислот:													
– 0,05 мг КОН/г	170	140	82	–	65	80	65	27	25	–	130	200	115
– 0,25 мг КОН/г	190	150	140	–	90	90	90	40	50	–	140	220	128
11. Поверхностное натяжение на границе с водой, $Нм^{-1} \cdot 10^{-3}$	41	43	41	45	40	40	40	36	37	–	39	42	43

Примечание – Выход летучих кислот определяется через 6 ч окисления.

Для масел, подвергнутых специальной подготовке (дегазации, обезвоживанию, фильтрации) перед заливом в электрооборудование, предъявляется ряд дополнительных требований к их качеству. Качество данных масел должно отвечать требованиям "Объема и норм испытаний электрооборудования".

7.4. ОБ ИЗМЕРЕНИЯХ СОПРОТИВЛЕНИЯ КЗ ТРАНСФОРМАТОРОВ

При протекании токов КЗ вследствие воздействия электродинамических сил первоначально могут происходить незначительные смещения отдельных катушек внутренних обмоток трансформаторов, которые невозможно выявить испытаниями, предусмотренными "Объемом и нормами испытаний электрооборудования". В то же время необходимо своевременно установить именно начальные деформации обмоток, чтобы предотвратить аварийный выход трансформатора из строя с разрушениями, значительно удорожающими ремонт и затрудняющими определение причины аварии.

Основным параметром, характеризующим деформацию обмоток, является сопротивление КЗ трансформатора $Z_к$. По изменению $Z_к$ можно определить степень деформации обмоток. Допустимое изменение $Z_к$ зависит от конструкции и технологии изготовления обмоток. Периодическое измерение позволит своевременно выявить повреждение трансформатора и вывести его в ремонт.

С учетом изложенного выше предлагается:

1. Выполнить измерение $Z_к$ на всех трансформаторах и автотрансформаторах мощностью 63 МВ·А и более, класса напряжения 110 кВ и выше:

— перед вводом в эксплуатацию;

— при капитальных ремонтах;

— после протекания через трансформатор токов 0,7 и более расчетного тока КЗ трансформатора.

2. Сравнивать измеренные значения $Z_к$ с базовыми.

В качестве базового значения $Z_к$ следует принимать значение, измеренное на местах установки при вводе трансформаторов в эксплуатацию, а при его отсутствии — значение $Z_к$, вычисленное по паспортным значениям напряжения КЗ ($U_к$), %.

При отклонении значения $Z_к$ от базового на 3% или от вычисленного по паспорту на 5% трансформатор необходимо выводить в ремонт.

3. Измерение $Z_к$ трансформаторов необходимо производить по методике, разработанной НИЦ ВВА и ПО "Запорожтрансформатор" и приведенной в приложении 7.2.

МЕТОДИКА ИЗМЕРЕНИЯ СОПРОТИВЛЕНИЯ КЗ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

1. Измерение $Z_к$ производить с использованием амперметров и вольтметров, включенных в измерительную схему, на отключенном и полностью расшинованном трансформаторе. Напряжение питающей сети 380 В, класс точности применяемых приборов – не ниже 0,5. Можно использовать при проведении измерений комплект приборов К 505 или К 50.

В случае отсутствия измерительных комплектов К 505 или К 50 измерения можно производить, имея один амперметр и один вольтметр, путем поочередного подключения их к фазам (после отключения напряжения питания).

2. Измерения $Z_к$ трехфазных трансформаторов необходимо производить со стороны обмотки, соединенной в "звезду" и имеющей нулевой провод.

3. При измерениях напряжение следует подать на все три фазы, измерение тока и напряжения производить пофазно с обязательным использованием нулевого провода. При всех измерениях сопротивления КЗ "треугольник" на обмотках НН должен быть собран.

4. На рис. 7.4–7.6 приведены схемы измерений $Z_к$ автотрансформаторов для трех пар обмоток. На рис. 7.7 приведена схема измерений $Z_к$ трансформатора, имеющего расщепленную обмотку НН. В таком случае следует производить два измерения при поочередном закорачивании частей обмотки НН. На схемах не показаны регулировочные обмотки, так как их наличие не меняет принципиальных схем измерений, а учитывается положением РПН. Схемы измерений приведены с включением приборов в фазу А. Измерения в фазах В и С выполняются аналогично.

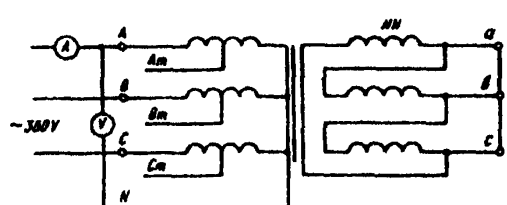


Рис. 7.4. Схема измерений $Z_к$ автотрансформатора для пары обмоток ВН-НН

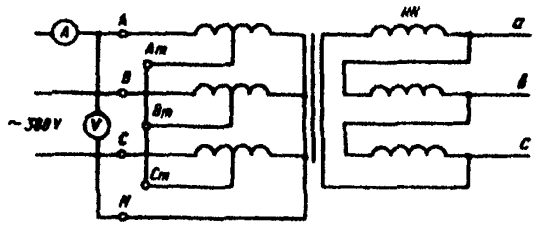


Рис. 7.5. Схема измерений $Z_к$ автотрансформатора для пары обмоток ВН-СН

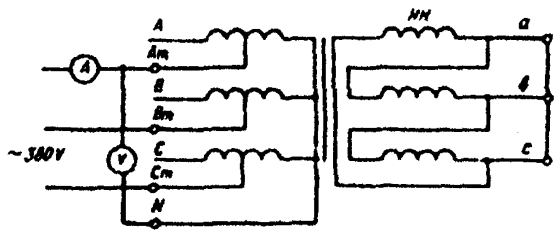


Рис. 7.6. Схема измерений $Z_к$ автотрансформатора для пары обмоток СН-НН

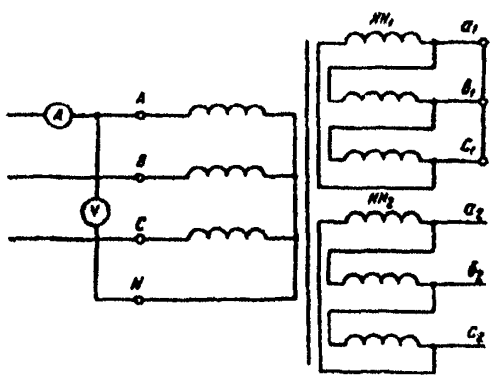


Рис. 7.7. Схема измерений $Z_к$ трансформатора с расщепленной обмоткой НН (ВН-$НН_1$)

5. Необходимое значение тока для проведения измерений следует определять, исходя из обеспечения нормального отсчета показаний по приборам (амперметру и вольтметру), стрелка приборов должна быть на второй половине шкалы.

6. Сечение закоротки, устанавливаемой на выводах, должно составлять не менее 30% сечения проводов обмотки трансформатора. Сечение проводов обмотки следует определять по значению ее номинального тока, исходя из средней плотности тока в обмотке, равной 3 А/мм^2.

Все присоединения питающих проводов и закоротки должны быть выполнены "под болт". При использовании в качестве закоротки алюминиевых проводов (шин) их сечение должно быть увеличено по сравнению с медными на 30%. Длина закоротки должна быть минимальной. Контактные места установки закороток должны быть тщательно зачищены до металлического блеска.

7. На блочных трансформаторах измерения производить без расшиновки стороны НН установкой закоротки на выводах НН трансформатора.

8. Предварительно для определения значений тока, напряжения и пределов приборов при измерениях по паспортным данным трансформатора следует определить $Z_к$ (Ом):

$$Z_к = \frac{U_{ном}\, U_к}{100\, I_{ном}},$$

где $U_{ном}$ – номинальное фазное напряжение питаемой обмотки, В;

$U_к$ – напряжение КЗ для рассматриваемой пары обмоток, указанное в паспорте, %;

$I_{ном}$ – номинальный фазный ток питаемой обмотки, А.

9. В целях более полного контроля состояния трансформатора измерения $Z_к$ следует производить на трех ступенях регулирования напряжения: номинальной и двух крайних.

Номинальный ток ответвления обмотки ($I'_{ном}$) при необходимости определяется по формуле

$$I'_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}U_{ном}},$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

$U_{ном}$ – номинальное линейное напряжение ответвления обмотки, кВ.

10. При измерении необходимо фиксировать частоту питающей сети.

Если при измерениях частота сети (f^1) отличалась от номинальной (50 Гц), измеренные значения $Z_к^1$ необходимо привести к номинальной частоте по формуле

$$Z_к = \left(\frac{50}{f^1}\right) \cdot Z_к^1.$$

11. В таблице 7.5 приведены данные по схемам расположения обмоток на стержнях различных типов трансформаторов и автотрансформаторов, способы регулирования напряжения и рекомендуемые пары обмоток при проведении измерений. При выборе обмоток следует помнить о том, что максимальная чувствительность при измерениях $Z_к$ будет иметь место в опыте КЗ для пары обмоток, расположенных рядом. Например, при измерениях на трехобмоточном трансформаторе и наличии деформации обмотки НН значение изменения сопротивления КЗ ($\Delta Z_к\%$) пары НН-СН больше, чем пары НН-ВН.

12. Оценку состояния обмоток трансформатора производить путем сравнения значения $Z_к$ по фазам с данными произведенных ранее на месте измерений или при их отсутствии с паспортными данными. Изменение $Z_к$ подсчитывается по формуле

$$\Delta Z_к = \frac{Z_к - Z_{кб}}{Z_{кб}} 100\%,$$

где $Z_{кб}$ — базовое значение сопротивления КЗ, по отношению к которому определяется отклонение.

Значение $\Delta Z_к \geq 3\%$ указывает на наличие в обмотках недопустимых деформаций. При сравнении с паспортными данными за начальное значение $\Delta Z_к$, указывающее на деформацию обмоток, необходимо принимать 5%, так как по данным заводских измерений сопротивления отдельных фаз трансформаторов могут отличаться на значение до 2%.

Для трехобмоточных трансформаторов при деформации средней по расположению обмотки знак $\Delta Z_к$ положительный при измерении $Z_к$ пары, где средняя обмотка является внутренней, и отрицательный при измерении $Z_к$ пары, где средняя обмотка является наружной.

Таблица 7.5

Тип трансформатора, автотрансформатора	Мощность, МВ·А (год разработки трансформатора)	Класс напряжения	Регулирование напряжения	Расположение обмоток на стержнях	Рекомендуемые пары обмоток при проведении измерений
1. АТДЦТН	63; 125 (1968; 1980); 200; 250	220	РПН в линии СН	НН-СН-ВН-РО	ВН – $СН_{ном}$, $СН_{ном}$ – НН
2. АТДЦТН	125 (1977); 200 (1975; 1984); 250 (1980)	330	То же	НН-РО-СН-ВН	ВН – $СН_{ном}$, ВН – $СН_{макс}$, $СН_{ном}$ – НН, $СН_{макс}$ – НН
3. АТДЦТН	125 (1963)	220	–»–	НН-РО-СН-ВН	ВН – $СН_{ном}$, $СН_{мин}$ – НН, $СН_{ном}$ – НН
4. АТДЦТН	125 (1963); 200 (1962, 1972)	330	–»–	НН-РО-СН-ВН	ВН – $СН_{ном}$, $СН_{мин}$ – НН, $СН_{ном}$ – НН
5. АТДЦТН	250; 500	500	РПН в нейтрали ВН	НН-РО-СН-ВН	ВН – $СН_{ном}$, ВН – $СН_{макс}$, $СН_{ном}$ – НН, $СН_{макс}$ – НН
6. АТДЦТН	400	330	То же	РО-НН-ВН	$ВН_{ном}$ – НН, $ВН_{макс}$ – НН, $ВН_{мин}$ – НН
7. ТРДЦН	63	330	–»–	РО-$НН_1$($НН_2$)-ВН	$ВН_{ном}$ – $НН_1$($НН_2$), $ВН_{макс}$ – $НН_1$($НН_2$)
8. ТРДЦН	63; 80; 125	110	–»–	НН-ВН-РО	$ВН_{ном}$ – $НН_1$, $ВН_{ном}$ – $НН_2$
9. ТРДЦН	63	150	РПН в нейтрали ВН	НН-ВН-РО	$ВН_{ном}$ – $НН_1$, $ВН_{ном}$ – $НН_2$
10. ТРДЦН	63; 100; 160	220	То же	НН-ВН-РО	$ВН_{ном}$ – $НН_1$, $ВН_{ном}$

11. АОДЦТН	167; 267	500	РПН в линии СН	НН-СН-НН; РО-КО	$СН_{мин}$ – НН, ВН – $СН_{ном}$, $СН_{ном}$ – НН
12. АОДЦТН	333; 417	750	РПН в нейтрали ВН	НН-СН-ВН; РО-КО	ВН – $СН_{ном}$, $СН_{ном}$ – НН
13. Автотрансформаторы без РПН	–	–	Без РПН (с ПБВ и без него)	НН-СН-ВН	$ВН_{ном}$ – НН, $СН_{ном}$ – НН
14. Блочные трансформаторы	–	–	То же	НН/ВН	$ВН_{ном}$ – НН
15. Блочные трансформаторы	–	–	–»–	$ВН_2$-НН-$ВН_1$	$ВН_{ном}$ – НН
16. ТДТН	63; 80	110, 150	РПН в нейтрали ВН, ПБВ в СН	НН-СН-ВН-РО	$ВН_{ном}$ – $СН_{ном}$, $СН_{ном}$ – НН

Примечания

1. Приведены сведения по сетевым трансформаторам общего назначения основных типов, находящихся в эксплуатации.
2. При всех измерениях предусматривается подача напряжения на обмотку, указанную первой, и установка закоротки на обмотку, указанную второй.
3. В автотрансформаторах по пунктам 1 и 2 обмотка РО подключена к точке соединения последовательной и общей обмоток, по пп. 3, 4, 11 обмотка РО включена между последовательной и общей обмотками.

13. Для достижения полной идентичности измерений в энергосистемах и в целях накопления данных для их обобщения необходимо результаты измерений оформлять по прилагаемой форме:

Результаты измерения $Z_к$ трансформатора (автотрансформатора) _____

_____

схемное обозначение

типа _____, заводской номер _____

_____

наименование электростанции (подстанции)

1. Паспортные данные: $U_{к\ ВН\text{-}НН}$ = _____,
   $U_{к\ СН\text{-}НН}$ = _____,
   $U_{к\ ВН\text{-}СН}$ = _____.
2. Схема и группа соединения обмоток $U_{ном\ ВН}$ = _____,
   $U_{ном\ СН}$ = _____,
   $U_{ном\ НН}$ = _____.
3. Диапазоны регулирования:
   РПН _____,
   ПБВ _____.
4. Схемы измерений
5. Типы и номера измерительных приборов: _____
6. Сечение и материал закоротки _____

_____

Измерение для пары обмоток	Фаза трансформатора	Частота Гц	Напряжение, В	Ток А	$Z^1_к$ Ом	$Z_к$ Ом	$Z_{к6}$ Ом	Дата измерения	Фамилия, имя, отчество исполнителя

7.5. ОБ ИЗМЕНЕНИИ ТРЕБОВАНИЙ пп. 6.11 И 6.20.4 "ОБЪЕМА И НОРМ ИСПЫТАНИЙ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ" К ТРАНСФОРМАТОРАМ СЕРИИ ТМ 6-10 кВ МОЩНОСТЬЮ до 1000 кВ·А ВКЛЮЧИТЕЛЬНО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Учитывая опыт эксплуатации трансформаторов 6 — 10 кВ мощностью до 1000 кВ·А включительно распределительных электрических сетей и в целях сокращения затрат на их техническое обслуживание предлагается руководствоваться следующим:

1. Измерения потерь холостого хода трансформаторов 6 — 10 кВ мощностью до 1000 кВ·А включительно должны произ-

водиться после капитального ремонта с полной или частичной расшихтовкой магнитопровода.

2. Перед вводом трансформаторов 6 – 10 кВ мощностью до 1000 кВ·А включительно в эксплуатацию производить физико-химический анализ масла и измерение сопротивления изоляции (R''_{60}).Показатели качества масла должны удовлетворять требованиям пп. 1 – 6 таблицы 25.2 "Объема и норм испытаний электрооборудования" (далее – Норм).

3. После ввода в работу трансформаторы 6 – 10 кВ мощностью до 630 кВ·А включительно эксплуатировать без проведения межремонтных испытаний и измерений.

4. После ввода в работу трансформаторы 6 – 10 кВ мощностью 1000 кВ·А эксплуатировать с проведением отборов проб масла при текущих ремонтах. Показатели качества масла должны удовлетворять требованиям пп. 1 – 5 и 7 таблицы 25.4 Норм. Измерения сопротивления изоляции (R''_{60})производятся при неудовлетворительных результатах испытаний масла в соответствии с п. 6.4.1 Норм.

5. Периодичность осмотров и текущих ремонтов трансформаторов 6 – 10 кВ мощностью до 630 кВ·А включительно устанавливается техническим руководителем АО-энерго с учетом требований заводских руководств по эксплуатации.

Текущие ремонты трансформаторов мощностью 1000 кВ·А, как правило, должны производиться с периодичностью не реже 1 раза в 4 года.

6. Замена сорбента в термосифонных фильтрах трансформаторов 6 – 10 кВ мощностью до 630 кВ·А включительно должна производиться при капитальном ремонте, а трансформаторов 1000 кВ·А и при кислотном числе масла > 0,1 мг КОН на 1 г масла.

7. При проведении капитальных ремонтов трансформаторов 6 – 10 кВ мощностью до 1000 кВ·А включительно допускается заливка регенерированного масла, отвечающего требованиям п. 1 – 6 таблицы 25.3 Норм.

8. С выходом настоящего параграфа отменяется Решение № 3-6/80 от 17.07.80.

7.6. О СНИЖЕНИИ ЧИСЛА ОПАСНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ ТОКОВ КЗ НА ОБМОТКИ АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ 220-500 кВ

Одним из основных видов повреждений автотрансформаторов выпуска до 1980 г. типов АТДЦТГ-240000/220/110, АТДЦТН-125000/330/110, АТДЦТН-200000/330/110, АТДЦТГ-240000/330/220, АТДЦТН-250000/500/110 и

АОДЦТН-267000/500/220 является деформация общих обмоток под действием радиальных электродинамических сил при ударных токах КЗ, наибольшее значение которых вероятно при повторном включении на КЗ. Сокращение числа опасных воздействий ударного тока КЗ может быть достигнуто изменением очередности включения или запретом автоматического и ручного повторного включения поврежденной линии при токах КЗ, превышающих граничное (условно-допустимое) значение, указанное в таблице 7.6.

Таблица 7.6

Тип автотрансформатора	Год изготовления, до (включительно)	Граничное (условно-допустимое) значение тока КЗ, кА	Уставка токового реле, кА
АТДЦТГ-240000/220/110	1975	6,5	4,6
АТДЦТН-125000/330/110	1977	4,1	2,9
АТДЦТН-200000/330/110	1972	6,2	4,3
АТДЦТГ-240000/330/220	1972	4,4/3,6*	3,1/2,5*
АТДЦТН-250000/500/110	1978	7,3	5,1
АОДЦТН-267000/500/220	1980	12,0	8,4
* Числитель при $U_к \cong 7{,}6\%$, знаменатель при $U_к \cong 9{,}6\%$.			

В целях снижения повреждаемости указанных автотрансформаторов предлагается:

1. Провести расчеты начальных значений периодической составляющей токов КЗ, протекающих в зажимах СН указанных выше автотрансформаторов при однофазных и трехфазных КЗ на шинах СН (для основных ответвлений РПН).

2. По результатам расчетов выявить автотрансформаторы, при повторном включении которых на КЗ начальное значение периодической составляющей тока КЗ в зажимах СН превышает граничное значение, указанное в таблице 7.6.

3. Для линий, связанных с выявленными по п. 2 автотрансформаторами:

3.1. Выбирать очередность включения выключателей от АПВ так, чтобы линия включалась с конца, противоположного подстанции, на которой установлены вышеуказанные автотрансформаторы. Включение линии со стороны этих автотрансформаторов должно проводиться в зависимости от условий, с проверкой наличия напряжения на линии или с контролем синхронизма.

3.2. Выполнить в соответствии с приложением токовую блокировку устройства АПВ в тех случаях, когда выполнение требований по пункту 3.1 не представляется возможным. Уставку токового реле выбирать по таблице 7.6.

3.3. Определить для каждой подстанции, на которой установлена блокировка по пункту 3.2, схемные условия, обеспечивающие возможность снижения начального значения апериодической составляющей тока КЗ при ручном повторном включении поврежденной линии до значения, не превышающего граничное значение тока КЗ, и внести соответствующие изменения в инструкцию для дежурного персонала.

4. С выходом настоящего параграфа аннулируется Противоаварийный циркуляр Ц-11-87(э) "О снижении числа опасных воздействий токов короткого замыкания на обмотки автотрансформаторов 330—500 кВ" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1987).

Выполнение токовой блокировки устройства АПВ

Схема блокировки приведена на рисунке 7.8. Токовые реле КАА, КАВ, КАС (например, типа РТ-40) должны включаться на фазные токи стороны СН автотрансформатора. Количество используемых замыкающих контактов выходного промежуточного реле KL с задержкой на возврат должно соответствовать количеству выключателей линий, на которых запрещается повторное включение. Вывод из действия устройства АПВ на неповрежденных линиях предотвращается введением в цепи запрета АПВ каждой линии контактов реле положения выключателей 1К, 2К, 3К и т.д., замкнутых при отключенных выключателях 1, 2, 3 и т.д. Замедление на возврат реле KL должно составлять не менее 0,25 с, что обеспечивает требуемую длительность сигнала запрета устройства АПВ. На щите управления должна быть предусмотрена звуковая и световая сигнализация, действующая при срабатывании реле КН.

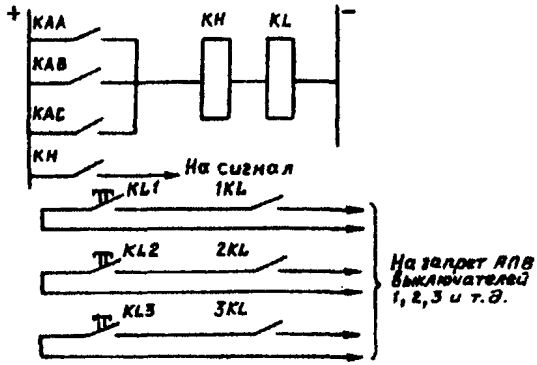


Рис 7.8. Схема токовой блокировки:
1KL, 2KL, 3KL и т.д. — контакты реле положения выключателей

Перечень
документов по тематике раздела 7 "Трансформаторы", включенных в СРМ-92, а также изданных с 01.01.1990 г. по 31.12.2000 г.

Номер параграфа СРМ-92 и вид других документов, изданных после 01.01.1990 г.	Наименование параграфа, документа	Состояние на 01.10.2001 г. (включен или не включен в СРМ-2000)	Примечание
7.1	О предотвращении повреждений устройств РПН SDVI производства Германской Демократической Республики и РС-3, РС-4 производства Народной Республики Болгарии	Аннулируется	В настоящее время все типы указанных в этих документах РПН и приводов модернизированы, взамен ряда типов (РС-3; РС-4) выпускаются РС-9 и др.
7.2	О предупреждении отказов переключающих устройств ЗРНОА-110/1000 (ЭЦ № Ц-03-84(э))	Включен в п. 7.1 СРМ-2000	Без переработки
7.3	О предотвращении упуска масла из трансформаторов (реакторов) через предохранительные клапаны (№ Ц-06-84(э))	Включен в п. 7.2 СРМ-2000	Без переработки
7.4	О повышении надежности работы приводных механизмов ЕМ-I устройств РПН производства ГДР (№ Ц-07-84(э))	Аннулируется	Данные переключающие устройства производства «TRO» ГДР не выпускаются уже более 20 лет. После объединения Германии предприятие «TRO» вошло в состав компании Maschinen-fabrik Reinhausen (MR). Данная компания неохотно занимается производством запчастей для продукции бывшего «TRO»
7.5	О мерах по повышению надежности герметичных вводов 110-750 кВ (ПЦ № Ц-06-88(э), Р № Э-2/89)	Аннулируется	В 2000 г. утверждены «Методические указания по диагностике развивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов»
7.6	Об области применения и порядке смешения трансформаторных масел (Р № Э-5/88)	Аннулируется	Заменен Циркуляром Ц-01-98(э)
7.7	Об измерениях сопротивления КЗ трансформаторов (ЭЦ № Ц-02-88(э))	Включен в п. 7.4 СРМ-2000	Без переработки

7.8	Определение пробивного напряжения трансформаторного масла с помощью маслопробойного аппарата со сферическими электродами (ЭЦ № Э-2/78)	Аннулируется	Устарел
Решение № Э-1/90	Об изменении редакции п. 5.3.22 «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей». 14-е издание, переработанное и дополненное	Аннулируется	В связи с выходом ПТЭ, издание 15-е
Решение № Э-/96 от 1.10.96	О введении в действие «Инструкции по эксплуатации изоляции электроустановок в районах с загрязненной атмосферой: РД 34.51.503-93»	Не включен в СРМ-2000	Инструкция рассылается по запросу
Ц-01-98(э)	Об области применения и порядке смешения трансформаторных масел	Включен в п. 7.3 СРМ-2000	Без переработки
Ц-02-99(э) от 07.10.99	Об изменении требований пп. 6.11 и 6.20.4 «Объема и норм испытаний электрооборудования» к трансформаторам серии ТМ 6-10 кВ мощностью до 1000 кВ·А включительно распределительных электрических сетей	Включен в п. 7.5 СРМ-2000	Без переработки
Ц-02-99(э) от 07.07.92	О снижении числа опасных воздействий токов КЗ на обмотки автотрансформаторов 220-500 кВ	Включен в п. 7.6 СРМ-2000	Без переработки

Раздел 8
ВЫКЛЮЧАТЕЛИ И ПРИВОДЫ

8.1. О ПРАВИЛАХ УСТРОЙСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК

По запросу Минэнерго СССР Техническое управление Госгортехнадзора СССР Письмом от 20.08.75 г. № 12-216/685 сообщило, что Госгортехнадзор СССР осуществляет контроль за выполнением требований безопасности, изложенных в действующих "Правилах устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов на объектах, подконтрольных Госгортехнадзору СССР". Госгортехнадзор СССР не осуществляет контроль за компрессорными установками на предприятиях Минэнерго СССР.

Отдел охраны труда ВЦСПС Письмом от 19.08.75 г. № 12-4/19421 дал согласие на устройство автоматизированных компрессорных установок производительностью до 5 $м^3$/мин по типовым проектам, утвержденным Минэнерго СССР, в которых имеются отступления от требований вышеупомянутых Правил по пп. 2.13, 2.20, 2.27, 2.52, 2.55 и 4.6.

Одновременно с этим Отдел охраны считает необходимым, чтобы в инструкциях по эксплуатации автоматизированных компрессорных установок, выполненных с отступлениями от указанных пунктов Правил, были предусмотрены конкретные меры по обеспечению безопасности обслуживающего персонала.

8.2. О ДОПУСТИМЫХ ДАВЛЕНИЯХ СЖАТОГО ВОЗДУХА В ВОЗДУХОСБОРНИКАХ

Допустимое давление сжатого воздуха приведено в паспорте воздухосборника компрессорного давления.

При повышении давления в нем выше допустимого значения (120% номинального) воздухосборник должен быть выведен из работы: следует перекрыть запорные вентили на входных и выходных трубопроводах и удалить сжатый воздух из воздухосборника, проверить исправность манометров, предохранительных и редукционных клапанов.

Дефектные манометры должны быть заменены, предохранительные и редукционные клапаны отрегулированы.

8.3. МАСЛА И КОНСИСТЕНТНЫЕ СМАЗКИ ДЛЯ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

При ревизиях воздушных выключателей в процессе монтажа и ремонтов в зависимости от климатических условий должны применяться указанные ниже марки масел и консистентных смазок.

1. Для заливки демпферов:

а) тормозная жидкость АМГ-10 (ГОСТ 6794-75) с температурой застывания минус 70°С;

б) масло ЦИАТИМ-1М (ТУ 327-50) с температурой застывания минус 60°С;

в) масло МВП (ГОСТ 1805-76) с температурой застывания минус 60°С;

г) масло МК-8 (ТУ 380-51) с температурой застывания минус 55°С.

Температура застывания применяемого масла должна быть на 10—20°С ниже минимальной температуры окружающего воздуха.

2. Для смазки трущихся поверхностей механизмов, в том числе контактной системы:

а) смазка ЦИАТИМ-221 (ГОСТ 9433-80) с температурой застывания минус 55°С;

б) смазка ГОИ-54п (ГОСТ 3276-89) с температурой застывания минус 50°С;

в) смазка ЦИАТИМ-201 (ГОСТ 6267-74) с температурой застывания минус 60°С.

Применять смазку ЦИАТИМ-201 для деталей из меди, латуни и бронзы не рекомендуется, так как она обуславливает сильное окисление цветных металлов.

Старая смазка должна быть полностью удалена промывкой деталей бензином Б-70, протиркой и сушкой.

Смешивание масел и смазок разных марок не допускается.

Смазка и масла должны храниться в чистой, плотно закрываемой таре, снабженной этикеткой (паспортом), на которой должна быть указана марка масла или смазки.

Запрещается использовать смазку и масло из тары, не имеющей этикетки (паспорта).

8.4. ОБ ИСПЫТАНИИ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ С ПРУЖИННЫМИ ПРИВОДАМИ ПП-67 (ПП-67К) НА ВКЛЮЧАЮЩУЮ СПОСОБНОСТЬ

В целях предупреждения повреждений выключателей с пружинными приводами ПП-67 (ПП-67К) из-за недостаточной включающей способности предлагается:

1. Производить испытания выключателей с пружинными приводами ПП-67 (ПП-67К) на включающую способность перед вводом их в эксплуатацию и при ремонтах следующим образом.

Изменением значения предварительного натяжения включающих пружин привода определяется наименьшее натяжение, при котором регулируемый выключатель с залитым в баки маслом включается вхолостую с посадкой привода на защелку. Затем увеличением предварительного натяжения включающих пружин привода устанавливается рабочее натяжение, с которым выключатель вводится в эксплуатацию. Значение рабочего натяжения включающих пружин привода должно быть больше наименьшего для выключателей С-35-630-10 и С-35М-630-10 не менее чем на 20 мм, а для выключателей других типов (ВМП-10, ВМГ-133, ВМГ-10, ВТ-35) — не менее чем на 25 мм, но не более наибольшего допустимого значения для приводов каждого типа.

В случае невыполнения указанных условий удовлетворительные результаты измерения скорости движения подвижных контактов в соответствии с требованиями действующих инструкций не могут служить основанием для положительного заключения о включающей способности выключателя.

Значения наименьших и рабочих натяжений включающих пружин привода следует указывать в ремонтной документации и сравнивать полученные результаты с предшествующими.

2. Заменять включающие пружины привода пружинами с большим включающим усилием при невозможности выполнения условий пункта 1 и если другими средствами, например устранением возможного затирания отдельных деталей, не удается добиться надежной работы выключателя.

8.5. О ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ КОНТАКТОВ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ВТ-35 И ВТД-35

При эксплуатации масляных баковых выключателей ВТ-35 и ВТД-35 нагрев металлокерамических контактов часто превышает нормативные значения по ГОСТ 8024-84.

Это вызвано ростом сопротивления контактов вследствие оплавления и обгорания контактных поверхностей, уменьшения вжима контактов и других причин.

На основании опыта эксплуатации и по результатам исследо-

ваний, проведенных НИЦ ВВА, предлагается в целях повышения надежности масляных баковых выключателей ВТ-35 и ВТД-35 выполнять при ремонтах следующие мероприятия.

1. Для обеспечения необходимых значений сопротивления токоведущей цепи:

а) промывать органическим растворителем (бензин Б-70, ацетон) все оловянированные контактирующие поверхности перед их сборкой;

б) производить затяжку болтов с усилиями, рекомендованными ГОСТ 10434-82 (таблица 8.1);

в) отрегулировать вжим неподвижного контакта, который должен находиться в пределах 10^{+3}_{-1} мм для выключателя ВТД-35 с электромагнитным приводом и 8^{+3}_{-1} мм для выключателя ВТ-35 с пружинными приводами.

Таблица 8.1

Диаметр болта, мм	Крутящий момент, Н·м
8	30-35
10	40-45
12	60-70
16	90-100

2. Производить затяжку болтов подвижного контакта при отрегулированном вжиме во включенном положении выключателя, после чего при необходимости дополнительно отрегулировать положение дугогасительной камеры.

3. Обработать напильником контактные поверхности металлокерамических контактов, если на них имеются следы оплавления дугой.

4. Зачищать мелкой шкуркой контактные поверхности контактов для снятия окисной пленки непосредственно перед вводом в эксплуатацию (перед погружением в масло).

При техническом обслуживании выключателей ВТ-35 и ВТД-35 необходимо следить за сопротивлением токоведущей цепи полюса выключателя, которое при номинальном токе нагрузки 630А не должно превышать 550 мкОм. При превышении указанной нормы сопротивления допускается эксплуатация выключателя со сниженным током нагрузки согласно кривой на рис. 8.1.

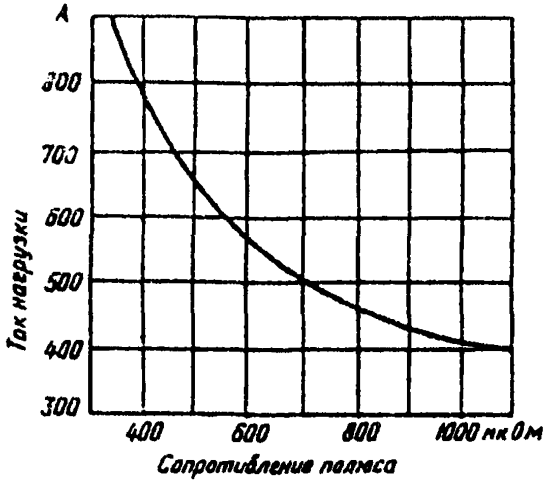


Рис. 8.1. Зависимость допустимого значения тока от сопротивления полюса выключателей ВТ-35 и ВТД-35

В процессе эксплуатации вжим неподвижного контакта не должен быть менее 8 мм для выключателей ВТД-35 с электромагнитным приводом и 6 мм для выключателей ВТ-35 с пружинными приводами. Если вжим становится меньше указанных значений, контакты следует отрегулировать.

8.6. О ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ ПРИВОДОВ ШПЭ-44

В процессе эксплуатации участились случаи отказов приводов ШПЭ-44, установленных на масляных выключателях У-220-10, МКП-220-10, МКП-110.

Основными причинами отказов приводов ШПЭ-44 являются:

– преждевременный износ отключающей собачки;

– деформация или разрушение дистанционных втулок;

– нарушение положения регулировочных болтов, связанное с их самоотвинчиванием;

– неправильная установка зазоров, обеспечивающих нормальную работу приводов.

Кроме того, отказы приводов были обусловлены разрушениями осей, рычагов, пальцев и плоских пружин.

В целях повышения надежности масляных выключателей 110-220 кВ с приводом ШПЭ-44 предлагается выполнить технические мероприятия, разработанные НПО "Уралэлектротяжмаш", СКТБ ВКТ Мосэнерго и АО "Свердловэнерго" (приложение 8.1).

ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ПРИВОДОВ ШПЭ-44

1. Проверить и при необходимости отрегулировать все подлежащие регулировке зазоры (рис. 8.2, 8.3).

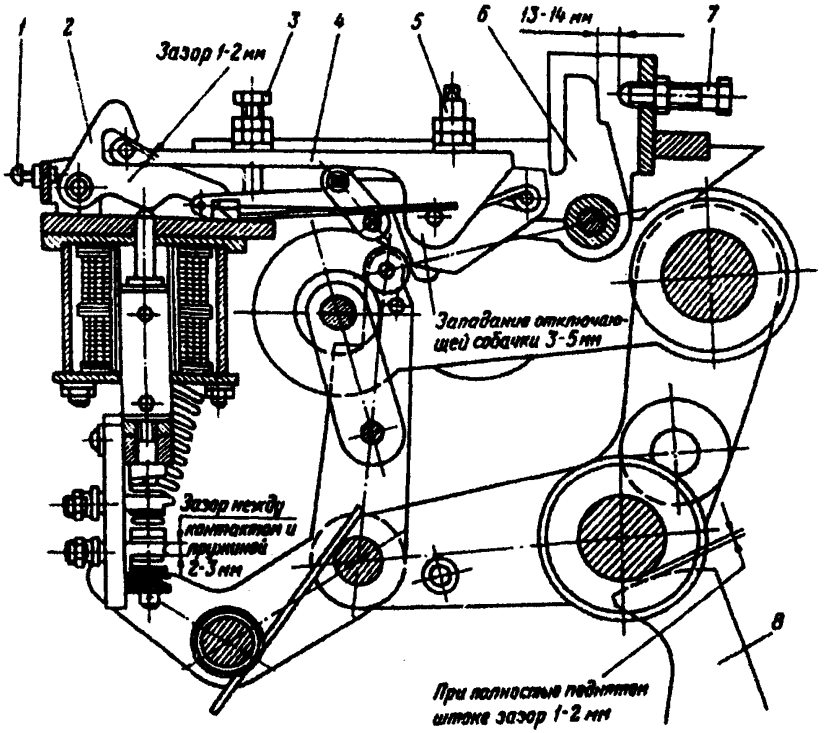


Рис. 8.2. Электромагнитный быстродействующий привод ШПЭ-44:
1, 7 — упорные винты; 2 — защелка; 3, 5 — регулировочные винты; 4 — рычаг; 6 — отключающая собачка (планка); 8 — удерживающая защелка

2. Проверить наличие вторых контргаек на регулировочных болтах, фиксирующих положения отключающей планки. При их отсутствии установить новые гайки.

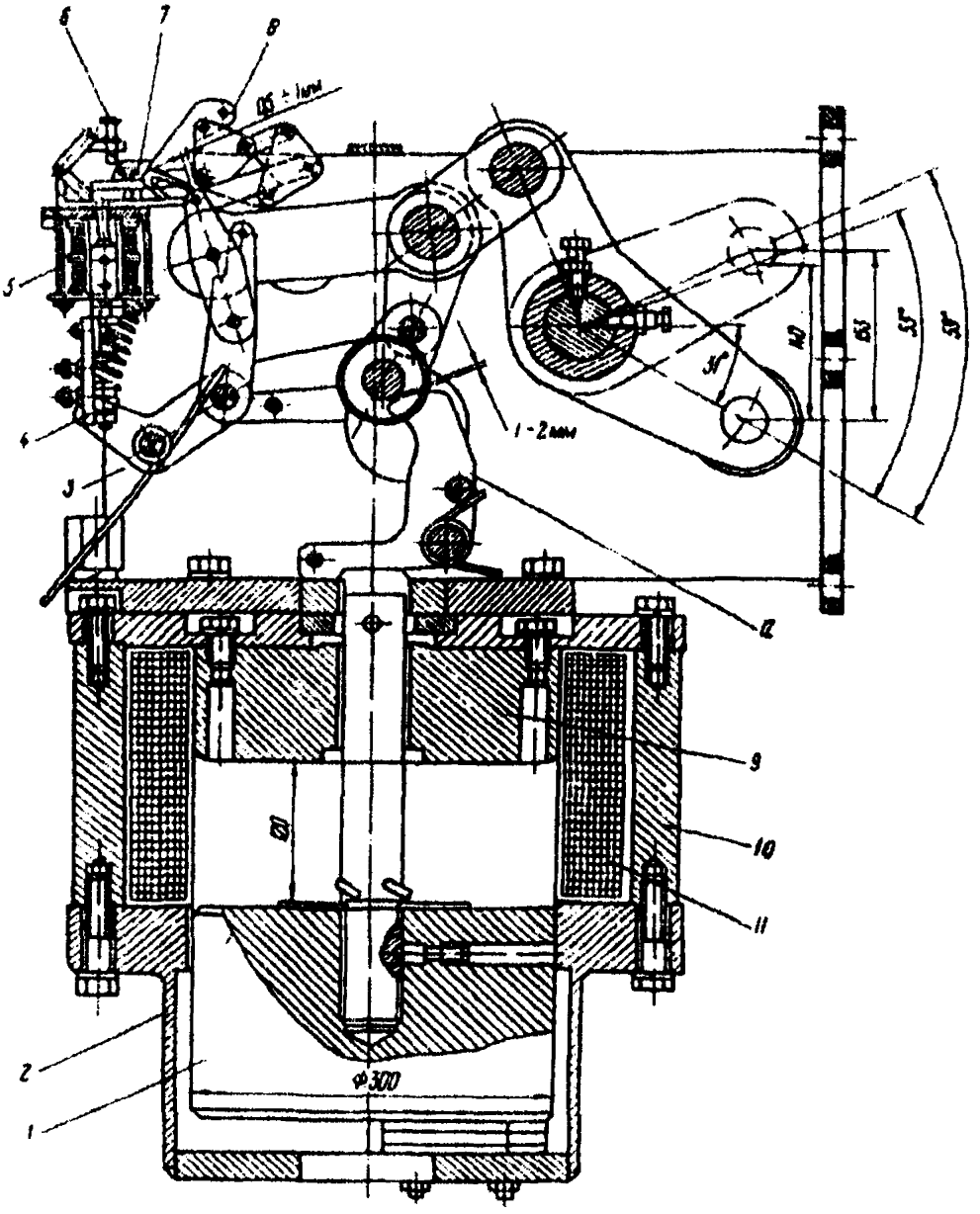


Рис. 8.3. Электромагнитный быстродействующий привод ШПЭ-44У-1:

1 — сердечник; 2 — поддон; 3 — корпус с механизмом; 4 — блок-контакт против "прыгания"; 5 — отключающий электромагнит; 6 — предохранительный болт; 7 — отключающая собачка; 8 — механизм свободного расцепления; 9 — контргайка; 10 — кольцо магнитопровода; 11 — включающая катушка; 12 — удерживающая защелка

3. Проверить наличие дистанционных втулок. Втулки деформированные, имеющие вмятины, заменить. Установить втулки с

внутренним диаметром 20Н12 и внешним диаметром $25_{-0,2}$ мм. Материал — сталь 45, НВ = 250÷280.

4. Проверить состояние ролика механизма свободного расцепления. Ролик должен свободно, без заеданий проворачиваться на своей оси и не иметь деформаций поверхности. Деформированные ролики заменить.

5. Проверить состояние торцевой поверхности отключающей собачки, запирающей ролик механизма свободного расцепления. Торцевая поверхность отключающей собачки не должна иметь вмятин и выработки от соприкосновения с роликом.

6. Произвести реконструкцию отключающего механизма, установленного на штифтах. К верхней плите корпуса механизма отключения приварить планку 1 и ввернуть упорный болт 2 (рис. 8.4). Штифты предварительно удалить. Планку и упорный болт изготовить по рис. 8.5 и 8.6.

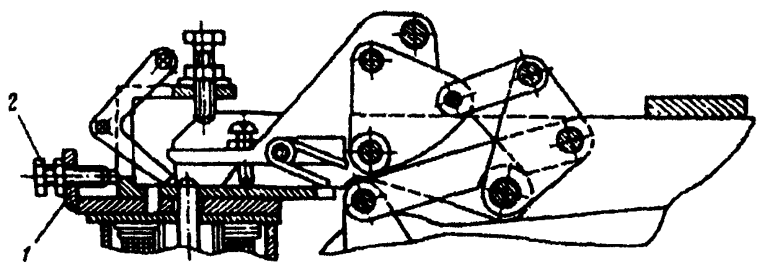


Рис. 8.4. Механизм свободного расцепления привода ШПЭ-44У-1:
1 — упорная планка; 2 — упорный болт

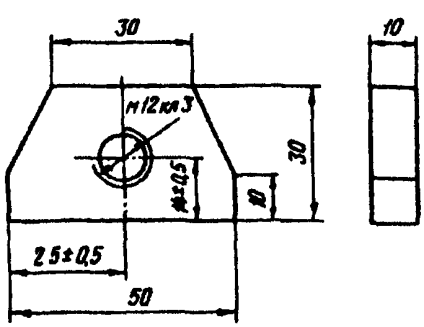


Рис. 8.5. Упорная планка
Материал: Ст3пс (ГОСТ 500-58)

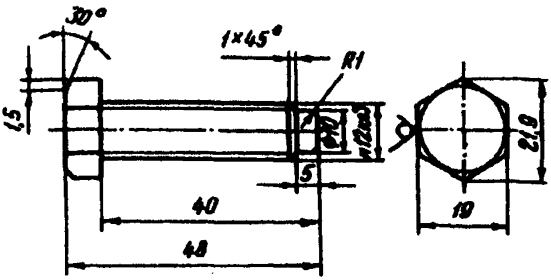


Рис. 8.6. Упорный болт
Материал: сталь А12 (ГОСТ 1414-75)

7. При износе или повреждении деталей отключающего механизма привода (заводской чертеж № 2С-22286) отключающий механизм заменить.

8. Проверить работу механизма свободного расцепления при медленном подъеме (вручную) сердечника электромагнита отключения. После срабатывания механизма свободного расцепления сердечник электромагнита должен иметь дополнительный ход 1—2 мм (см. рис. 8.2).

9. Для исключения повреждений тяг блок-контактов регулировку тяг производить после предварительной проверки их длины в обоих крайних положениях привода.

10. В целях исключения разрегулировки привода при очередных ремонтах следует подтягивать все болтовые соединения приводов.

Необходимо также проверить наличие смазки на трущихся поверхностях. При отсутствии или высыхании смазки все трущиеся поверхности смазать заново.

11. Проверить минимальное напряжение срабатывания выключателя, которое должно быть не выше значений, указанных в таблице 8.2.

Таблица 8.2

Выключатель	Наименьшее напряжение, В, не более	
	отключения	*включения*
МКП-110	60/120	75/150
МКП-220	67,5/135	77,5/155
У-220	65/130	77,5/155

Примечания

1. В числителе значения для U = 110 В, в знаменателе – для U = 220 В.
2. Значения напряжений указаны для выключателей как с маслом в баках, так и без него.

8.7. О ПРЕДУПРЕЖДЕНИИ ОТКАЗОВ ПНЕВМАТИЧЕСКИХ ПРИВОДОВ ШПВ-45П И ШПВ-46П ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

В ряде энергосистем имели место отказы пневматических приводов ШПВ-45П, ШПВ-46П из-за затирания золотника во втулке корпуса дросселирующей приставки и отказа привода ШПВ-46П из-за затирания золотника в гильзе корпуса блока дросселя.

Для исключения этих явлений рекомендуется выполнить следующее:

1. На приводах ШПВ-45П, ШПВ-46П:

1.1. Подрезать латунную втулку корпуса дросселирующей приставки согласно рис. 8.7.

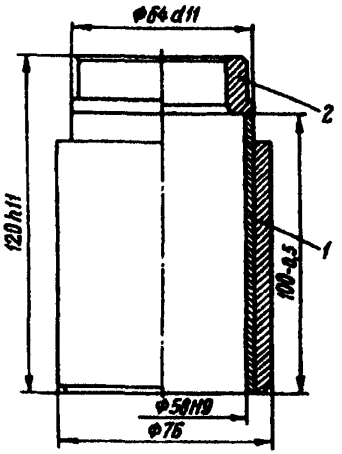


Рис. 8.7. Корпус приставки:
1 — латунная втулка;
2 — стальная стулка

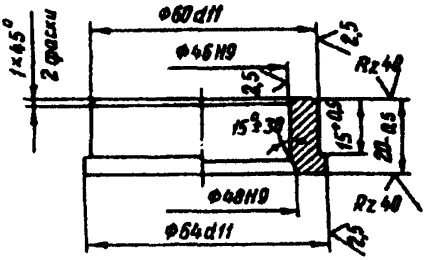


Рис. 8.8. Втулка
Материал: Ст3сп (ГОСТ 380-71).
Покрытие цинковое

1.2. Изготовить втулку согласно рис. 8.8.

1.3. Установить втулку по месту в днище корпуса пневмоцилиндра и проверить возможность свободного перемещения золотника в ней.

2. На приводах ШПВ-46П:

2.1. Подрезать гильзу корпуса блока дросселя согласно рис. 8.9.

2.2. Изготовить втулку согласно рис. 8.10 и установить по месту.

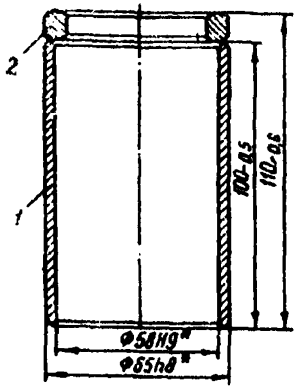


Рис. 8.9. Корпус блока дросселя:
1 – гильза; 2 – стальная втулка

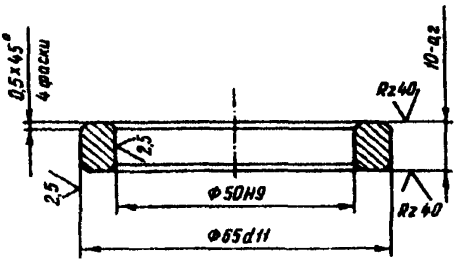


Рис. 8.10. Втулка
Материал: Ст3сп (ГОСТ 380-71).
Покрытие цинковое

8.8. О ЗАПРЕЩЕНИИ ДЕМОНТАЖА БЛОК-КОНТАКТОВ БЛОКИРОВКИ ОТ МНОГОКРАТНЫХ ВКЛЮЧЕНИЙ МАСЛЯНЫХ БАКОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ 35-220 кВ НПО "УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ"

В целях предотвращения отказов в работе масляных баковых выключателей 35-220 кВ НПО "Уралэлектротяжмаш" запрещается демонтаж блок-контактов БК-2, установленных на приводах, независимо от того, используются они в схеме управления или нет.

8.9. ПОРЯДОК ОБСЛУЖИВАНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

По согласованию с Управлением по котлонадзору и подъемным сооружениям (Госгортехнадзор СССР, Письмо № 15-176/62 от 20.01.82 г.) проведение технического освидетельствования резервуаров высоковольтных воздушных выключателей производится в соответствии с п. 5.4.23 "Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации: РД 34.20.501-95" (ПТЭ).– (М.: СПО ОРГРЭС, 2002).

8.10. О ПРЕДУПРЕЖДЕНИИ ОТКАЗОВ МАЛОМАСЛЯНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ СЕРИИ ВМТ

В 1989—1990 гг. в энергосистемах произошло 127 отказов в работе маломасляных выключателей серии ВМТ, в том числе: 37 отказов выключателей ВМТ-110-20, 19 отказов — ВМТ-220-20, 41 отказ — ВМТ-110-25 и 30 отказов — ВМТ-220-25.

Отказы и повреждения выключателей произошли в основном из-за конструктивных недостатков, низкого качества изготовления отдельных узлов и деталей, неправильной регулировки и несоблюдения правил при монтаже, недостатков эксплуатации.

НПО "Уралэлектротяжмаш" разработаны и внедрены мероприятия по устранению отдельных конструктивных недостатков выключателей серии ВМТ и повышению качества их изготовления.

Часть указанных мероприятий отражена в эксплуатационных документах и информационных письмах, разосланных НИИ НПО "Уралэлектротяжмаш" предприятиям энергосистем для внедрения на эксплуатируемых выключателях.

В целях повышения надежности маломасляных выключателей серии ВМТ энергопредприятиям предлагается выполнить при монтаже и в процессе эксплуатации выключателей мероприятия, изложенные в приложении 8.2.

Приложение 8.2

МЕРОПРИЯТИЯ ПО УСТРАНЕНИЮ ПРИЧИН ОТКАЗОВ МАЛОМАСЛЯНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ СЕРИИ ВМТ

1. Характер отказов и их причины

1.1. Перекрытия внутренней изоляции опорных колонн были следствием следующих причин:

— недоброкачественного изготовления стеклопластиковых тяг в первые годы выпуска выключателей (с номинальным током отключения 20 кА);

— увлажнения стеклопластиковых тяг в результате заливки выключателей на заводе-изготовителе маслом с недостаточной электрической прочностью;

— невыполнения в процессе монтажа измерения электрической прочности масла и его замены в случаях увлажнения.

1.2. Разрушения изоляторов опорных колонн и дугогасительных устройств при выполнении операций и в стационарном

состоянии обусловлены развитием трещин в фарфоре в области армировочных швов при резких изменениях температуры окружающего воздуха.

Причиной возникновения трещин в фарфоре по заключению НПО "Электрофарфор" и НПО "Уралэлектротяжмаш" (1987 г.) явилось несовершенство технологии армировки на заводе "Урализолятор" (г. Камышлов).

1.3. Отказы выключателей в выполнении операций включения и отключения, составляющие 50% общего числа отказов, обусловлены следующими причинами:

— перегораниями электромагнитов управления;

— обрывами тросов (на выключателях с номинальным током отключения 20 кА) и цепных передач;

— поломками рычагов, осей, траверс рабочих пружин и других деталей;

— разрегулировкой элементов кинематики и блок-контактов приводов.

1.4. Причинами недовключения выключателей, сопровождавшиеся повреждениями контактных систем и дугогасительных устройств, являлись:

— неправильная регулировка элементов приводов и выключателей при монтаже;

— недостаточный натяг рабочих пружин приводов и, как следствие, заниженные скорости движения подвижных контактов при включениях выключателей;

— произвольная установка полюсов (110 кВ) и колонн (220 кВ) при монтаже (без соблюдения их заводской маркировки) и невыполнение при этом требований заводских инструкций по регулировке и испытаниях выключателей в более полном объеме;

— эксплуатация выключателей без подогрева приводов и колонн в зимнее время (несвоевременное включение подогревателей или их перегорание из-за низкого качества изготовления и невыполнение их сушки при монтаже);

— эксплуатация выключателей в режиме ручного оперирования (переключатель режимов работы в положении "Ручное");

— использование обычного трансформаторного масла (марки ТКп ГОСТ 982-80 или ГОСТ 10121-76) вместо арктического в выключателях с номинальным током отключения 20 кА при эксплуатации их в районах с холодным климатом (расчетная температура ниже минус 45°С).

1.5. Зависание подвижных контактов в промежуточном положении при отключениях из-за нерасцепления ведущего и

ведомого рычагов приводов ППрК выключателей ВМТ-110-25 и ВМТ-220-25 в конце предшествующей операции включения (в циклах ВО и ОВО). Причиной нерасцепления рычагов являлась неправильная установка высоты болта-упора расцепителя рычагов.

1.6. Перекрытие продольной изоляции дугогасительных устройств и внутренней изоляции опорных колонн при коммутациях и в стационарном состоянии из-за ухудшения состояния масла, контактов и камер в результате предшествующей ненормальной работы выключателя (недовключение и зависание контактов).

2. Мероприятия по устранению причин отказов выключателей

2.1. Обеспечивать строгое соблюдение правил хранения выключателей до их монтажа согласно требованиям заводских инструкций. Кроме того, в случаях необходимости длительного хранения выключателей сразу после их получения следует выполнять:

— измерение электрической прочности масла из каждой отдельной колонны;

— замену масла, если его электрическая прочность ниже 40 кВ;

— обеспечение избыточного давления 0,2 МПа (2 кгс/см^2) в каждой колонне путем закачки азота на все время хранения.

Примечание — Перед погрузкой колонн для транспортирования к месту монтажа избыточное давление газа в них сбросить до нуля.

2.2. Испытать электрическую прочность масла из каждой колонны в процессе монтажа каждого выключателя. При значениях электрической прочности масла ниже 40 кВ оно должно заменяться свежим маслом с электрической прочностью не менее 45 кВ (согласно требованиям заводских инструкций по эксплуатации выключателей).

2.3. Выполнять тщательный осмотр опорных изоляторов и изоляторов дугогасительных устройств выключателей после их доставки на место хранения, а также при монтаже и перед вводом в эксплуатацию.

При обнаружении трещин в фарфоре или признаков просачивания масла через них и армировочные швы изоляторы должны быть забракованы и заменены.

2.4. Заменить трансформаторное масло (марки ТКп ГОСТ 982-80 или ГОСТ 10121-76) в выключателях ВМТ-110-20 и ВМТ-220-20, установленных в районах с холодным климатом (расчетная температура ниже минус 45°С), арктическим маслом марки МВТ (ТУ 38.101-857-80).

При отсутствии возможностей получения арктического масла осуществлять плановую замену выключателей указанных типов выключателями серии ВМТ с номинальным током отключения 25 кА.

2.5. Обеспечить (согласно указанию Информационного письма НПО "Уралэлектротяжмаш" от 27.01.84 г. № 01/13-71) круглогодичную эксплуатацию выключателей ВМТ-110-20 и ВМТ-220-20 с "зимним" натягом рабочих пружин приводов, превышающим минимальный включающий натяг на 35 мм. При этом указания заводских инструкций (№ 2СЯ.026.026 и № 6СЯ.753.020) о возможности работы выключателей с "летним" натягом следует считать аннулированными.

Выключатели ВМТ-110-25 и ВМТ-220-25 должны круглогодично эксплуатироваться с нормированным натягом пружин приводов, установленным на заводе-изготовителе.

2.6. Обеспечивать при монтаже выключателей строгое соответствие мест установки полюсов (110 кВ) и колонн (220 кВ) их заводской маркировке. При установке полюсов и колонн без соблюдения их заводской маркировки выполнять регулировку и наладку механизмов аппаратов в более полном объеме (в том числе и измерение скоростных характеристик), предусмотренном заводскими инструкциями и Информационным письмом НПО "Уралэлектротяжмаш" от 16.03.88 г. № 01/13-151.

2.7. Не допускать эксплуатацию выключателей без подогрева колонн и приводов при низких температурах окружающего воздуха (регламент ввода в действие подогревающих устройств установлен заводскими инструкциями по эксплуатации выключателей).

В случаях вынужденных перерывов в работе подогревающих устройств (из-за исчезновения напряжения, перегорания нагревательных элементов и т.п.), превышающих установленные НПО "Уралэлектротяжмаш" максимально допустимые паузы (см. таблицу 8.3 и таблицу 8.4), принимать меры к:

— запрету выполнения выключателем операций включения и отключения (в том числе и от ключа управления);

— выводу выключателя из работы путем разборки первичной схемы присоединения и отключения разъединителей с обеих сторон выключателя в целях выявления и устранения причин прекращения действия подогрева.

Таблица 8.3

Допустимые паузы в работе подогревающих устройств выключателей (с номинальным током отключения 25 и 40 кА), находящихся в отключенном положении

Температура окружающего воздуха, °С	Допустимая пауза, мин, при скорости ветра (м/с)								
	0	2	4	6	8	10	12	14	16
При одной включенной ступени подогрева									
–20	600	600	600	600	600	600	600	600	600
–25	137	69	56	49	44	41	38	36	34
–30	75	27	18	14	11	8	7	5	4
При двух включенных ступенях подогрева									
–30	125	63	52	45	41	38	35	33	31
–35	88	38	29	24	20	18	16	14	13
–40	62	20	13	8	6	4	2	1	0
–45	42	6	0	0	0	0	0	0	0
–50	26	0	0	0	0	0	0	0	0
–55	12	0	0	0	0	0	0	0	0
–60	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 8.4

Допустимые паузы в работе подогревающих устройств выключателей (с номинальным током отключения 25 и 40 кА), находящихся во включенном положении

Температура окружающего воздуха, °С	Допустимая пауза, мин, при скорости ветра (м/с)								
	0	2	4	6	8	10	12	14	16
При одной включенной ступени подогрева									
–25	600	600	600	600	600	600	600	600	600
–30	137	69	56	49	44	41	38	36	34
При двух включенных ступенях подогрева									
–30	187	106	91	82	76	71	68	65	62
–35	125	63	52	45	41	38	35	33	31
–40	88	38	29	24	20	18	16	14	13
–45	62	20	13	8	6	4	2	1	0
–50	42	6	0	0	0	0	0	0	0
–55	26	0	0	0	0	0	0	0	0
–60	12	0	0	0	0	0	0	0	0

2.8. Исключить возможность ввода в работу подогревающих устройств с увлажненной изоляцией. С этой целью при монтаже и ремонтах выключателей выполнять измерения сопротивления изоляции каждого нагревательного элемента (в холодном состоянии).

При сопротивлении изоляции менее 1,0 МОм нагревательный элемент должен быть подвергнут сушке (при температуре 100—120°С в течение 4—6 ч).

При сопротивлении изоляции менее 0,1 МОм нагревательный элемент должен быть забракован и заменен.

2.9. Исключить эксплуатацию выключателей в режиме ручного оперирования (переключатель "SA4" режимов работы привода — в положении "Ручное управление").

С этой целью перед каждым вводом выключателей в эксплуатацию (после монтажа и ремонтов) осуществлять обязательный контроль соответствия положения переключателя "SA4" требованиям инструкций (переключатель должен находиться в положении "Автоматическое управление", а сигнальная лампа "Автоматика завода пружин отключена", подключенная к выводам 25—26, не должна гореть).

2.10. Проверять при плановых ремонтах выключателей ВМТ-110-20 и ВМТ-220-20 соответствие регулировочных зазоров Г, Б, В, Д нормам (см. заводскую инструкцию 2СЯ.026.026.ТО). При этом проверку зазора Б (рис. 16 заводской инструкции) допускается выполнять без разборки колонн в такой последовательности:

— отсоединить у проверяемой колонны отключающую пружину 32 (рис. 14 заводской инструкции) и горизонтальные тяги 36 и 42;

— перевести механизм управления в положение, определяемое упором направляющей колодки 3 (рис. 11 заводской инструкции) подвижного контакта 7 во втулку 19 демпфера на включение, путем вращения шлицевого вала (см. рис. 14 заводской инструкции) против часовой стрелки (для этого на конце вала имеются лыски под ключ S24. В этом положении (зазор Б равен нулю) зазор В должен составлять 6,5-7,0 мм. В случае несоответствия зазора В указанным значениям произвести его регулировку изменением количества планок 1 на упоре 24 (см. рис. 14 заводской инструкции);

— перевести подвижный контакт в первоначальное положение путем вращения вала по часовой стрелке;

— подсоединить горизонтальные тяги и отключающую пружину;

— проверить зазоры В и Г согласно указаниям заводской инструкции.

2.11. Контролировать сохранность заводского опломбирования болтов-упоров, расцепляющих ведущие и ведомые рычаги приводов ППрК перед наладкой выключателей (после монтажа и ремонтов).

2.11.1. При обнаружении отсутствия пломб на эксплуатируемых выключателях принять меры к выводу из работы и выполнению специальной проверки их работоспособности в следующем объеме:

— измерить высоту Д болта-упора расцепителя рычагов и зазор Г между пружинодержателями и верхними торцами рабочих пружин [см. инструкции 6СЯ.753.021.ТО: рис. 7 (1986 г. издания) или рис. 5 и 6 (Внешторгиздат, изд. № 181900 и 284900)];

— установить минимальный включающий натяг рабочих пружин путем увеличения зазора Г на 35 мм;

— опробовать выключатель выполнением 2 — 3 операций включения. При этом включение выключателя должно быть "с посадкой на защелку" и обязательным расцеплением ведущего и ведомого рычагов привода;

— уменьшить натяг пружин еще на 5 мм (т.е. увеличить зазор Г на 40 мм по сравнению с его значением, соответствующим минимальному включающему натягу) и подать команду на включение. При этом выключатель не должен зафиксироваться во включенном положении, а расцепление рычагов может произойти.

Следовательно, высота болта-упора, минимальный и нормированный натяги пружин были установлены правильно.

Зазор Г, т.е. нормированный натяг пружин, восстановить, а болт-упор расцепителя законтрить и опломбировать (при необходимости просверлив отверстие диаметром 2 мм на периферии шестигранной головки).

В противном случае необходимо провести перерегулировку привода в части высоты Д болта-упора расцепителя и (или) натяга пружин согласно указаниям инструкции по эксплуатации выключателя и привода.

Указанные работы следует выполнять при положительной температуре окружающего воздуха, а в зимнее время — при включенных подогревателях согласно указаниям инструкции (раздел "Измерение параметров, регулирование и настройка") с последующей проверкой в летнее время.

2.12. В случаях невыполнения операций включения или отключения при подаче команд необходимо обеспечить следующее:

— проверить правильность регулировки западания включающей и отключающей собачек за оси соответствующих роликов

(размер "Б" на рис. 7 инструкции 6СЯ.753.021.ТО (издание 1986 г.) или рис. 5 и 6 инструкций (Внешторгиздат, изд. № 181900 и 284900 соответственно). Если западание меньше 2 мм, следует обеспечить (с помощью регулировочных болтов) его соответствие норме и проверить исправность действия выключателя при приложении к выводам электромагнитов управления пониженного напряжения (на 5 В менее нижнего рабочего предела);

— проверить состояние наружных поверхностей роликов и контактирующих с ними поверхностей включающих и отключающих собачек.

При наличии на роликах насечек от кромок собачек, а также признаков смятия рабочих поверхностей собачек ролики и собачки должны быть заменены новыми (за получением которых следует обратиться на завод-изготовитель).

2.13. Дополнить местные инструкции указаниями, предусматривающими:

2.13.1. Обязательный контроль за работой сигнальных ламп и показаниями амперметра в цепи выключателя при выполнении им операции включения от ключа управления, при этом должны соблюдаться следующие правила:

— если лампа "Включено" не загорелась, не загорелась и лампа "Пружины не заведены", а лампа "Отключено" не погасла, что указывает на непрохождение команды или ее невыполнение электромагнитом включения, следует повторить команду на включение. В случае невыполнения повторной команды выявить и устранить причину;

— если лампа "Отключено" погасла, лампа "Включено" не загорелась (или загорелась на короткое время и погасла), а амперметр показывает наличие тока в цепи выключателя, что указывает на недовключение выключателя и нерасцепление рычагов привода, следует подать команду на отключение выключателя и вести наблюдение за показаниями амперметра в течение 15 с или до погасания лампы "Пружины не заведены". При этом:

— если ток в цепи выключателя продолжает протекать, принять срочные меры к его обесточиванию. В этом случае приближение к неисправному выключателю до снятия с него напряжения должно быть запрещено;

— если протекание тока в цепи выключателя прекратилось, загорелась лампа "Отключено" и погасла лампа "Пружины не заведены", следует вывести выключатель из работы (путем разборки первичной схемы и отключения разъединителей с обеих сторон выключателя).

Проверить цепь сигнализации включенного положения, а при ее исправности выяснить причину недовключения выключателя и устранить ее.

В обоих случаях повторное включение выключателя под нагрузку до выяснения и устранения причины нарушений в работе недопустимо.

При неисправностях аппарата, изложенных выше (кроме случая неисправности цепи сигнализации включенного положения), выключатель должен быть подвергнут ремонту с обязательной разборкой и оценкой состояния дугогасительных камер и контактов, а также с полной заменой масла и очисткой внутренних поверхностей от сажи.

2.13.2. Строгую последовательность переключений при выводе в резерв систем шин в электроустановках на напряжение 220 кВ с выключателями серии ВМТ и трансформаторами напряжения серии НКФ с целью предупреждения феррорезонанса.

Приложение 8.3

ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТОВ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ СЕРИИ ВМТ

1. Технические описания и инструкции по эксплуатации выключателей серии ВМТ:
   - 2СЯ.026.026.ТО.1983 г.;
   - ИБКЖ.674.143.001.ТО.1985 г.;
   - ИБКЖ.674.143.001.ТО.1989 г.;
   - ИБКЖ.674.143.ТО.1993 г.

2. Технические описания и инструкции по эксплуатации приводов:
   - привод пружинный типа ППК (6СЯ.753.020.ТО.1983 г.);
   - приводы пружинные серии ППрК (6СЯ.753.020.ТО.1986 г.).

3. Информационные письма НПО "Уралэлектротяжмаш":
   - 01/13-507 от 19.10.88;
   - 01/13-434 от 07.12.90;
   - 01/13-308 от 14.08.91;
   - 01/13-13 от 30.01.95;
   - 251/02-77 от 07.04.95;
   - 251/02-530 от 16.10.95;
   - 251/02-694 от 02.10.97.

Информационные материалы выпущены НПО "Уралэлектротяжмаш" на основании опыта эксплуатации выключателей серии ВМТ и содержат рекомендации по повышению надежности их работы.

8.11. О ПРЕДУПРЕЖДЕНИИ ПЕРЕКРЫТИЙ ПОЛИМЕРНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ВОЗДУШНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

За последние годы в энергосистемах произошло более 40 случаев перекрытий полимерной (стеклопластиковой и стеклоэпоксидной) изоляции воздушных выключателей серий ВВБ, ВВБМ, ВВД и ВВБК производства НПО "Электроаппарат".

Анализ материалов расследований и дополнительно полученной от энергосистем информации показал, что перекрытия изоляции происходили в основном из-за увлажнения и частично загрязнений, сопровождавшихся возникновением и развитием электрических разрядов по поверхности изоляции. Этому способствовала недостаточно высокая влагостойкость и трекингостойкость полимерной изоляции.

Увлажнение изоляции происходило вследствие выпадения конденсата при резком понижении температуры окружающего воздуха, нарушения вентиляции внутренних полостей опорных изоляторов и изоляторов колонок управления, увлажнения стеклопластиковых воздухопроводов и тяг при их хранении (до монтажа) или при ремонте выключателей, проникновения в отдельных случаях воды во внутренние полости выключателей.

Выпадению конденсата способствовала недостаточно высокая степень осушки сжатого воздуха, осуществляемая воздухоприготовительными установками с давлением 4,0—4,5 МПа (40—45 кгс/см^2), а также нарушение режима их работы, например из-за больших утечек воздуха в сети. В последнем случае сжатый воздух не успевал охлаждаться в воздухосборниках и поступал в выключатели с более высокой температурой, чем температура окружающего воздуха, что облегчало условия для выпадения росы на поверхности изоляции.

Недостаточно высокая электрическая прочность продольной изоляции в условиях увлажнения не обеспечивает нормальной работы воздушных выключателей при приложении несинхронных напряжений. По этой причине имели место перекрытия изоляции дугогасительных устройств при длительной (более 1 ч) работе выключателей в указанном режиме.

При перекрытии продольной изоляции продукты разложения материала от действия электрической дуги загрязняли внутреннюю поверхность воздухопроводов постоянного давления, что приводило в ряде случаев к их перекрытию на землю.

В целях предупреждения перекрытий полимерной изоляции воздушных выключателей серий ВВБ, ВВБМ, ВВД и ВВБК предлагается:

1. Контролировать состояние стеклопластиковых воздухопроводов и тяг при получении их от завода, а также перед установкой в выключатели; соблюдать правила хранения воздухопроводов и тяг и при необходимости производить их сушку.

Указания по хранению, контролю и сушке стеклопластиковых воздухопроводов и тяг изложены в приложении 8.4 и заводских инструкциях по эксплуатации выключателей последних лет выпуска.

2. Проверять герметичность внутренних полостей опорных изоляторов, колонок управления и вводов дугогасительных устройств при монтаже и средних ремонтах выключателей.

3. Обеспечивать в процессе эксплуатации нормальный расход воздуха на вентиляцию внутренних полостей опорных изоляторов и изоляторов колонок управления.

4. Проверять отсутствие конденсата в резервуарах цоколей (шкафов управления) согласно требованиям заводских инструкций.

5. Использовать для воздушных выключателей с номинальным давлением 2,6 и 3,2 МПа (26 и 32 кгс/см^2) только воздухоприготовительные установки с давлением 7,0-23,0 МПа (70—230 кгс/см^2).

6. Проверять фактический режим работы воздухоприготовительных установок с давлением 4,0—4,5 МПа (40—45 кгс/см^2), и при его отклонении от расчетного (время непрерывной работы — не более 30 мин, нерабочая пауза — не менее 2 ч) принять меры к снижению утечек сжатого воздуха или установке дополнительных компрессоров и воздухосборников.

7. Исключать по возможности режим работы выключателей с длительным приложением несинхронного напряжения к продольной изоляции.

Приложение 8.4

УКАЗАНИЯ ПО ХРАНЕНИЮ, КОНТРОЛЮ И СУШКЕ СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫХ ВОЗДУХОПРОВОДОВ И ТЯГ

Для обеспечения надежной работы стеклопластиковой изоляции воздушных выключателей НПО "Электроаппарат" разработан комплекс мероприятий, предусматривающий:

1. Обязательное проведение высоковольтных испытаний каждого воздухопровода (цилиндра, тяги) на заводе-изготовителе

перед отправкой заказчику. При этом дефектные изделия отбраковываются.

2. Хранение стеклопластиковых воздухопроводов и тяг (на месте монтажа) в закрытом сухом помещении при температуре окружающего воздуха от минус 10 до плюс 40°С и относительной влажности воздуха не более 80%.

Отдельно поставляемые стеклопластиковые воздухопроводы и тяги должны храниться в горизонтальном положении на стеллажах или на подкладках, расположенных на расстоянии не менее 100 мм от пола, и без соприкосновения с элементами отопительной системы.

3. Протирку наружных и внутренних поверхностей воздухопроводов и наружных поверхностей тяг этиловым техническим спиртом перед их установкой в выключатели (при монтаже и после ремонтов).

4. Проведение испытаний каждого воздухопровода (тяги) напряжением промышленной частоты 50 Гц в процессе выполнения капитальных ремонтов выключателей, а также при монтаже (в случае несоблюдения правил транспортирования и хранения). При этом должна соблюдаться такая последовательность и методика испытания:

4.1. Выдержка объекта испытаний в помещении, в котором будут проводиться испытания, в течение не менее 6 ч.

4.2. Наложение кольцевых электродов из алюминиевой фольги шириной 40 мм на наружной поверхности объекта испытаний для деления его на участки по длине. Длина каждого участка должна выбираться с учетом испытательного напряжения, приложенного к каждому участку, и создаваемой им средней напряженности по поверхности участка 2—3 кВ/см.

Допускается одновременно прикладывать испытательное напряжение к нескольким параллельно соединенным испытуемым участкам объекта испытаний.

4.3. Длительность выдержки приложенного напряжения — 5 мин.

4.4. Объект испытания считается выдержавшим испытания, если в процессе подъема и выдержки напряжения не произошло пробоя или перекрытия по поверхности воздухопровода (тяги) и при проверке рукой на ощупь не ощущается нагрев его (ее) поверхности.

Пробитые и перекрытые по поверхности воздухопроводы (тяги) отбраковываются.

В случае нагрева поверхностей воздухопровода (тяги) и отсутствия при этом признаков пробоя и перекрытия следует осуществить сушку и повторные испытания.

5. Сушку воздухопроводов (тяг) в шкафу, обогреваемом с помощью воздуходувки, с температурой горячего воздуха на входе в шкаф 65±5°С. Длительность сушки – четверо суток. Воздухопроводы (тяги) в шкафу должны располагаться горизонтально, рядами, на подкладках в целях исключения их прогиба в процессе сушки.

Система обдува горячим воздухом должна быть разомкнутой, чтобы обеспечить удаление влаги из шкафа. При сушке рекомендуется обеспечить обдув горячим воздухом как наружных, так и внутренних поверхностей воздухопроводов.

8.12. О МОДЕРНИЗАЦИИ СХЕМ УПРАВЛЕНИЯ ВОЗДУШНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ВЛ 330-750 кВ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ИХ ОТКАЗОВ В ЦИКЛЕ ОАПВ

На энергообъектах РАО "ЕЭС России" и АО-энерго продолжают иметь место случаи отказа воздушных выключателей ВЛ 330-750 кВ в цикле ОАПВ с последующей работой УРОВ.

Причиной таких отказов являются несовершенные типовые схемы управления воздушными выключателями с одним реле блокировки от многократного включения для всех трех фаз выключателя.

Для исключения отказов воздушных выключателей ВЛ 330-750 кВ в цикле ОАПВ Департамент научно-технической политики и развития РАО "ЕЭС России" предлагает:

– на энергообъектах РАО "ЕЭС России" и АО-энерго выявить воздушные выключатели, имеющие несовершенную схему управления, и подготовить программу модернизации указанных схем со сроками выполнения не позднее второго квартала 2003 г.;

– выполнить модернизацию несовершенных схем управления воздушного выключателя, руководствуясь рекомендациями Информационного письма ЦДУ ЕЭС России № 90 от 04.08.2000 г.

Перечень
документов по тематике раздела 8 "Выключатели и приводы", включенных в СРМ-92, а также изданных с 01.01.1990 г. по 31.12.2000 г.

Номер параграфа СРМ-92 и вид других документов, изданных после 01.01.1990 г.	Наименование параграфа, документа	Состояние на 01.10.2000 г. (включен или не включен в СРМ-2000)	Примечание
8.1	О правилах устройства и эксплуатации компрессорных установок	Включен в п. 8.1 СРМ-2000	Без переработки
8.2	О допустимых давлениях сжатого воздуха в воздухосборниках	Включен в п. 8.2 СРМ-2000	Переработан
8.3	Масла и консистентные смазки для выключателей	Включен в п. 8.3 СРМ-2000	Без переработки
8.4	Об испытании выключателей высокого напряжения с пружинными приводами ПП-67 (ПП-67К) на включающую способность	Включен в п. 8.4 СРМ-2000	Без переработки
8.5	О повышении надежности работы контактов выключателей ВТ-35 и ВТД-35	Включен в п. 8.5 СРМ-2000	Без переработки
8.6	О повышении надежности приводов ШПЭ-44	Включен в п. 8.6 СРМ-2000	Без переработки
8.7	О предупреждении отказов пневматических приводов ШПВ-45П и ШПВ-46П выключателей	Включен в п. 8.7 СРМ-2000	Без переработки
8.8	О запрещении демонтажа блок-контактов блокировки от многократных включений масляных баковых выключателей 35-220 кВ НПО «Уралэлектротяжмаш»	Включен в п. 8.8 СРМ-2000	Без переработки
8.9	Порядок обслуживания резервуаров выключателей	Включен в п. 8.9 СРМ-2000	Без переработки
8.10	О предупреждении отказов маломасляных выключателей серии ВМТ (Ц-02-91(э))	Включен в п. 8.10 СРМ-2000	Переработан и объединен с Ц-02.91(э)
Ц-03-91(э)	О предупреждении перекрытий полимерной изоляции воздушных выключателей	Включен в п. 8.11 СРМ-2000	Без переработки
Ц-02-2001 от 5 ноября 2001 г.	О модернизации схем управления воздушных выключателей ВЛ 330-750 кВ для предотвращения их отказов в цикле ОАПВ	Включен в п. 8.12 СРМ-2000	Без переработки
Ц-02-91(э)	О предупреждении отказов маломасляных выключателей серии ВМТ	Включен в п. 8.10 СРМ-2000	Объединен с п. 8.10 СРМ-92

Раздел 9
АППАРАТУРА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

9.1. О ПРИМЕНЕНИИ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1000 В СТАЦИОНАРНЫХ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ НОЖЕЙ И ИХ БЛОКИРОВКЕ

Главтехуправление и Управление по технике безопасности и промсанитарии Минэнерго СССР на основании опыта проектирования и эксплуатации электроустановок устанавливают следующие требования к применению заземляющих ножей (ЗН) и их блокировке:

1. В распределительных устройствах напряжением 3 кВ и выше стационарные ЗН должны быть размещены таким образом, чтобы не требовалось применения переносных заземлений и чтобы в соответствии с требованиями безопасности персонал, работающий на токоведущих частях любых участков присоединений и сборных шин, был защищен заземляющими ножами со всех сторон, откуда может быть подано напряжение.

На случай отключения ЗН в процессе их ремонта или ремонта разъединителя, оснащенного ЗН, должны быть предусмотрены ЗН у других разъединителей на данном участке схемы, расположенные со стороны возможной подачи напряжения (ЗН второго шинного разъединителя развилки, ЗН второго разъединителя межсекционной перемычки и т.п.). Последнее требование не относится к ЗН со стороны линии линейных разъединителей (при отсутствии обходной системы шин) и к ЗН, установленным как самостоятельные аппараты отдельно от разъединителей.

2. Применение переносных защитных заземлений может предусматриваться только в следующих случаях:

а) при работах на линейных разъединителях, конденсаторах связи, высокочастотных заградителях;

б) на участках схемы, где ЗН установлены отдельно от разъединителей, на время ремонта ЗН;

в) для защиты от наведенного напряжения;

г) в действующих электроустановках, где ЗН не могут быть установлены по условиям компоновки или реконструкции электроустановки.

3. Блокировка ЗН должна исключать:

а) включение ЗН на участке схемы, не отделенном разъединителями или отделителями от участков, находящихся под напряжением;

б) подачу напряжения на участки схемы, заземленные включенными ЗН, а также на участки схемы, отделенные от включенных ЗН только выключателями.

4. В комплектных распределительных устройствах блокировка в шкафах присоединений должна запрещать:

а) включение ЗН, если выдвижной элемент с выключателем не выведен в испытательное или ремонтное положение;

б) вкатывание этого элемента в рабочее положение при включенных ЗН;

в) включение ЗН сборных шин, если выдвижные элементы с выключателями вводов рабочего и резервного питания не выведены в испытательное или ремонтное положение;

г) вкатывание этих элементов в рабочее положение при включенных ЗН сборных шин.

5. У разъединителей с полюсным управлением в зону действия блокировки должны быть включены все три полюса с тем, чтобы оперирование разъединителем или ЗН любого полюса становилось возможным только при выполнении условий блокировки на всех трех полюсах.

6. Для ЗН со стороны линии линейных разъединителей при отсутствии обходной системы шин со стороны трансформатора с низшим напряжением до 1000 В является достаточной блокировка только со своим разъединителем.

7. Для ЗН в цепи генераторов и синхронных компенсаторов блокировка должна запрещать включение ЗН при возбужденной машине и возбуждение машины при включенных ЗН.

8. В распределительных устройствах одного напряжения блокировку ЗН всех присоединений рекомендуется выполнять однотипной.

9. Места установки ЗН в конкретных вновь сооружаемых распределительных устройствах следует выбирать, руководствуясь указанными выше требованиями и в соответствии со схемами электрических соединений, утвержденными в установленном порядке.

10. Степень оснащенности распределительных устройств действующих электроустановок ЗН, а также схемы, виды и объем блокировки ЗН должны быть установлены энергетическими управлениями на основании параграфа 9.1 с учетом компоновок

распределительных устройств, их конструкции, особенностей оборудования и требуемых затрат. Этими же соображениями следует руководствоваться и при принятии решения об оснащении и блокировке ЗН расширяемых электроустановок.

9.2. ОБ ОТКЛЮЧЕНИИ И ВКЛЮЧЕНИИ ОТДЕЛИТЕЛЯМИ И РАЗЪЕДИНИТЕЛЯМИ НЕНАГРУЖЕННЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ, АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ, ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И СИСТЕМ ШИН

На основании результатов исследований устанавливаются нормы, специальные требования и порядок применения стандартных отделителей и разъединителей наружной и внутренней установки отечественного производства для отключения и включения намагничивающего тока силовых трансформаторов, зарядного тока и тока замыкания на землю воздушных и кабельных линий и систем шин.

Нормы, специальные требования и порядок относятся ко всем электроустановкам независимо от климатических условий и степени промышленной загрязненности атмосферы.

1. Отделителями и разъединителями 110—500 кВ наружной установки допускается отключать и включать намагничивающие токи силовых трансформаторов и зарядные токи воздушных и кабельных линий, систем шин и присоединений, которые не превышают значений, указанных в табл. 9.1.

2. Отделителями и разъединителями 110, 150 и 220 кВ внутренней установки со стандартными расстояниями между осями полюсов соответственно 2; 2,5 и 3,5 м допускается отключать и включать намагничивающие токи силовых трансформаторов и автотрансформаторов соответственно не более 4; 2 и 2 А, а также зарядные токи присоединений не более 1,5; 1,0 и 1,0 А с соблюдением требований п. 12 настоящего параграфа.

3. Указанные на рис. 9.1 расстояния по горизонтали а, б, в от колонок и концов горизонтально-поворотных ножей в отключенном положении до заземленных и токоведущих частей соседних присоединений должны быть не менее расстояний между осями полюсов д, указанных в табл. 9.1 и 9.2. Эти требования к расстояниям *а, б, в* по рис. 9.1 применимы и к разъединителям и отделителям напряжением 110-220 кВ внутренней установки по п. 2 настоящего параграфа.

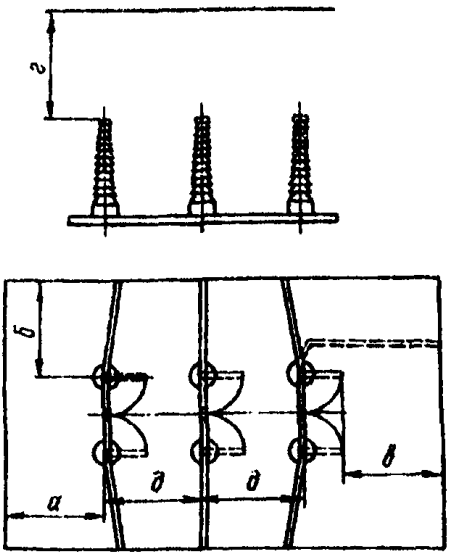


Рис. 9.1. Границы расположения заземленных и токоведущих частей

Таблица 9.1

Номинальное напряжение, кВ	Тип отделителя, разъединителя	Расстояние между осями полюсов д, м (см. рис. 9.1)	Намагничивающий ток, А, не более	Зарядный ток, А, не более
110	ВР	2,0	6,0	2,5
		2,5	7,0	3,0
		3,0	9,0	3,5
	ГП	2,0	4,0	1,5
		2,5	6,0	2,0
		3,0	8,0	3,0
		3,5	10,0	3,5
150	ВР	2,5	2,3	1,0
		2,7	4,0	1,5
		3,0	6,0	2,0
		3,4	7,6	2,5
		4,0	10,0	3,0
	ГП	3,0	2,3	1,0
		3,7	5,0	1,5
		4,0	5,5	2,0
		4,4	6,0	2,5
	ВР	3,5	3,0	1,0
		4,0	5,0	1,5
		4,5	8,0	2,0

Окончание таблицы 9.1

Номинальное напряжение, кВ	Тип отделителя, разъединителя	Расстояние между осями полюсов *д*, м (см. рис. 9.1)	Намагничивающий ток, А, не более	Зарядный ток, А, не более
220	ГП	3,5	3,0	1,0
		4,0	5,0	1,5
		4,5	8,0	2,0
330	ГП	6,0	5,0	2,0
	ПН	6,0	3,5	1,0
	ПНЗ	6,0	4,5	1,5
500	ВР	7,5	5,0	2,0
	ГП	8,0	6,0	2,5
	ПН	8,0	5,0	2,0
	ПНЗ	7,5	5,5	2,5

Примечания

1. ВР – вертикально-рубящий, ГП – горизонтально-поворотный, ПН – подвесной, ПНЗ – подвесной с опережающим отключением и отстающим включением полюса фазы В.

2. Приведены результирующие намагничивающие токи с учетом взаимной компенсации индуктивных токов ненагруженных трансформаторов зарядными токами их присоединений и зарядных токов воздушных или кабельных присоединений индуктивными токами ненагруженных трансформаторов.

4. Отделителями и разъединителями 6-35 кВ наружной и внутренней установки допускается отключать и включать намагничивающие токи силовых трансформаторов, зарядные токи воздушных и кабельных линий, а также токи замыкания на землю, которые не превышают значений, указанных в таблице 9.2 (см. рис. 9.1) и таблице 9.3 (рис. 9.2, *а* и *в*).

Таблица 9.2

Номинальное напряжение, кВ	Расстояние между осями полюсов *д*, м (см. рис. 9.1)	Намагничивающий ток, А, не более	Зарядный ток, А, не более	Ток замыкания на землю, А, не более
6	0,4	2,5	5,0	7,5
10	0,5	2,5	4,0	6,0
20	0,75	3,0	3,0	4,5
35	1,0	3,0	2,0	3,0
35	2,0	5,0	3,0	5,0

Таблица 9.3

Номинальное напряжение, кВ	Расстояние между осями полюсов Ж, м (см. рис. 9.2)	Наименьшее расстояние до заземленных и токоведущих частей, м (см. рис. 9.2)			Намагничивающий ток, А, не более	Зарядный ток, А, не более	Ток замыкания на землю, А, не более
		А	Б	В			
6	0,2	0,2	0,2	0,5	3,5	2,5	4,0
10	0,25	0,3	0,3	0,7	3,0	2,0	3,0
20	0,3	0,4	0,4	1,0	3,0	1,5	2,5
35	0,45	0,5	0,5	1,5	2,5	1,0	1,5

Примечание – При изолирующих перегородках между полюсами отключаемые и включаемые токи в 1,5 раза больше значений, указанных в табл. 9.3.

Размеры изолирующих перегородок для стандартных трехполюсных разъединителей приведены в таблице 9.4 в соответствии с рис. 9.2, *а* и *б*.

Таблица 9.4

Номинальное напряжение, кВ	Размеры изолирующих перегородок, мм (см. рис. 9.2)		
	Г	Д	Е
6	100	500	50
10	100	650	50
20	200	1100	50
35	250	1800	50

5. У отделителей и разъединителей, установленных горизонтально, спуски из гибкого провода прокладывать полого во избежание переброски на них дуги, не допуская расположения, близкого к вертикальному. Угол между горизонтальной плоскостью и прямой, соединяющей точку подвеса спуска и линейный зажим полюса, должен быть не более 65°.

Ошиновку из жестких шин необходимо выполнить так, чтобы на расстоянии *в* (см. рис. 9.1) шины подходили к разъединителям (отделителям) с подъемом или горизонтально. Недопустимое сближение шин с ножами у горизонтально-поворотных разъединителей и отделителей показано пунктиром.

6. Для защиты персонала от светового воздействия дуги над ручными приводами отделителей и разъединителей устанавливать козырьки или навесы из несгораемого материала.

Сооружение козырьков не требуется:

— у отделителей и разъединителей напряжением 110 кВ, если отключаемый намагничивающий ток не превышает 3А, а отключаемый зарядный — 1 А;

— у отделителей и разъединителей 6-35 кВ, если отключаемый намагничивающий ток не превышает 3А, а отключаемый зарядный — 2 А.

7. Приводы трехполюсных разъединителей 6-35 кВ внутренней установки, если они не отделены от разъединителей стеной или перекрытием, снабжать глухим щитом, расположенным между приводом и разъединителем. Отключение и включение этих, а также однополюсных разъединителей внутренней установки производить в защитных очках.

8. Предназначенные для отключения и включения ненагруженных трансформаторов и автотрансформаторов разъединители РНД-150, РНД-220, РНД-330, РНД-500, РНВ-500 и РНВ-750 оборудовать

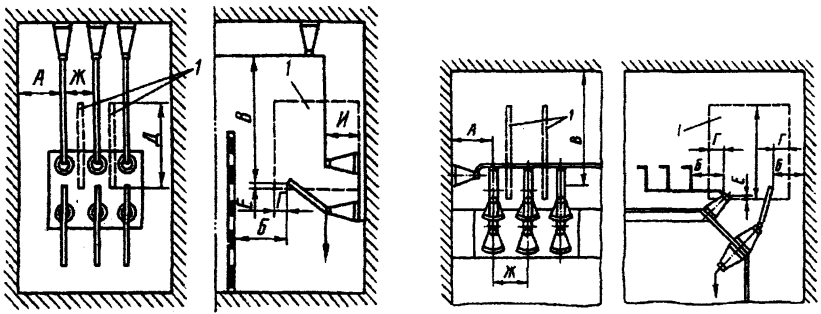


Рис. 9.2. Установка разъединителя:
а – вертикальная; *б* – наклонная;
1 – изолирующие перегородки

устройствами пофазного управления на отключение и включение. Такое управление выполнять отдельными ключами с фиксированными положениями (КФ), установленными в безопасном для персонала месте, удобном для наблюдения за каждым полюсом разъединителя.

Напротив каждого ключа делать четкую надпись наименования фазы полюса разъединителя (А, В, С), а напротив каждых трех ключей — оперативное наименование разъединителя.

9. Для подвесных разъединителей с трехфазным приводом (тягой) предусматривать конструкцию с размыканием контактов фазы В первыми, а замыканием их последними.

10. Перед отключением ненагруженного трансформатора или автотрансформатора с вольтодобавочным трансформатором переключатель вольтодобавочного трансформатора должен быть установлен в нейтральное положение.

11. В электроустановках напряжением 35, 110, 150 и 220 кВ с отделителями и разъединителями в одной цепи отключение ненагруженного трансформатора, автотрансформатора, системы шин, линий электропередачи следует производить дистанционно отделителем, включение — разъединителем.

Перед производством операций разъединителями и отделителями 110, 220 кВ проводить обязательный осмотр опорно-стержневых изоляторов, состояния привода и контактной системы.

12. Отключение и включение отделителями или разъединителями намагничивающего тока трансформаторов 110 и 220 кВ производить при глухозаземленной нейтрали трансформаторов.

При возникновении неполнофазного режима питания трансформаторов, работающих с изолированной нейтралью, **не допускается**:

— включение и отключение разъединителя в нейтрали трансформатора;

— отключение и включение отделителями и разъединителями намагничивающего тока силовых трансформаторов.

13. В сетях 35 кВ и ниже отключения и включения ненагруженных трансформаторов и ВЛ, как правило, производить трехполюсными отделителями и разъединителями. Эти оперативные действия допустимы и однополюсными разъединителями.

Токи замыкания на землю лучше отключать однополюсными разъединителями.

При работе сети в режиме с недокомпенсацией отключение зарядных токов ВЛ и токов замыкания на землю отделителями и разъединителями недопустимо.

14. Ненагруженные трансформаторы и автотрансформаторы 110 и 220 кВ с заземленной нейтралью отключать и включать, как правило, однополюсными отделителями или разъединителями. Эти оперативные действия допустимы также трехполюсными отделителями и разъединителями.

Ненагруженные трансформаторы и автотрансформаторы 330 кВ и выше отключать и включать однополюсными разъединителями. Эти операции допустимо выполнять также трехполюсными разъединителями.

Ненагруженные системы шин, присоединения и ВЛ 110 кВ и выше можно отключать и включать трехполюсными и однополюсными отделителями и разъединителями.

15. Пофазное отключение ненагруженного трансформатора или автотрансформатора начинать, как правило, со среднего полюса (фаза В), после чего поочередно отключать полюсы фаз А и С. Включать полюс фазы В следует последним.

16. Отключение и включение разъединителем ненагруженного трансформатора с дугогасящим реактором производить после отключения от нейтрали дугогасящего реактора.

9.3. О ПРЕДУПРЕЖДЕНИИ ПОЛОМОК ОПОРНО-СТЕРЖНЕВЫХ ИЗОЛЯТОРОВ РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ 110-220 кВ

В энергосистемах России повреждаемость отечественных разъединителей из-за поломок изоляционных колонн остается на недопустимо высоком уровне. Поломки опорно-стержневых изоляторов указанных разъединителей приводят к обесточиванию распределительных устройств, нарушению энергоснабжения потребителей, а также к несчастным случаям, в том числе со смертельным исходом.

Максимум повреждений изоляторов в составе разъединителей приходится на 10—15-й год эксплуатации. За это время проявляются дефекты:

— связанные с несовершенством, и нарушением технологии изготовления изоляторов и приводящие к недопустимому снижению их механической прочности в процессе эксплуатации;

— монтажа, наладки и технического обслуживания разъединителей в процессе эксплуатации, приводящие к возрастанию нагрузок на изоляторы.

Наблюдаются сезонные максимумы повреждений, отмечаемые в периоды с февраля по май и с августа по ноябрь (в периоды, когда в течение суток имеют место значительные колебания температуры с переходом нулевого значения).

В целях предупреждения повреждений опорно-стержневых изоляторов 110-220 кВ и предотвращения несчастных случаев при производстве оперативных переключений предлагается:

1. При оперативных переключениях:

1.1. Включать в бланки переключений обязательный осмотр разъединителей 110-220 кВ перед проведением переключений.

При осмотре следует обращать внимание на:

— наличие сколов и трещин на фарфоре;

— состояние армировочных швов (по возможности);

— состояние привода, контактной системы и рамы (наличие перекосов).

Осмотр разъединителей может осуществляться с помощью бинокля.

1.2. Запретить производство операций разъединителями, изоляторы которых имеют дефекты в виде трещин (в теле фарфора или армировочном шве), царапин и рисок на фарфоре глубиной более 0,5 мм, а также сколы глубиной более 1 мм и общей площадью более 200 мм^2.

1.3. Запретить производство переключений разъединителями с применением неинвентарных (удлиненных) рукояток ручных приводов.

1.4. Производить все операции с разъединителями при введенных в работу быстродействующих релейных защитах и устройствах резервирования отказа выключателя (УРОВ) в полном соответствии с требованиями п. 5.9.6 ПТЭ (15-е издание).

1.5. Ограничить количество переключений (по возможности) при температуре окружающего воздуха минус 25°С и ниже, а также в периоды, когда в течение суток имеют место значительные колебания температуры с переходом нулевого значения.

2. При техническом обслуживании и ремонтах:

2.1. Соблюдать требования предприятия-изготовителя по объему и сроку проведения технического обслуживания и ремонтов разъединителей в соответствии с указаниями "Руководства по эксплуатации".

2.2. Организовать проведение акустико-эмиссионного контроля изоляторов разъединителей 110-220 кВ по методике, согласованной с РАО "ЕЭС России", и с использованием аппаратуры и устройств (прибор ПАК-3М, стяжка УКИ-1) разработки ОАО "ВНИИЭ" (115201, Москва, Каширское шоссе, д. 22, корп. 3. Тел/факс (095) 113-71-09. Тел/факс (095) 113-08-27.

Факс (095) 113-43-88). Методика контроля входит в комплект поставки. Акустико-эмиссионному контролю должны подвергаться:

— изоляторы любых типов по истечении гарантийного срока на разъединители 110-220 кВ;

— изоляторы любых типов при проведении средних ремонтов разъединителей 110-220 кВ;

— изоляторы любых типов при обнаружении на них сколов фарфора, дефектов армировочных швов или контактной системы разъединителей, которые могли привести к снижению механической прочности изоляторов и (или) к существенному увеличению нагрузок на них;

— изоляторы, отобранные из резерва для замены после окончания гарантийного срока.

Требования этого пункта не распространяются на импортные разъединители, разъединители, изготовленные в России по лицензии зарубежных фирм, а также на отечественные разъединители, укомплектованные полимерными опорно-стержневыми изоляторами, например типа ИОСПК-10, технические условия на которые согласованы с РАО "ЕЭС России", а изоляторы прошли полный объем испытаний в составе разъединителей типов РГ, РГН, 50Р, РД(3) и РНД(3)-110.

2.3. Запретить производство механических испытаний опорно-стержневых изоляторов без одновременного проведения акустико-эмиссионного контроля их состояния.

2.4. Заменять изоляторы, забракованные по результатам акустико-эмиссионного контроля, и изоляторы, имеющие дефекты, указанные в п. 1.2 настоящего параграфа.

2.5. Выполнять при среднем ремонте разъединителей 110-220 кВ тщательный осмотр изоляторов и армировочных швов. При осмотре дополнительно к требованиям по п. 1.1 следует обращать внимание на:

— наличие трещин в армировочных швах;

— состояние цемента в армировочных швах;

— состояние влагостойкого покрытия армировочных швов.

2.6. Производить непосредственно после обнаружения заделку трещин в армировочных швах влагостойкой шпатлевкой с последующим нанесением гидрофобного покрытия (например, герметика гидроизоляционного "Гермокрон-гидро", ТУ 2513-001-20504464-99).

2.7. Производить ремонт изоляторов, имеющих сколы с размерами менее указанных в п. 1.2 настоящего параграфа. При ремонте производится приклеивание отколотой части к изолято-

ру или покрытие дефектной поверхности влагостойким лаком для наружных работ. Склеивание фарфоровых частей должно выполняться с помощью клея (карбинольного) БФ-4, Б-88 или клея на основе эпоксидной смолы.

При ремонте изоляторов, имеющих царапины и риски на поверхности глубиной менее 0,5 мм, используется полимерное покрытие, разработанное АО НИИПТ (г. С.-Петербург). В качестве покрытия используется кремнийорганическая композиция типа КЛ101, которая обладает высокой гидрофобностью и адгезией к поверхности фарфора. В комплект поставки входят инструкция по нанесению покрытия, кремнийорганическая композиция с подслоем и отвердителем, технологическое оборудование для нанесения покрытия.

2.8. Выполнять после среднего ремонта разъединителей:

— проверку качества монтажа изоляторов (отклонение от вертикали, равенство высот изоляторов, крепеж);

— проверку правильности регулировок (на соответствие заводским нормам) контактов главной цепи в части их соосности и значений контактных нажатий, которые проверяются либо по вытягивающему усилию, либо непосредственным контролем контактного нажатия ламелей с помощью прибора ПКСН-1 (приложение 9.1);

— проверку соответствия выполнения подводящих шлейфов к разъединителям проектной документации.

2.9. Проводить после среднего ремонта разъединителей их опробование путем 3—5-кратного ручного включения-отключения главных и заземляющих ножей для оценки усилий на рукоятки приводов в соответствии с требованиями "Руководства по эксплуатации".

2.10. Выполнить для обеспечения безопасности персонала, проводящего оперирование разъединителями, не менее одного мероприятия из нижеперечисленных:

— установить над ручными приводами разъединителей 110-220 кВ стационарные козырьки из листового металла. Пример установки козырька приведен на рис. 9.3. Установка сетчатых козырьков не допускается;

— заменить ручные приводы полуножей главной цепи разъединителей на электродвигательные с дистанционным управлением. Данное мероприятие целесообразно проводить на разъединителях со сроком службы не более 15 лет;

— *на разъединителях напряжением* 110 кВ с ручными приводами заменить фарфоровые опорно-стержневые изоляторы на полимерные типа ИОСПК-10.

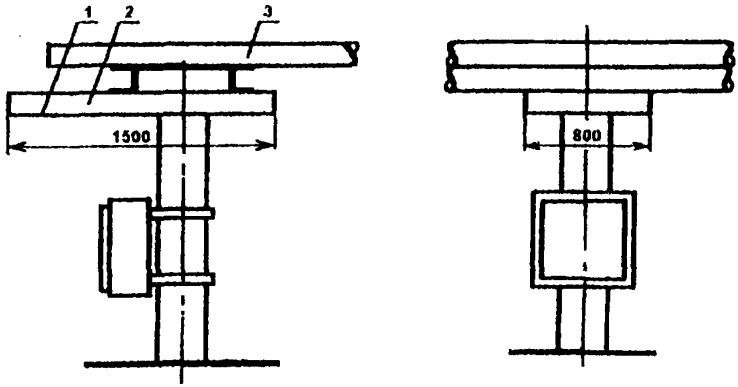


Рис. 9.3. Установка защитных козырьков над ручными приводами разъединителей серии РНД (3):

1 — лист металлический 1500×800×3 мм (Ст3); 2 — уголок 50×50×2 мм (ГОСТ 8509-86) — 2 шт.; 3 — рама разъединителя

Для шинных разъединителей 110 кВ предпочтительней выполнение второго или третьего мероприятия.

2.11. Создать на каждой электростанции и на каждом предприятии электрических сетей неснижаемый запас опорно-стержневых изоляторов 110 кВ в соответствии с требованиями табл. 4 и 5 "Типовых нормативов резервной коммутационной аппаратуры 110-500 кВ для подстанций и РУ электростанций", утвержденных Минэнерго СССР 2 декабря 1980 г.

2.12. Организовать хранение резервных опорно-стержневых изоляторов таким образом, чтобы была исключена возможность их механических повреждений, заноса снегом, затопления талыми и дождевыми водами, а также была обеспечена возможность периодического осмотра. Изоляторы хранить на настилах, по возможности в вертикальном рабочем положении, в закрытых помещениях или на открытом воздухе под навесом, защищающим их от воздействия атмосферных осадков. У находившихся на хранении изоляторов раз в 1—2 года проверять целостность армировочных швов и их влагостойкого покрытия. При обнаружении дефектов произвести заделку швов и восстановить влагостойкое покрытие, как это указано в п. 2.6 настоящего параграфа.

2.13. Направлять на заводы — изготовители разъединителей рекламации по всем случаям браковки разъединителей и изоляторов в период гарантийного срока. В случае повреждения изо-

лятора, приобретенного для ремонтных целей, рекламацию направлять на завод — изготовитель изолятора.

2.14. В целях упорядочения претензионной работы, для создания базы данных и определения фактических показателей надежности по повреждениям или браковке изоляторов, имевшим место в пределах срока службы 30 лет, направлять на завод-изготовитель и в Департамент генеральной инспекции по эксплуатации электрических станций и сетей РАО "ЕЭС России" заполненный по установленной форме опросный лист согласно приложению 9.2.

3. При техническом перевооружении и реконструкции:

Применять на вновь строящихся объектах, а также при реконструкции и техническом перевооружении действующих объектов на ОРУ 110-220 кВ разъединители:

— преимущественно горизонтально-поворотного типа с одним разрывом на полюс;

— с опорными стержневыми изоляторами (фарфоровыми или полимерными), изготовленными по техническим условиям, согласованным с РАО "ЕЭС России";

— с герметичными подшипниками качения в опоре изоляционных колонн;

— преимущественно с электродвигательными приводами полуножей главной цепи.

Применение ручных приводов полуножей главной цепи допускается во всех случаях, когда разъединители напряжением 110 кВ укомплектованы полимерными изоляторами типа ИОСПК-10.

Отменяется действие:

— Циркуляра Ц-04-97(э) "О предупреждении поломок опорно-стержневых изоляторов разъединителей 110-220 кВ" (М.: РАО "ЕЭС России", 1997);

— Информационного письма Государственной инспекции по эксплуатации электростанций и сетей Минэнерго СССР "О повреждении опорно-стержневых изоляторов" (№ 18-4/2 от 24.08.81);

— Противоаварийного предписания Государственной инспекции по эксплуатации электростанций и сетей Минэнерго СССР "О повреждении опорных колонок разъединителей" (№ 18-4/1 от 03.06.85);

— Информационного письма Департамента науки и техники РАО "ЕЭС России" "О предотвращении падения опорных колонок разъединителей 110 кВ" (№ 01-6/26 от 24.01.95);

— Информационного письма Департамента эксплуатации энергосистем и электростанций "О повреждениях опорно-стержне-

вых изоляторов разъединителей напряжением 35 кВ и выше и повышении надежности их работы" (№ 04-05 от 29.07.94);

– Оперативного указания ОУ-02-97 "Об осмотре электротехнического оборудования".

В соответствии с Приказом РАО "ЕЭС России" от 06.05.2002 г. № 252 необходимо:

1. При выборе опорно-стержневых изоляторов и разъединителей для нового строительства, реконструкции и технического перевооружения подстанций и распредустройств электростанций напряжением 110-220 кВ, а также плановой их замены руководствоваться требованиями Приказа РАО "ЕЭС России" от 16.11.98 № 229 "О подтверждении соответствия приобретаемого энергетического оборудования требованиям РАО "ЕЭС России" и РД 153-34.0-11.118-2001 "Положение по ведению работ в РАО "ЕЭС России", направленных на подтверждение соответствия приобретаемого энергетического оборудования отраслевым требованиям и условиям эксплуатации". Перечень отечественных опорно-стержневых изоляторов, прошедших аттестацию в межведомственных комиссиях, и импортных, имеющих экспертное заключение, с указанием основных технических характеристик и адресов заводов-изготовителей приведен в таблице 9.5.

2. В целях обеспечения качественных и экономичных поставок за счет централизованных оптовых закупок оборудования заявки на приобретение опорно-стержневых изоляторов и разъединителей направлять в ОАО "Энергостройснабкомплект".

3. При приобретении опорно-стержневых изоляторов в обязательном порядке требовать паспорта заводов-изготовителей на каждое изделие с указанием гарантийного срока эксплуатации для последующего их включения в состав эксплуатационной документации разъединителей. Предприятия-поставщики должны быть аккредитованы в соответствии с Приказом РАО "ЕЭС России" от 29.12.2000 № 730 "О создании отраслевой системы аккредитации и аттестации".

4. В целях накопления и обобщения опыта эксплуатации опорно-стержневых изоляторов новых типов, в особенности полимерных, обеспечить специальный учет их повреждений и предъявлений по каждому такому случаю претензий заводам-изготовителям или предприятиям-поставщикам.

Таблица 9.5

№ п.п.	Тип изолятора, № технических условий	Завод-изготовитель	Примечание
1	Керамические опорные стержневые изоляторы типов ИОС-110-400М-УХЛ1, ИОС-110-600М-УХЛ1 (изготавливаются по ТУ 3493-003-00214646-01)	ОАО «ЭЛИЗ» (Россия, 614112, г. Пермь, ул. Репина, д. 98) Тел. (3422) 73-09-02 73-01-87 Факс (3422) 73-05-85 73-06-72	Данные изоляторы имеют следующие отличительные особенности от ранее выпускавшихся: – изоляционное тело изготовлено из высокопрочного фарфора подгруппы С 120 по ГОСТ 20419; – фланцы изготовлены из высокопрочного или ковкого чугуна и имеют антикоррозионное покрытие; – армирование изоляторов производится с нанесением компенсационных промазок и использованием цемента марки ПЦ 500 ДОН, имеющего коэффициент линейного расширения не более 0,03%; – срок службы не менее 30 лет; – гарантийный срок 10 лет. Изоляторы прошли испытания на надежность
2	Керамические опорные стержневые изоляторы типов ИОС-110-400М-УХЛ1, ИОС-110-600М-УХЛ1 (изготавливаются по ТУ 3493-012-53467867-2001)	ОАО «ВЗЭФ» (Россия, 182100, Псковская обл., Великие Луки, Октябрьский проспект, д. 115) Тел. (81153) 5-37-63 Факс (81153) 5-38-12	Данные изоляторы имеют следующие отличительные особенности от ранее выпускавшихся: – изоляционное тело изготовлено из высокопрочного фарфора подгруппы С 120 по ГОСТ 20419; – фланцы изготовлены из высокопрочного или ковкого чугуна и имеют антикоррозионное покрытие; – армирование изоляторов производится с нанесением компенсационных промазок и использованием цемента марки ПЦ 500 ДОН, имеющего коэффициент линейного расширения не более 0,03%; – срок службы не менее 30 лет; – гарантийный срок 10 лет. Изоляторы прошли испытания на надежность

3	Керамические опорные стержневые изоляторы типа ИОС-110-600 (400) (изготавливаются в соответствии с требованиями стандартов МЭК 168 и МЭК 273). Имеется утвержденное экспертное заключение РАО «ЕЭС России» от 25.12.01	ООО «БалтЭлектроИзолятор» Официальный представитель группы CERAM в России (Россия, 199155, г. Санкт-Петербург, ул. Железноводская, д. 17/5) Тел/факс (812) 557-75-82	Данные изоляторы имеют следующие отличительные особенности от ранее выпускавшихся: – изоляционное тело изготовлено из высокопрочного фарфора подгруппы С 130 по ГОСТ 20419; – фланцы изготовлены из высокопрочного или ковкого чугуна и имеют антикоррозионное покрытие; – армирование изоляторов производится с нанесением компенсационных промазок и использованием цемента марки ПЦ 500 ДОН, имеющего коэффициент линейного расширения не более 0,03%; – срок службы не менее 30 лет; – гарантийный срок 30 лет. Изоляторы прошли испытания на надежность
4	Полимерные изоляторы (силовой элемент – стержень) типов: ИОСПК-10-110/450-IV-УХЛ1, ИОСПК-10-110/480-IV-УХЛ1, ИОСПК-10-110/550-IV-УХЛ1 (изготавливаются по ТУ 3494-001-52314081-99)	ООО «Альфа-Энерго» (Россия, 620066, г. Екатеринбург, ул. Шефская, д. 1) Тел. (3432) 65-71-77, Факс (3432) 49-15-00; МФ ООО «Альфа-Энерго» (Россия, 109432, Москва, 2-й Кожуховский проезд, д. 23, офис 4а) Тел. (095) 743-61-81 Факс (095) 249-08-39, доб. 203	Данные полимерные изоляторы взаимозаменяемы с керамическими ИОС-110-400-I(II)-УХЛ1, ИОС-110-600-I(II)-УХЛ1, С4-450-I(II)-УХЛ1, С4-550-I(II)-УХЛ1, С6-450-I(II)-УХЛ1, С6-550-I(II)-УХЛ1. Прошли полный объем испытаний в составе разъединителей серий РНДЗ, РДЗ, SGF и РГ на напряжение 110 кВ. Соответствующие типоисполнения введены в действующие ТУ на перечисленные серии разъединителей. Можно заказывать как для ремонтных целей, так и в составе разъединителя

Окончание таблицы 9.5

№ п.п.	Тип изолятора, № технических условий	Завод-изготовитель	Примечание
5	Полимерные изоляторы (силовой элемент – труба) типов ИОСК-6-110/450-I(II)-УХЛ1, ИОСК-6-110/480-I(II)-УХЛ1, ИОСК-20-110/480-I(II)-УХЛ1, ИОСК-6-110/550-I(II)-УХЛ1, ИОСК-20-110/550-I(II)-УХЛ1 (изготавливаются по ТУ 3494-003-21639232-00)	АООТ «Энергия-21» (Россия, 457040, г. Южноуральск, Челябинской области, ул. Заводская, д. 1) Тел. (35134) 9-82-17 Факс (35134) 5-61-88	Данные полимерные изоляторы взаимозаменяемы с керамическими типов ИОС-110-400-I(II)-УХЛ1, ИОС-110-600-I(II)-УХЛ1, С4-450-I(II)-УХЛ1, С4-550-I(II)-УХЛ1, С6-450-I(II)-УХЛ1, С6-550-I(II)-УХЛ1. Изолятор типа ИОСК-6-550-II-УХЛ1 прошел испытания в составе разъединителя типа РГ-110/2000 УХЛ1
6	Полимерные изоляторы (силовой элемент – труба) типов СПК-6-35/190-II-УХЛ1, СПК-6-110/450-II-УХЛ1, СПК-6-110/550-II-УХЛ1 (изготавливаются по ТУ 3494-016-06986604-2000)	ЗАО «Феникс-88» (Россия, 630088, г. Новосибирск, ул. Немировича-Данченко, д. 167) Тел. (3832) 46-03-84 Факс (3832) 46-01-63	Данные полимерные изоляторы взаимозаменяемы с керамическими типов ИОС-35-500(...1000)-УХЛ1, ИОС-110-300(...600)-УХЛ1, С4(...10,0)-200-I-УХЛ1, С4(...12,5)-450-II-УХЛ1 и С4(...12,5)-550-I-УХЛ1. Изолятор типа СПК-6-110/450-II-УХЛ1 прошел испытания в составе разъединителя типа РДЗ-110
7	Полимерные изоляторы (силовой элемент – труба) типов СПК-4-450-I(II)-УХЛ1, СПК-6-450-I(II)-УХЛ1, СПК-8-450-I(II)-УХЛ1, СПК-10-450-I(II)-УХЛ1, СПК-12,5-450-I(II)-УХЛ1 (изготавливаются по техническим условиям ТУ 3494-001-53468973-2002)	ЗАО «Комета-Энергомаш» (Россия, 630045, г. Новосибирск, ул. Королева, д. 40) Тел. (3832) 77-17-92	Данные полимерные изоляторы взаимозаменяемы с керамическими типов ИОС-110/400-УХЛ1, ИОС-110/600-УХЛ1, С4(...10,0)-450-I(II)-УХЛ1. Изоляторы типа СПК-6-450-II-УХЛ1 прошли испытания в составе разъединителя типа РНДЗ-110/2000

8	Полимерные изоляторы (силовой элемент – стержень) типов ИОСПК-2-10/75-IV-УХЛ1, ИОСПК-4-35/190-IV-УХЛ1, ИОСПК-6-110/450-II-УХЛ1 (изготавливаются по ТУ 3494-001-5346873-2002)	ООО «Полимеризолятор» (182100, г. Великие Луки, пр-т Октябрьский, д. 79) Тел. (81153) 5-02-00 Факс (81153) 5-16-09 Телетайп 333112 «Ролик»	Данные полимерные изоляторы взаимозаменяемы с керамическими типов С4-80-I(II)-УХЛ1, С4-195-I(II)-УХЛ1 и С4-450-I(II)-УХЛ1. Изоляторы прошли испытания в составе разъединителей РЛНД-10/400-УХЛ1, РДЗ-35/1000-УХЛ1, РГ-35/2000-УХЛ1, РДЗ-110/2000-УХЛ1 и РГ-110/2000-УХЛ1

* Под взаимозаменяемостью полимерных опорных изоляторов с керамическими подразумевается совпадение основных механических (кроме жесткости на изгиб и кручение) и электрических параметров, габаритных и присоединительных размеров. Возможность замены керамических изоляторов в составе разъединителя на полимерные должна быть подтверждена положительными результатами испытаний на механическую износостойкость, в условиях образования льда и на стойкость при сквозных токах к.з.

ПРИБОР КОНТРОЛЯ УСИЛИЯ НАЖАТИЯ ПКСН-1

Прибор ПКСН-1 предназначен для контроля усилия нормального нажатия в отдельной паре контактов ламельного типа разъединителей 10-750 кВ и ячеек КРУ 6-10 кВ.

Прибор лишен недостатка традиционного способа контроля контактов, основанного на измерении вытягивающего усилия с применением специальных шаблонов. Этот способ трудоемок, так как требует участия не менее двух человек, и имеет низкую точность в связи с тем, что применяемые шаблоны, как правило, не калиброваны по материалу, толщине и состоянию поверхности, а вытягивающее усилие определяется в момент трогания шаблона по стрелочному пружинному динамометру.

Прибор ПКСН-1 состоит из контрольного щупа, блока измерения и соединительных кабелей. Контрольный щуп выполнен на основе тензорезисторного датчика. Блок измерения служит для обработки сигнала, поступающего с контрольного щупа, и цифровой индикации значения силы нормального контактного нажатия. Измерения с помощью прибора может выполнять один человек.

Основные технические характеристики прибора ПКСН-1

№ п.п.	Наименование параметра, размерность	Значение параметра
1	Диапазон контролируемых усилий нажатия, кгс	От 0 до 100
2	Основная относительная погрешность, %	1,5
3	Дискретность контроля усилий нажатия, кгс	0,1
4	Вид представляемой информации о контролируемом усилии	Цифровой
5	Напряжение питания, В, от встроенного источника постоянного тока (от сети переменного тока 50 Гц)	12,6 (220)
6	Время непрерывной работы аккумулятора до его перезарядки, ч, не менее	16
7	Рабочий диапазон температуры окружающего воздуха, °С	0÷40
8	Относительная влажность воздуха, %	До 98

Комплект сменных частей и диапазон регулировок контрольного щупа прибора ПКСН-1 позволяют производить контроль нормального нажатия контактов большинства находящихся в эксплуатации типов разъединителей наружной и внутренней установки серий РГ, РД(З), РНД(З), ЗРО, РВ(З) и др.

Для удобства пользования прибором ПКСН-1 в руководстве по его эксплуатации приведены нормативные значения нормальных контактных нажатий ламельных контактов наиболее распространенных типов разъединителей и ячеек КРУ.

Прибор ПКСН-1 разработан ОАО "ВНИИЭ" (115201, Москва, Каширское шоссе, д. 22, корп. 3. Тел/факс (095) 113-71-09. Тел/факс (095) 113-08-27. Факс (095) 113-43-88).

Приложение 9.2

СВЕДЕНИЯ О МЕХАНИЧЕСКИХ ПОВРЕЖДЕНИЯХ ФАРФОРОВЫХ ИЗОЛЯТОРОВ В ЭКСПЛУАТАЦИИ, В ТОМ ЧИСЛЕ В СОСТАВЕ РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ

МЭС (ПМЭС, ПС), АО-энерго (ГЭС, ГЭС, ПЭС, ПС), АО-электростанция

№ п.п.	Тип изолятора и дата повреждения	Предприятие-изготовитель	Дата выпуска изолятора (заводской номер)	Место установки поврежденного изолятора	Условия, при которых произошло повреждение	Характер повреждения	Количество операций, выполненных разъединителем к моменту повреждения
1	2	3	4	5	6	7	8

Примечания

1. Сведения подаются один раз в полгода. Форма представления информации может быть не табличная. В этом случае описание каждого повреждения должно быть представлено на отдельном листе.

2. В графе 3 в случаях, когда не удается установить предприятие-изготовитель, приводится подробное описание товарного знака.

3. В графе 5 указывается назначение поврежденного изолятора: шинная опора, изоляционная колонка разъединителя, тип разъединителя. Для разъединителей 220 кВ указывается место изолятора в изоляционной колонке.

4. В графе 6 описываются условия, при которых могло произойти повреждение: в стационарном состоянии, при включении или отключении разъединителя или при прохождении сквозного тока к.з., приводится также полная информация по метеоусловиям (в момент повреждения и предшествующий период).

5. В графе 7 подробно описывается характер повреждения с указанием места: вблизи узла армировки ("верх" или "низ"), тело "фарфора".

6. Представляемая информация подписывается техническим руководителем энергопредприятия.

9.4. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ НАРУШЕНИЯ РАБОТОСПОСОБНОСТИ РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ 500 кВ ПРИ БОЛЬШИХ ВЕТРОВЫХ НАГРУЗКАХ

В одной из энергосистем произошла авария из-за размыкания под нагрузкой разъединителя 500 кВ при воздействии сильного ветра (порывы до 32 м/с) и возникшего вследствие этого междуфазного короткого замыкания. Причиной нарушения токоведущей цепи разъединителя РНДЗ-500 с приводом ПДН явилось наличие люфтов в кинематике аппаратов и отсутствие жесткой фиксации контактных ножей во включенном положении. Вследствие указанного конструктивного дефекта контактные ножи могут независимо один от другого перемещаться под действием ветра и размыкать токоведущую цепь.

В целях повышения надежности работы разъединителей РНДЗ-500, находящихся в эксплуатации, и предупреждения нарушения их работоспособности при больших ветровых нагрузках предлагается провести в плановом порядке установку упорных болтов на разъединителях в соответствии с рекомендациями, изложенными в приложении 9.3.

Приложение 9.3

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО УСТАНОВКЕ УПОРНЫХ БОЛТОВ НА РАЗЪЕДИНИТЕЛЯХ РНДЗ-500

В качестве упорных болтов следует использовать болты М16×80 (ГОСТ 7795-70) с длиной резьбы 65 мм (рис. 9.4).

Для установки болтов необходимо изготовить уголки (рис. 9.5) и приварить их к плите на каждой опорной колонке так, как показано на рис. 9.6.

Перед фиксацией упорных болтов в уголках следует проверить правильность регулировки разъединителя в соответствии с техническим описанием и инструкцией по эксплуатации ВИЛЕ.674216.001 ТО (КЛО.412.134).

Необходимо обратить внимание на то, чтобы оси контактных ножей во включенном положении находились на одной прямой (допускается сдвиг осей в горизонтальной плоскости на середине полюса не более 5 мм), а зазор между торцами контактных ножей должен составлять 10 мм.

Оси контактных ножей следует вывести в сторону включения так, чтобы расстояние от края пластины с серебряной площадкой до края ламеля в месте контакта со стороны отключения было 10 мм, после чего необходимо зафиксировать это положение упорными болтами.

Рабочее включенное положение контактного ножа с ламелями и без ламелей показано на рис. 9.7 и 9.8.

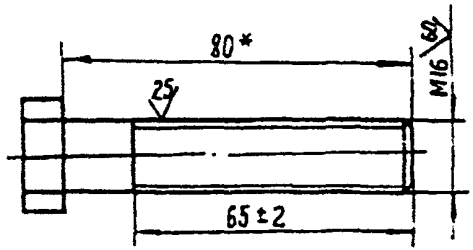


Рис. 9.4. Болт

* Размер для справок.

Примечание – Покрытие – Ц. 15 хр.

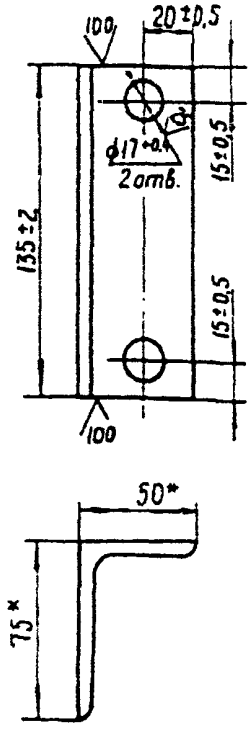


Рис. 9.5. Уголок

* Размеры для справок

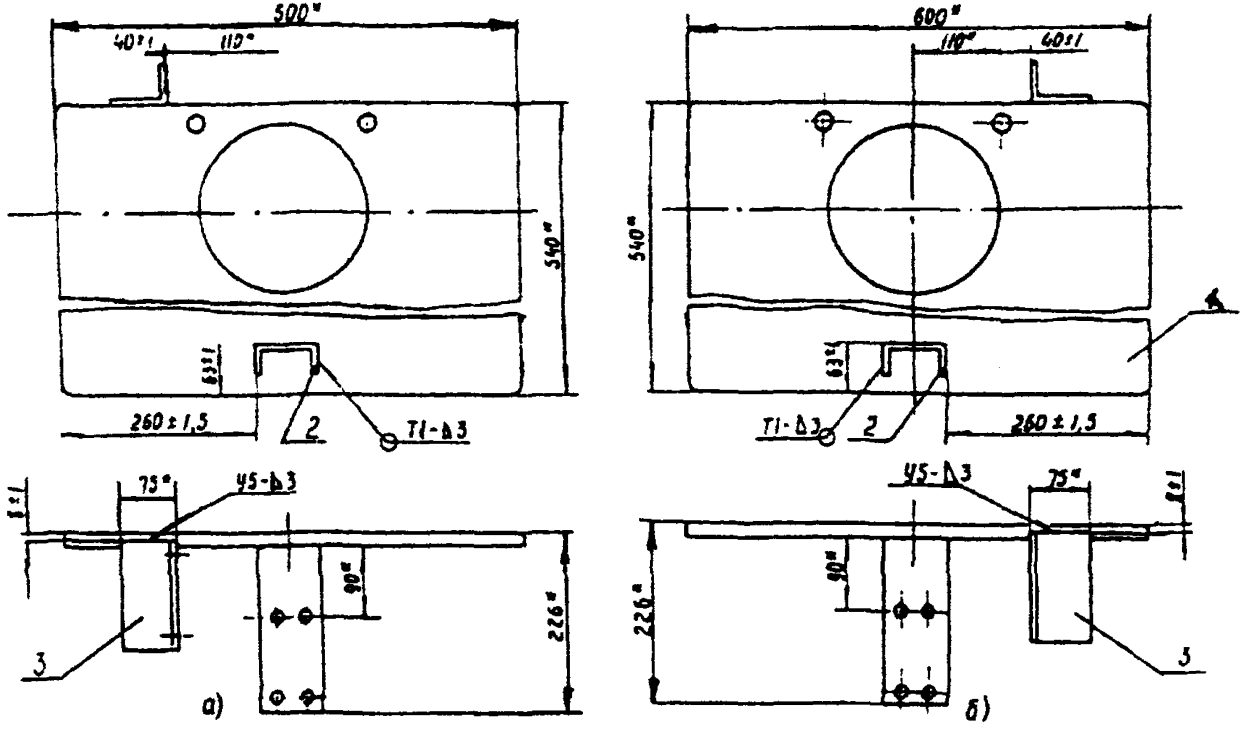


Рис. 9.6. Плита опорной колонки:

а — левой; б — правой;

1 — плита; 2 — швеллер; 3 — уголок

* Размеры для справок

Примечания

1. Сварные швы по ГОСТ 14771-76.
2. Покрытие — Гор. Ц. 100 хр.

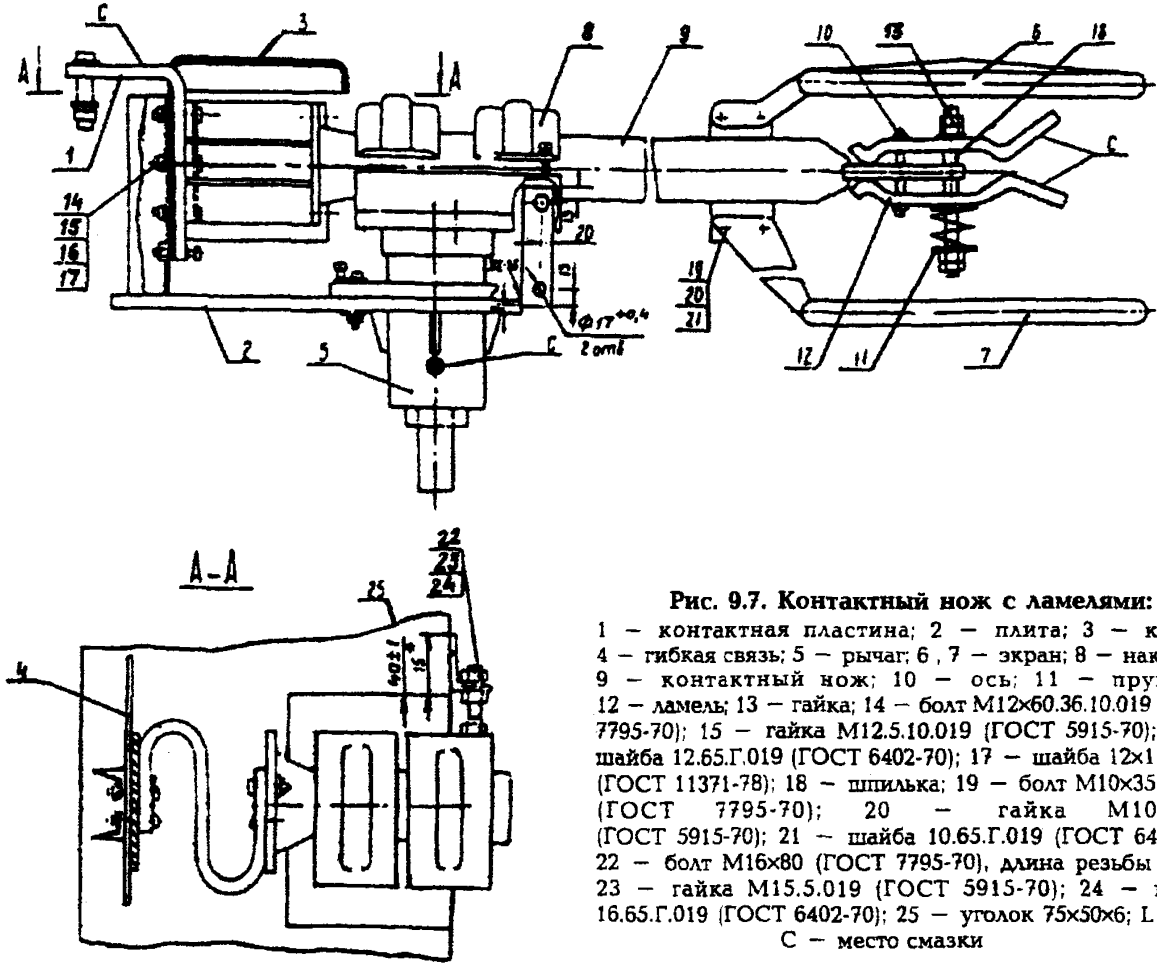


Рис. 9.7. Контактный нож с ламелями:

1 – контактная пластина; 2 – плита; 3 – кожух; 4 – гибкая связь; 5 – рычаг; 6 , 7 – экран; 8 – накладка; 9 – контактный нож; 10 – ось; 11 – пружина; 12 – ламель; 13 – гайка; 14 – болт М12×60.36.10.019 (ГОСТ 7795-70); 15 – гайка М12.5.10.019 (ГОСТ 5915-70); 16 – шайба 12.65.Г.019 (ГОСТ 6402-70); 17 – шайба 12×1.02.019 (ГОСТ 11371-78); 18 – шпилька; 19 – болт М10×35.36.019 (ГОСТ 7795-70); 20 – гайка М10.5.019 (ГОСТ 5915-70); 21 – шайба 10.65.Г.019 (ГОСТ 6402-70); 22 – болт М16×80 (ГОСТ 7795-70), длина резьбы – 65; 23 – гайка М15.5.019 (ГОСТ 5915-70); 24 – шайба 16.65.Г.019 (ГОСТ 6402-70); 25 – уголок 75×50×6; L= 135; С – место смазки

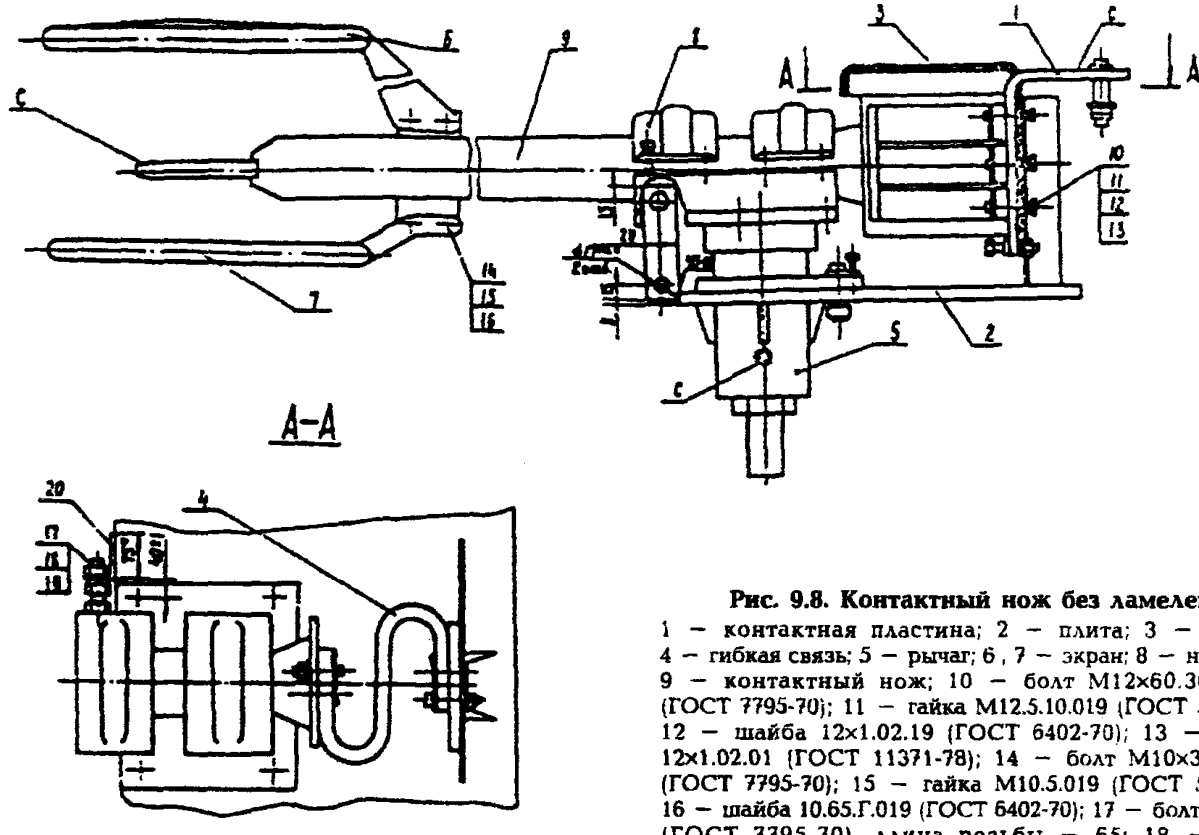


Рис. 9.8. Контактный нож без ламелей:

1 – контактная пластина; 2 – плита; 3 – кожух; 4 – гибкая связь; 5 – рычаг; 6 , 7 – экран; 8 – накладка; 9 – контактный нож; 10 – болт М12×60.36.10.019 (ГОСТ 7795-70); 11 – гайка М12.5.10.019 (ГОСТ 5915-70); 12 – шайба 12×1.02.19 (ГОСТ 6402-70); 13 – шайба 12×1.02.01 (ГОСТ 11371-78); 14 – болт М10×35.36.019 (ГОСТ 7795-70); 15 – гайка М10.5.019 (ГОСТ 5915-70); 16 – шайба 10.65.Г.019 (ГОСТ 6402-70); 17 – болт М16×80 (ГОСТ 7795-70), длина резьбы – 65; 18 – гайка М16.5.01.019 (ГОСТ 5915-70); 19 – шайба 16.65.Г.019 (ГОСТ 6402-70); 20 – уголок 75×50×6; L= 135; С – место смазки

9.5. О ЗАЩИТЕ ОТ КОММУТАЦИОННЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ВАКУУМНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ В СЕТЯХ СОБСТВЕННЫХ НУЖД 6 кВ ЭНЕРГОБЪЕКТОВ

Широко применяемые в настоящее время вакуумные выключатели, обладая большими эксплуатационными преимуществами, генерируют при коммутации индуктивных элементов (трансформаторов, электродвигателей) повышенные перенапряжения до $7U_{ф.}$ Эти перенапряжения опасны в первую очередь для изоляции электродвигателей и сухих трансформаторов, а в реальных условиях эксплуатации могут представлять опасность и для масляных трансформаторов, подвергающихся частым коммутациям или изоляция которых по тем или иным причинам ослаблена. Поэтому при применении вакуумных выключателей должны предусматриваться средства защиты от перенапряжений.

При применении вакуумных выключателей в схемах собственных нужд электростанций Департамент научно-технической политики и развития предлагает руководствоваться следующим.

1. Применять ограничители перенапряжений (ОПН) и демпфирующие RC-цепочки как наиболее эффективные средства по сравнению с другими мероприятиями (задержка в отключении двух фаз, управление моментом коммутации и др.).

Ограничители перенапряжений должны подключаться между фазой и землей со стороны коммутируемого присоединения или параллельно контактам выключателя; ОПН, установленные на шинах, не защищают присоединение при его отключении вакуумным выключателем.

2. Устанавливаемые между каждой фазой и землей ОПН должны располагаться непосредственно у защищаемого объекта или в начале кабеля в ячейке КРУ у выключателя, если длина кабеля не больше 50 м.

3. В сети 6 кВ собственных нужд электростанций с емкостным током замыкания на землю не более 10 А устанавливаемые между фазой и землей ОПН должны иметь параметры не хуже указанных в таблице 9.6. Этим параметрам соответствуют, например, ограничители ОПН-6 СН (производство ВЭИ), ОПН-КС/TEL 6/6,0 (производство "Таврида-Электрик") и MWK-6 (производство ЗАО "АББ УЭТМ").

Таблица 9.6

Основные параметры ОПН для защиты сетей 6 кВ собственных нужд электрических станций

Основной параметр	ОПН «на землю»	ОПН между контактами выключателя
1. Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ, не менее	6	5,5
2. Напряжение 50 Гц на ограничителе, допустимое в течение 2 ч, кВ, не менее	6,6*	6,6**
3. Напряжение на ограничителе при импульсе тока 30/60 мкс с амплитудой 500 А, кВ, не более	14,8	13,5
4. Пропускная способность на 20 прямоугольных импульсах тока 2000 мкс с амплитудой, А	400	150

* С предварительно поглощенной энергией 17 кДж.

** Без предварительно поглощенной энергии.

4. При установке ОПН в начале кабеля у выключателя при длине кабеля более 50 м, а также в случае, когда емкостный ток сети превышает 10 А, должен быть произведен расчет (с применением программы расчетов электромагнитных переходных процессов) по определению уровня перенапряжений, который следует сопоставить с уровнем изоляции электрооборудования. За рекомендациями по проведению расчетов, а также выбору защитных устройств следует обращаться к специализированным организациям (ОАО "ВНИИЭ", ОАО "Институт Теплоэлектропроект", ОАО "Фирма ОРГРЭС").

5. При включении ОПН параллельно контактам выключателя обеспечивается более глубокое ограничение перенапряжений, в связи с этим предполагается выпуск ОПН, предназначенных для такого включения. Параметры этих ОПН независимо от режима заземления нейтрали, значения емкостного тока замыкания на землю и длины коммутируемого кабеля должны быть не хуже приведенных в таблице 9.6.

6. Демпфирующую RC-цепочку рекомендуется применять для защиты электродвигателей мощностью свыше 2000 кВт. При этом установка RC-цепочек на нескольких присоединениях не должна приводить к установке в сети дополнительных дугогасящих реакторов.

RC-цепочку рекомендуется устанавливать непосредственно у защищаемого объекта. Допускается установка RC-цепочки в начале кабеля в ячейке КРУ у выключателя, если расчетом показано, что обеспечивается требуемый уровень ограничения перенапряжения на защищаемом объекте.

Емкость С защитной RC-цепочки выбирается в 5 раз больше емкости отключаемого присоединения (емкость кабеля по прямой последовательности плюс емкость защищаемого объекта). Сопротивление R (Ом) защитной RC-цепочки определяется по формуле:

$$R = 1{,}75\sqrt{\frac{L}{C}},$$

где $L = L_ш + L_к$

(здесь $L_ш$ – индуктивность ошиновки, принимаемая равной $25 \cdot 10^{-6}$ Гн;

$L_к$ – индуктивность всего кабеля на высоких частотах).

Погонная индуктивность кабеля 6 кВ на высоких частотах:

S мм^2	35	50	70	95	120	150	185	240
$L_{к.\,пог}$ мГн/км	0,14	0,12	0,10	0,09	0,08	0,07	0,06	0,055

Эквивалентная емкость двигателя $C_д$ (мкФ) при отсутствии конкретных данных может быть определена по формуле

$$C_д = 4 \cdot 10^{-4}\sqrt{P_н},$$

где $P_н$ – номинальная мощность двигателя, кВт.

Для RC-цепочки можно применять бумажно-масляные конденсаторы на напряжение 6–10 кВ (например, К-41-1); резистор R должен иметь длительно рассеиваемую мощность 100 Вт (например, типа ТВО).

Полученные расчетные значения R и C могут быть округлены на 15% до ближайших стандартных значений сопротивления и емкости.

7. Защита от перенапряжений, вызванных коммутациями вакуумными выключателями, не требуется:

– при установке вакуумных выключателей на присоединениях электродвигателя, пусковой ток которого больше 1800 А (действующее значение);

– при установке вакуумного выключателя на присоединении с трансформатором, если суммарная емкость на землю превышает 0,2 мкФ;

– если трансформаторы защищены вентильными разрядниками или ОПН по условию грозозащиты;

– для изоляции аппаратов – разъединителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и др.

Пример
выбора параметров RC-цепочки

Требуется защитить электродвигатель 6 кВ мощностью 400 кВт с помощью RC-цепочки у его зажимов. Длина соединительного кабеля $l_к$ = 100 м, сечение 70 мм^2.

1. Эквивалентная емкость коммутируемого присоединения

$$C_э = C_{к.пог}\, l_к + C_д = 0{,}39 \cdot 0{,}1 + 0{,}008 = 0{,}047 \text{ мкФ},$$

где $C_{к.пог}$ – погонная емкость кабеля по прямой последовательности, мкФ/км;

$C_д$ – емкость фазы двигателя, мкФ.

2. Емкость RC-цепочки

$$C = 5\, C_э = 5 \cdot 0{,}047 = 0{,}23 \text{ мкФ}.$$

3. Индуктивность схемы

$$L = L_ш + L_{к.пог}\, l_к = 25 \cdot 10^{-6} + 0{,}1 \cdot 10^{-3} \cdot 0{,}1 = 35 \cdot 10^{-6} \text{ Гн}.$$

4. Сопротивление защитной RC-цепочки

$$R = 1{,}75 \cdot \sqrt{\frac{35 \cdot 10^{-6}}{0{,}23 \cdot 10^{-6}}} = 22 \text{ Ом}.$$

Таким образом, оптимальные параметры защитной RC-цепочки составят:

C = 0,23 мкФ и R = 22 Ом.

9.6. О ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ КРУ СЕРИИ К-XXVI

В ряде энергосистем имели место аварии, вызванные нарушением соединения горизонтальной шторки с вертикальной в шкафах КРУ серии К-XXVI производства московского завода "Электрощит".

Завод-изготовитель улучшил в 1989 г. конструкцию узла соединения шторок и разработал метод его модернизации для шкафов КРУ, находящихся в эксплуатации.

В целях повышения надежности КРУ серии К-XXVI рекомендуется при плановом ремонте шкафов КРУ выпуска до 01.07.89 г. выполнить следующее:

1. Изготовить шайбу согласно рис. 9.9.

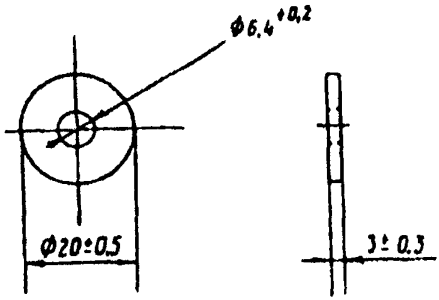


Рис. 9.9. Шайба (материал Ст3)

2. Установить дополнительную шайбу в соединении тяги с горизонтальной шторкой вплотную с замковой шайбой 2, затем приварить и покрасить в соответствии с рис. 9.10.

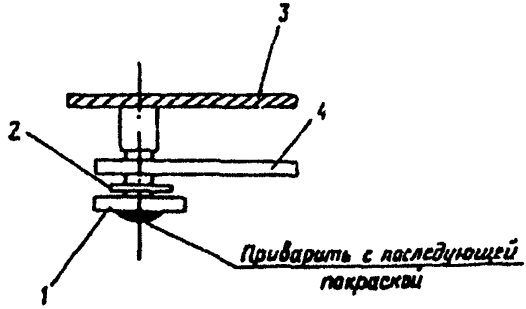


Рис. 9.10. Соединение тяги с горизонтальной шторкой:
1 — шайба; 2 — замковая шайба; 3 — горизонтальная шторка; 4 — тяга

3. Изготовить скобу согласно рис. 9.11.

4. Установить скобу в соединении вертикальной шторки и тяги в соответствии с рис. 9.12.

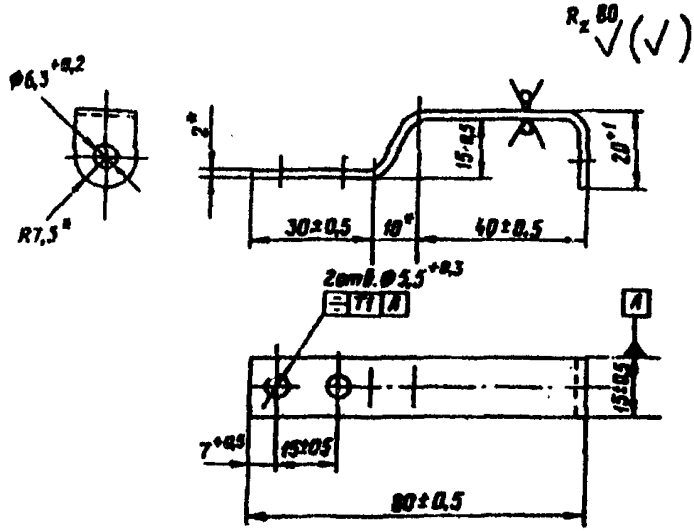


Рис. 9.11. Скоба $\left(\text{Лист}\ \frac{\text{Б – ПН – 0 – 2.0 ГОСТ 19903 – 74}}{\text{5 – Ш – Н – 10 кп ГОСТ 16523 – 70}}\right)$

* Размеры для справок

Примечания

1. Внутренний радиус сгиба 2^{+1} мм.
2. Покрытие Ц6.хр.

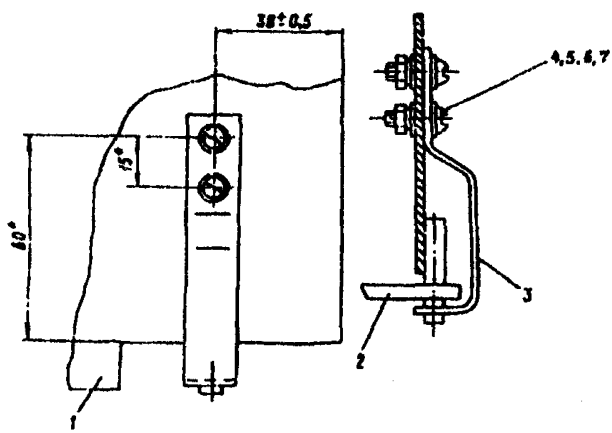


Рис. 9.12. Соединение тяги с вертикальной шторкой:

1 — шторка; 2 — тяга; 3 — скоба; 4 — винт В.М5-6дх16.58.016; 5 — гайка М5-6Н.016; 6 — шайба 5.65Г-05; 7 — шайба 5.01.016

9.7. О ПРЕДУПРЕЖДЕНИИ ОТКАЗОВ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА 330 кВ ТИПОВ ТФКМ (ТФУМ) И ТРН (ТФРН)

В энергосистемах имеет место повышенная повреждаемость трансформаторов тока 330 кВ типов ТФКМ (ТФУМ) и ТРН (ТФРН), изготовленных до 1986 г., в летний период эксплуатации, сопровождающаяся взрывом и пожаром, повреждением рядом стоящего оборудования, что представляет опасность для эксплуатационного персонала. Повреждению трансформаторов предшествует, как правило, погода с температурой (в тени) 33°С и выше днем и до 15°С ночью.

Трансформаторы тока 330 кВ типов ТФКМ и ТРН имеют особенности конструкции и технологии изготовления. Качество трансформаторов проверялось без применения современных испытательных средств.

Недостаточный контроль за состоянием основной изоляции упомянутых трансформаторов в процессе эксплуатации, несвоевременная замена адсорбера воздухоосушителей (отсутствие индикаторного силикагеля) способствуют ослаблению изоляции трансформаторов.

Резкие перепады температуры воздуха при ее высоком начальном значении (выше 33°С) приводят к неблагоприятному распределению напряжения в основной изоляции первичной обмотки указанных трансформаторов тока и, как результат, к повреждению.

В целях предотвращения аварийных повреждений трансформаторов тока 330 кВ предлагается:

1. На энергообъектах, имеющих трансформаторы тока 330 кВ, изготовленные до 1986 г., после летних сезонов с резкими температурными колебаниями окружающего воздуха производить внеочередной контроль изоляции по плану-графику.

2. По договоренности с ЗЗВА выборочно из числа забракованных по п. 1 отгружать заводу трансформаторы для разборки со вскрытием и определением влагосодержания изоляции по специальной программе.

3. Организовать отгрузку на ЗЗВА фарфоровых покрышек забракованных трансформаторов тока для использования при изготовлении новых трансформаторов и возврата их поставщику на договорных условиях.

9.8. О МЕРАХ ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА ТФЗМ-500 (ТФНКД-500)

В распределительных устройствах 500 кВ энергосистем при возникновении коротких замыканий на расстоянии до 3 км от шин подстанции имеют место случаи излишней работы устройств

релейной защиты при отсутствии повреждений оборудования в защищаемой зоне. Анализ осциллограмм показывает, что в режиме КЗ нарушается правильная трансформация первичного тока во вторичные обмотки трансформатора тока ТФЗМ-500 (ТФНКД-500).

Новочеркасским политехническим институтом и Научно-исследовательским центром по испытанию высоковольтной аппаратуры Минэнерго СССР были проведены исследовательские работы и испытания, в результате которых было показано, что подключение к выводам промежуточной ступени трансформатора тока разрядника РВО-3 является эффективным средством, обеспечивающим нормальную работу трансформатора ТФЗМ-500 (ТФНКД-500).

В целях исключения случаев излишней работы и повышения надежности устройств РЗ предлагается:

1. Установить на выводах промежуточной ступени трансформаторов тока ТФЗМ-500 (ТФНКД-500) разрядники РВО-3 согласно рисункам и рекомендациям приложения 9.4.

Работы по установке разрядника РВО-3 выполняются по плану-графику, согласованному с Госинспекцией по эксплуатации электростанций и сетей.

2. Перед вводом в эксплуатацию трансформаторов после установки разрядников провести испытания по программе, приведенной в приложении 9.5. Трансформаторы тока, не прошедшие испытаний, подлежат замене.

Приложение 9.4

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО УСТАНОВКЕ РАЗРЯДНИКА РВО-3 или ОПН-1-3 НА ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА ТФЗМ-500Б-1 У1, ТФЗМ-500Б-П У1, ТФЗМ-500А-П Т1, ТФЗМ-500Б-П Т1(ТФНКД-500П, ТФНКД-500Т)

1. Для трансформаторов тока, выпущенных до 1984 г., рекомендуется такая последовательность установки разрядника:

1.1. Снять экран.

1.2. К швеллеру нижнего цоколя верхней ступени 4 (рис. 9.13) слева от коробки выводов приварить короткой стороной уголок 5 размером 36×65 мм длиной 40 мм с двумя отверстиями под болт М10 (межцентровое расстояние 20 мм).

1.3. Болт заземления, находящийся в нижней части разрядника, соединить с одним из болтов, скрепляющих уголок и хомут разрядника изолированным проводом сечением 6 — 16 мм^2.

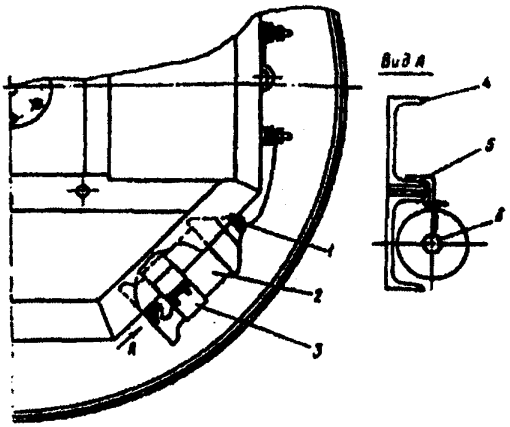


Рис. 9.13. Схема установки разрядника РВО-3 на трансформаторы тока, изготовленные до 1984 г.:
1 — болт; 2 — разрядник; 3 — хомут; 4 — нижний цоколь верхней ступени; 5 — уголок; 6 — болт заземления

1.4. На уголке с помощью хомута 3 и двух болтов установить разрядник 2.

1.5. Болт 1 соединить с выводом 6 U_1 проводом, аналогичным указанному в пункте 1.3.

2. На трансформаторы, выпускаемые с 1984 г., разрядник РВО-3 устанавливать в такой последовательности.

2.1. Снять экран.

2.2. На верхнем цоколе нижней ступени 4 (рис. 9.14) слева от вывода приварить пластину 2 размером 25×40 мм с двумя отверстиями под болт М10 для крепления разрядника.

2.3. На пластине с помощью хомута 3 и двух болтов установить разрядник 6.

2.4. Болт заземления 1 соединить проводом (см. пункт 1.3) с выводом заземления 7.

2.5. Болт 5 соединить с помощью провода (см. пункт 1.3) с выводом 6 U_1.

3. После установки разрядника надеть экран.

Схема установки ОПН аналогична схеме установки разрядника (крепление ОПН производится с учетом его конструкции).

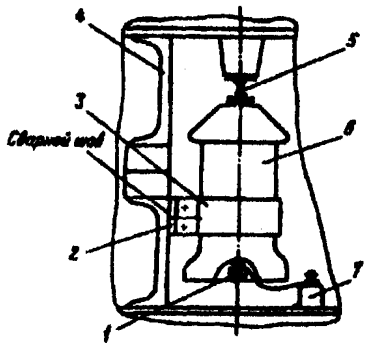


Рис. 9.14. Схема установки разрядника РВО-3 на трансформаторы тока, изготовленные с 1984 г.:
1 — болт заземления; 2 — пластина; 3 — хомут; 4 — верхний цоколь нижней ступени; 5 — болт вывода 6 U_1; 6 — разрядник; 7 — бобышка заземления

Приложение 9.5

ПРОГРАММА ИСПЫТАНИЙ КАСКАДНОГО ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА ТФЗМ-500 (ТФНКД-500) ПЕРЕД ПОДКЛЮЧЕНИЕМ К ВЫВОДАМ ЕГО ПРОМЕЖУТОЧНОЙ СТУПЕНИ ВЕНТИЛЬНОГО РАЗРЯДНИКА РВО-3

1. Цель испытаний

1.1. Цель испытаний — оценить состояние электрической прочности изоляции промежуточной ступени, которая может оказаться пониженной в результате эксплуатации, и убедиться в том, что разрядник сможет защитить ее, т.е. имеет меньшее пробивное напряжение, чем изоляция промежуточной ступени.

2. Подготовка к испытаниям

2.1. Подготовить схему снятия частотной характеристики каскадного трансформатора тока (КТТ) согласно рис. 9.15. От генератора звуковой частоты ГВЧ ток I_1 подать в первичную обмотку КТТ. Измерение тока осуществляется измерением напряжения на сопротивлении нагрузки ГВЧ с помощью лампового вольтметра V_1. К выводам промежуточной ступени подключить ламповый вольтметр. Изменяя частоту ГВЧ от 10 до 20 кГц и измеряя I_1 и $U_п$, определить резонансную частоту, т.е. $(U_п/I_1)_{макс}$.

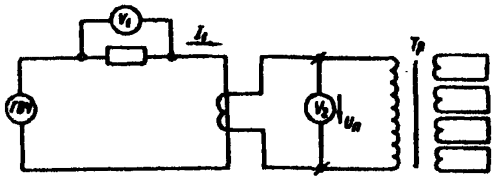


Рис. 9.15. Схема снятия частотной характеристики каскадного трансформатора тока

2.2. Подготовить схему высоковольтных испытаний (рис. 9.16). От высоковольтной выпрямительной установки (ВВУ) через зарядное сопротивление $R_з \cong 100$ кОм заряжается емкость С = 0,5÷4 мкФ на номинальное напряжение не менее 10 кВ. Когда напряжение на емкости превышает пробивное напряжение искрового промежутка (шарового разрядника) ИП1 и он пробивается, емкость С через индуктивность L разряжается на первичную обмотку КТТ.

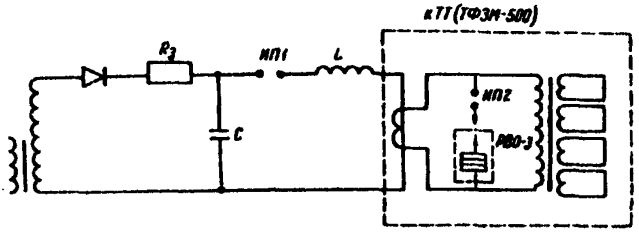


Рис. 9.16. Схема испытания изоляции промежуточной ступени каскадного траенсформатора тока

Ток разряда емкости должен иметь частоту, близкую к резонансной, поэтому значение индуктивности L и емкости С следует подобрать. Индуктивность L выполнить проводом в полихлорвиниловой изоляции сечением 2,5—10 мм^2, намотав 20 витков на деревянный прямоугольный каркас размером 30×30 см.

Для регулирования индуктивности на проводе через виток снять изоляцию на длине около 1 см со смещением от витка к витку примерно 2 см для устранения возможных перекрытий между оголенными местами при испытании.

3. Порядок проведения испытаний

3.1. Закоротить вторичные обмотки КТТ.

3.2. Снять частотную характеристику КТТ по схеме рис. 9.15. Достаточно определить максимальное отношение $(U_п/I_1)_{макс}$ (как правило, получается при частоте 13—15 кГц). Это отноше-

ние должно быть не менее 50. Если оно существенно меньше 50, то внутренняя изоляция промежуточной ступени пробивается. Такой трансформатор подлежит замене.

3.3. Собрать схему рис. 9.16, зашунтировать разрядник РВО-3.

Необходимое для получения резонансной частоты количество витков индуктивности L (при коэффициентах трансформации КТТ 2000/1 и 1000/1 А) следующее:

С, мкФ	0,5	1	2	4
Количество витков	10 – 16	3 – 9	0 – 6	0 – 6

Защитный искровой промежуток ИП2 настроить на 2 кВ и подключить к выводам промежуточной ступени. Установить пробивное напряжение промежутка ИП1 2-3 кВ и включить установку, изменяя индуктивность L (переключая количество витков), определить диапазон, в котором происходит пробой ИП2 в промежуточной ступени, и установить среднюю индуктивность.

3.4. Искровой промежуток ИП2 настроить на 4 кВ и последовательно с ним включить разрядник РВО-3 (см. рис. 9.16), включить установку. Если при испытании ИП2 не пробивается, то необходимо повысить напряжение пробоя ИП1 настолько, насколько позволяет номинальное напряжение конденсатора С, и опыт повторить. Пробой ИП2 свидетельствует о нормальном состоянии изоляции промежуточных обмоток. Если ИП2 не пробивается, необходимо снова снять частотную характеристику трансформатора тока (см. п. 3.2) и определить отношение $(U_п/I_і)_{макс}$. Если оно уменьшилось, это подтверждает наличие пробоя внутренней изоляции промежуточной ступени, и трансформатор тока необходимо заменить.

3.5. Если испытание прошло успешно, необходимо снять закоротки со вторичных обмоток КТТ и разобрать схему испытаний.

3.6. При необходимости допускается проводить испытания после установки разрядника РВО-3, контролируя напряжение на разряднике с помощью емкостного делителя У осциллографа.

9.9. ОБ ИСПЫТАНИЯХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА ТФРМ 330-750 кВ ПЕРЕД ВВОДОМ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ПОСЛЕ ДЛИТЕЛЬНОГО ХРАНЕНИЯ

При эксплуатации подстанций электрических сетей 330-750 кВ имеет место хранение оборудования до его монтажа сверх допустимого гарантированного срока сохраняемости, установленного техническими условиями, что негативно отражается в первую очередь на трансформаторах тока рымовидной конструкции

(ТФРМ 330-750кВ), имеющих главную изоляцию "конденсаторного типа".

Для исключения повреждений после ввода в эксплуатацию длительно хранившихся трансформаторов тока ТФРМ-330, ТФРМ-500 и ТФРМ-750 предлагается руководствоваться следующим.

Ввод в эксплуатацию трансформаторов тока данного типа, хранившихся более трех лет, а также хранившихся менее трех лет, но с отступлениями от требований заводских инструкций, осуществлять после получения удовлетворительных характеристик трансформаторов тока, испытанных по программе, приведенной в приложении 9.6.

Приложение 9.6

ПРОГРАММА ИСПЫТАНИЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА ТФРМ 330-750 кВ ПЕРЕД ВВОДОМ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ПОСЛЕ ДЛИТЕЛЬНОГО ХРАНЕНИЯ

1. Испытания и измерения в соответствии с требованиями пунктов 7.1-7.6 РД 34.45-51.300-97 "Объем и нормы испытаний электрооборудования".

2. Отбор проб масла из трансформатора тока и испытания в объеме:

— хроматографический анализ растворенных в масле газов в соответствии с требованиями РД 34.46.303-98 "Методические указания по подготовке и проведению хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов";

— определение $tg\delta$ масла при температурах 20, 50, 70 и 90°С на подъеме и спаде температур в соответствии с требованиями ГОСТ 6581-75;

— определение общего газосодержания масла в соответствии с требованиями РД 34.43.107-95 "Методические указания по определению содержания воды и воздуха в трансформаторном масле";

— определение общего влагосодержания масла в соответствии с требованиями РД 34.43.107-95, ГОСТ 7822-75;

— определение пробивного напряжения масла в соответствии с требованиями ГОСТ 6581-75.

Концентрации ацетилена (C_2H_2) в масле из трансформаторов тока не должна превышать $0{,}0005\%_{об}$, а сумма концентраций всех углеводородных газов не должна превышать $0{,}015\%_{об}$.

Должна отсутствовать гистерезисная зависимость tg δ масла от температуры (снижение tg δ при температуре более 70°С и(или) 100%-ное отличие значений tg δ при температуре 20°С на подъеме и спаде температур).

Остальные характеристики масла должны соответствовать требованиям РД 34.45-51.300-97.

3. Нагрев трансформатора тока до температуры 75—85°С и измерение tg δ основной изоляции при напряжении 10 кВ. Нагрев трансформатора тока может быть обеспечен путем подачи напряжения на одну или несколько вторичных обмоток при закороченных остальных вторичных и первичной обмотках. Уровень токового воздействия определяется из двух условий:

— ток в любой из вторичных обмоток, на которые подается напряжение, не должен превышать номинальное значение;

— значение напряжения, подаваемого на вторичные обмотки, не должно превышать 1800 В.

Ориентировочное время нагрева около трех суток. Температура трансформатора тока может быть определена по сопротивлению постоянному току любой из вторичных обмоток.

Показатель tg δ основной изоляции трансформатора тока в ненагретом и нагретом состоянии не должен превышать 0,0035. Кроме того, значение tg δ основной изоляции в нагретом состоянии не должно превышать значения tg δ основной изоляции в ненагретом состоянии более чем в два раза.

Испытания по пп. 1—3 могут проводиться на месте хранения трансформатора тока.

4. Испытания трансформатора тока воздействием повышенных напряжений и токовых нагрузок (целесообразно проводить в специализированных организациях, имеющих необходимое испытательное оборудование и измерительную аппаратуру):

4.1. Определение tg δ основной изоляции трансформатора тока при напряжениях 10 кВ; 0,25; 0,5; 0,75; 1,0 $U_{наиб.раб.фазн}$. Абсолютное значение tg δ основной изоляции не должно превышать 0,0035, а прирост tg δ при увеличении напряжения от 0,5 до 1,0 $U_{наиб.раб.фазн}$ не должно превышать 0,0005.

4.2. Воздействие на изоляцию трансформатора тока повышенным напряжением 1,6 $U_{наиб.раб.фазн}$ в течение 20 с.

4.3. Снижение напряжения до $U_{наиб.раб.фазн}$ и измерение уровня частичных разрядов при этом напряжении. Уровень частичных разрядов не должен превышать 50 пКл.

4.4. Совместное длительное (не менее 120 ч) воздействие на трансформатор тока напряжения $U_{наиб.раб.фазн}$ и тока. Воздействие

тока обеспечивается путем подачи напряжения на одну или несколько вторичных обмоток при закороченных остальных вторичных и первичной обмотках. Уровень токового воздействия должен соответствовать требованиям п. 3 настоящей Программы.

4.5. Периодическое (раз в сутки) измерение в процессе испытаний по п. 4.4 tgδ основной изоляции и уровня частичных разрядов при напряжении $U_{наиб.раб.фазн}$. Абсолютное значение tg δ основной изоляции не должно превышать 0,0035. Прирост tg δ за время испытаний не должен превышать 0,0005. Уровень частичных разрядов во время испытаний не должен превышать 50 пКл.

4.6. После испытаний по п. 4.4 повторение испытаний по пп. 4.2 и 4.3. Уровень частичных разрядов во время испытаний не должен превышать 50 пКл.

4.7. Определение tgδ основной изоляции трансформатора тока при напряжениях 10 кВ; 1,0; 0,75; 0,5; 0,25 $U_{наиб.раб.фазн}$. Абсолютное значение tg δ основной изоляции не должно превышать 0,0035, а изменение tgδ при снижении напряжения от 1,0 до 0,5 $U_{наиб.раб.фазн}$ не должно превышать 0,0005.

5. Отбор проб масла из трансформатора тока непосредственно после окончания испытаний по п. 4 и испытания масла в объеме п. 2.

Характеристики масла должны соответствовать требованиям, изложенным в п. 2 настоящей Программы.

6. Испытания и измерения на трансформаторе тока в соответствии с требованиями пп. 7.1; 7.3 – 7.6 РД 34.45-51.300-97.

Результаты испытаний по п. 6 не должны отличаться (в пределах погрешности измерений) от результатов испытаний по п. 1 настоящей Программы.

7. Отбор проб масла через трое суток после окончания испытаний по п. 4 на хроматографический анализ растворенных в масле газов.

Концентрации газов не должны превышать граничных значений, указанных в п. 2 настоящей Программы.

8. Трансформатор тока может быть допущен к эксплуатации, если результаты испытаний по всем пунктам Программы удовлетворяют указанным в соответствующих пунктах требованиям.

Примечание – Испытания трансформаторов тока ТФРМ-750 кВ могут проводиться по ступеням. При этом уровни воздействующих напряжений должны быть уменьшены в два раза по сравнению с уровнями для ТФРМ 330-750 кВ.

9.10. О ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ СЕРИИ НКФ

При эксплуатации трансформаторов напряжения серии НКФ (НКФ-110-57, НКФ-110-58, НКФ-220-58, НКФ-330-73, НКФ-500-78) отмечены случаи неудовлетворительного состояния уплотнения разборного вывода А обмотки ВН с крышкой расширителя и уплотнения в месте фланцевого соединения крышки расширителя с патрубком воздухоосушителя, что создает условия для проникновения влаги во внутреннюю полость трансформатора.

В целях устранения указанных недостатков и повышения надежности трансформаторов напряжения серии НКФ предлагается:

1. Проверить состояние уплотняющей кольцевой прокладки в месте крепления разборного вывода А обмотки ВН с крышкой маслорасширителя. Обеспечить надежную герметизацию этого узла. При необходимости выполнить замену прокладки.

2. Заменить заводскую прокладку между фланцами патрубка воздухоосушителя и крышки маслорасширителя. Прокладку выполнить из маслостойкой резины толщиной 6—8 мм в соответствии с размерами фланца патрубка воздухоосушителя (рис. 9.17).

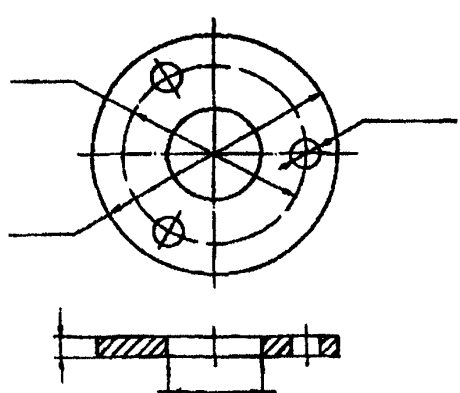


Рис. 9.17. Прокладка (резина маслостойкая)

3. Отобрать для анализа пробы масла из трансформаторов (каждого элемента каскада). Значение пробивного напряжения и другие показатели качества масла должны соответствовать нормам. Влагосодержание масла не должно превышать 15 г/т.

9.11. О ДОПУСТИМЫХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ПОВЫШЕНИЯХ НАПРЯЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЧАСТОТЫ НА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИИ 500-750 кВ РАО "ЕЭС России"

Недостаточный объем средств компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения в сетях 500—750 кВ РАО "ЕЭС России" в условиях спада потребления электроэнергии в последние годы создают трудности с поддержанием допустимых уровней напряжения, особенно в режимах минимальных нагрузок. В связи с этим для снижения напряжения эксплуатирующие организации вынужденно систематически выводят в резерв ВЛ 500—750 кВ, существенно ослабляя системообразующую сеть, нарушают периодичность ремонтов шунтирующих реакторов, используют турбогенераторы в режиме глубокого недовозбуждения, что ведет к снижению надежности работы энергосистем и их объединений, снижению надежности работы оборудования и сокращению сроков их службы.

В то же время действующие нормы допустимых повышений напряжения, приведенные в таблице 5.3 ПТЭ 14-го издания, не позволяют в более полной мере использовать возможности изоляции электрооборудования.

В целях улучшения прохождения режимов минимальных нагрузок, особенно в ночные часы выходных дней, своевременного проведения ремонтов компенсирующих устройств, проведения операций по коммутации ВЛ СВН, сокращения числа выводимых в резерв ВЛ и на основе проведенных ВЭИ и ОАО "ВНИИЭ" исследований для электрооборудования 500—750 кВ (силовые и измерительные трансформаторы, автотрансформаторы, шунтирующие реакторы, конденсаторы связи, разрядники, ограничители перенапряжений, шинные опоры и др.) предлагается:

1. Руководствоваться в дополнение к таблице 5.3 ПТЭ значениями кратности повышения рабочего напряжения промышленной частоты (линейного и фазного) по отношению к наибольшему допустимому напряжению, приведенными в таблице 9.6.

2. Регистрировать все случаи повышения напряжения отдельно по каждому столбцу таблицы.

3. При невозможности применения требований настоящего параграфа, например при наличии нестандартного оборудования, эксплуатирующим организациям представлять в соответствующие ОДУ необходимые обоснования.

Таблица 9.6

Допустимое повышение напряжения промышленной частоты на оборудовании

Кратность амплитуд, $U/U_{м.раб}$	Св. 1,0–1,025 вкл.	Св. 1,025 до 1,05 вкл.	Св. 1,05 до 1,075 вкл.	Св. 1,075 до 1,1 вкл.	Св. 1,1 до 1,15 вкл.	Св. 1,15 до 1,20 вкл.
Допустимая длительность одного случая, не более	8 ч	3 ч	1 ч	20 мин	5 мин	1 мин
Допустимое число случаев в год, не более	200	125	75	50	7	5
Интервал между двумя случаями, не менее	12 ч			1 ч		

Пример
определения допустимости длительности повышения напряжения

Автотрансформатор 500/220 кВ в течение года работал с повышенным симметричным напряжением со стороны 500 кВ. Уровень напряжения составлял 550 кВ и наблюдался 100 раз в год с перерывами между отдельными случаями от 12 до 15 ч. В летний период несколько раз напряжение достигало уровня 567 кВ (таких случаев было 5 раз за год, и каждый случай продолжался от 15 до 20 мин).

Является ли такой режим работы допустимым?

Напряжение 550 кВ составляет: 550/525 = 1,0476 от $U_{м.р}$. При такой кратности напряжения допускается работать в течение не более 3 ч подряд 125 раз в году с перерывами между периодами повышенного напряжения не менее 12 ч.

При кратности напряжения 567/525 = 1,08 от $U_{м.р}$ допускается работать в течение не более 20 мин подряд 50 раз в году с перерывами между случаями не менее 1 ч.

Таким образом, все ограничения, оговоренные Циркуляром Ц-01-95(э), выполняются. Следовательно, такой режим является допустимым.

9.12. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ ИЗЛОМОВ ПРОВОДОВ ПА-500 И ПА-640 НА СПУСКАХ К АППАРАТАМ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

В ряде энергосистем продолжают иметь место случаи изломов полых проводов ПА-500 и ПА-640 на спусках к аппаратам высокого напряжения.

Наряду с Рекомендациями ранее изданного Противоаварийного циркуляра № Ц-13-84 (э) от 30 ноября 1984 г. на основании исследований ОАО "ВНИИЭ", а также положительного опыта эксплуатации рессорных и демпфирующих элементов, закрепляемых на проводах ВЛ, предлагается для повышения надежности спусков из полых проводов ПА-500 и ПА-640, исключения их аварийного разрушения на подстанциях, расположенных в местах с интенсивными и длительными ветровыми воздействиями, проводить профилактическое усиление спусков к электрическим аппаратам с применением демпфирующих и усиливающих элементов из отрезков провода АС 600/72 (АСО 600) с закреплением их болтовыми зажимами согласно приведенным схемам (рис. 9.18 и 9.19).

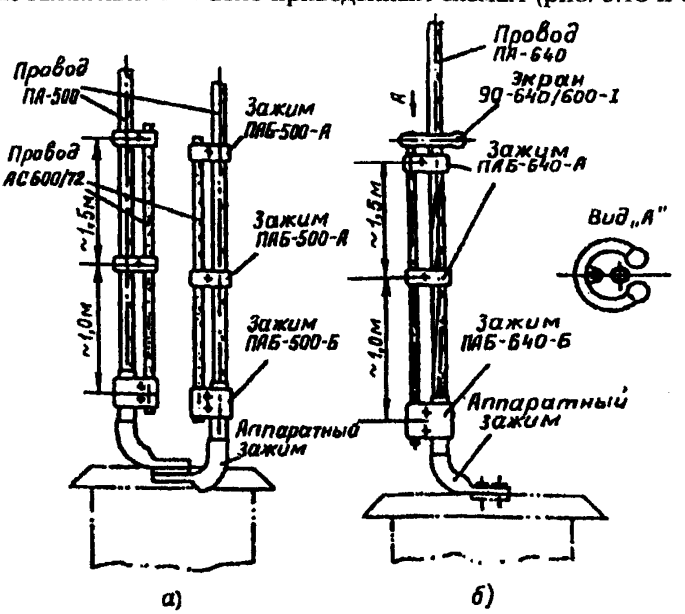


Рис. 9.18. Схемы крепления усиливающих элементов из сталеалюминиевого провода АС 600/72 к полым проводам спусков от ошиновки ОРУ 500 кВ к электрическим аппаратам:

а — ошиновка из двух проводов ПА-500; б — ошиновка из провода ПА-640

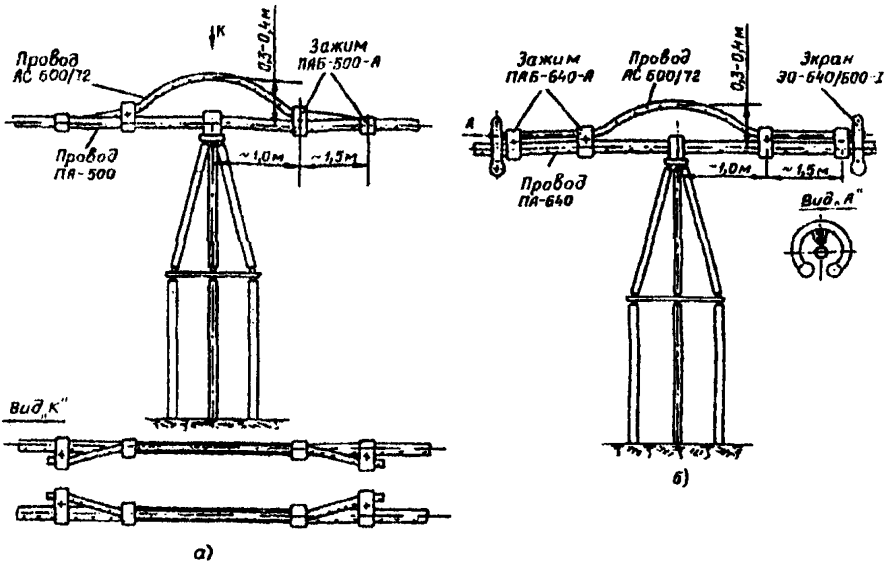


Рис. 9.19. Схемы крепления усиливающих элементов из сталеалюминиевого провода АС 600/72 к полым проводам в местах крепления спусков от ошиновки ОРУ 500 кВ к шинным опорам:

а — ошиновка из двух проводов ПА-500; б — ошиновка из провода ПА-640

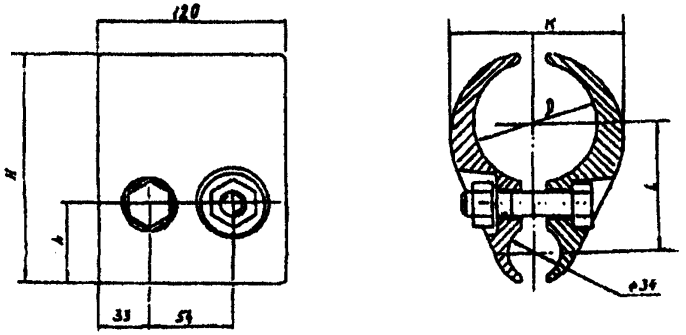
Проводники ошиновки ОРУ 500 кВ, сооруженных по типовым проектам, выполнены в двух вариантах: из двух проводов ПА-500, расположенных на расстоянии 400 мм один от другого, или из одного провода ПА-640.

Крепление нижнего конца гибкого провода АС 600/72 (АСО 600) к спрессованному концу аппаратного зажима (см. рис. 9.18) предлагается выполнять плашечным двухболтовым зажимом (рис. 9.20). На расстоянии около 1 м от торца аппаратного зажима усиливающий провод АС 600/72 следует закрепить к полому проводу другим плашечным зажимом (рис. 9.21).

Третий зажим той же конфигурации предлагается закрепить на расстоянии 1,5 м от второго зажима, защемив в нем конец провода АС 600/72.

При усилении узлов крепления спусков к шинным опорам демпфирующие элементы из провода АС 600/72 предлагается выполнить по схеме, показанной на рис. 9.19.

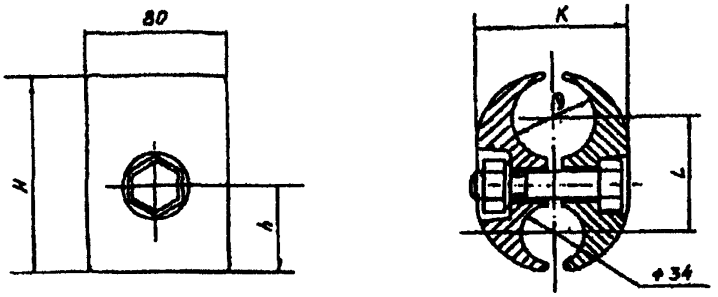
При этом первые два зажима следует устанавливать на полом проводе на расстоянии 1,0 м от шинной опоры, а два других — на расстоянии 1,5 м от первых зажимов по обе стороны от шинной опоры. Середина "фестона" должна быть выгнута вверх над шинной опорой на 0,3—0,4 м. Конструкции плашечных зажимов, предназначенных для монтажа усиливающих элементов из проводов АС 600/72, показаны на рис. 9.21. Для снижения напряженности электрического поля крепление отрезков сталеалюминиевых проводов АС 600/72 следует выполнять между проводами ПА 500 в области слабого поля расщепленного провода (см. рис. 9.18, а). При закреплении отрезка провода АС 600/72 к проводу ПА 640 (см. рис. 9.18, б) на концах его необходимо устанавливать специальные защитные экраны ЭО-640/600-1 (рис. 9.22).



Марка зажима	Марка провода	Размеры, мм				
		D	L	K	H	h
ПАБ-500-Б	ПА 500	60	75	100	130	52
ПАБ-640-Б	ПА 640	80	85	112	150	53

Рис. 9.20. Двухболтовые плашечные зажимы для крепления провода АС 600/72 к аппаратным зажимам, смонтированным на проводах ПА-500, ПА-640

При необходимости длины усиливающих отрезков проводов могут быть увеличены с использованием дополнительных болтовых зажимов.



Марка зажима	Марка провода	Размеры, мм				
		D	L	K	H	h
ПАБ-500-Б	ПА 500	45	65	80	110	47,5
ПАБ-640-Б	ПА 640	60	75	85	130	52

Рис. 9.21. Болтовые плашечные зажимы для крепления провода АС 600/72 к полым проводам ПА-500, ПА-640

Предлагаемое усиление узлов присоединений спусков к выводам электрических аппаратов и шинным опорам обеспечивает повышение их общей прочности за счет более чем двухкратного увеличения сечения присоединяемых к выводу аппарата проводов, и, кроме того, отрезки сталеалюминиевых проводов выполняют роль демпфирующих эластичных элементов, способствующих гашению колебаний проводов спуска.

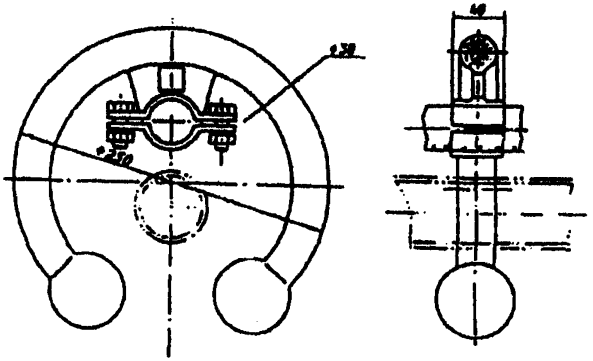


Рис. 9.22. Защитный экран ЭО-640/600-1, закрепляемый на концах усиливающего отрезка провода АС 600/72

Перечень
документов по тематике раздела 9 "Аппаратура распределительных устройств электростанций и подстанций", включенных в СРМ-92, а также изданных с 01.01.1990 г. по 31.12.2000 г.

Номер параграфа СРМ-92 и вид других документов, изданных после 01.01.1990 г.	Наименование параграфа, документа	Состояние на 01.10.2000 г. (включен или не включен в СРМ-2000)	Примечание
9.1	О применении в электроустановках напряжением выше 1000 В стационарных заземляющих ножей и их блокировке	Включен в п. 9.1 СРМ-2000	Без переработки
9.2	Об отключении и включении отделителями и разъединителями ненагруженных трансформаторов, автотрансформаторов, линий электропередачи и систем шин	Включен в п. 9.2 СРМ-2000	Частично переработан
9.3	О предотвращении изломов проводов АП-500 на спусках к аппаратам высокого напряжения	Включен в п. 9.12 СРМ-2000	Переработан совместно с ИП-01-11-96
9.4	О мерах по повышению надежности трансформатора тока ТФЗМ-500 (ТФНКД-500)	Включен в п. 9.8 СРМ-2000	Без переработки
9.5	Крутящие моменты	Не включен в СРМ-2000	Устарел
9.6	О введении временных норм на напряжение прикосновения для распределительных устройств и трансформаторных подстанций напряжением выше 1000 В с эффективным заземлением нейтрали	Аннулируется	Вошли в Нормы испытания электрооборудования, ПТЭ
9.7	О предупреждении повреждений опорно-стержневых изоляторов 35-110 кВ	Аннулируется	Заменен Ц-01-01(э) и переработан совместно с Приказом № 252
9.8	О размещении фаз ошиновки в шкафах КРУ 6-10 кВ	Не включен в СРМ-2000	Учтен в проектной документации
9.9	О повышении надежности КРУ серии К-XII	Аннулируется	Повсеместно внедрен

Номер параграфа СРМ-92 и вид других документов, изданных после 01.01.1990 г.	Наименование параграфа, документа	Состояние на 01.10.2001 г. (*включен или не включен* в СРМ-2000)	Примечание
Ц-07-88 (э) от 11.10.88	О повышении надежности трансформаторов напряжения серии НКФ	Включен в п. 9.10 СРМ-2000	Без переработки
Ц-02-90 (э)	О предотвращении нарушения работоспособности разъединителей 500 кВ при больших ветровых нагрузках	Включен в п. 9.4 СРМ-2000	Без переработки
Ц-04-91(э)	О повышении надежности КРУ серии К-XXVI	Включен в п. 9.6 СРМ-2000	Без переработки
Ц-01-92(э)	О предупреждении отказов трансформаторов тока 330 кВ типов ТФКМ (ТФУМ) и ТРН (ТФРН)	Включен в п. 9.7 СРМ-2000	Без переработки
Ц-01-01(э)	О предупреждении поломок опорно-стержневых изоляторов разъединителей 110-220 кВ	Включен в п. 9.3 СРМ-2000	Переработан совместно с Приказом № 252
Ц-01-95(э)	О допустимых эксплуатационных повышениях напряжений промышленной частоты на электрооборудовании 500-750 кВ ЕЭС России	Включен в п. 9.11 СРМ-2000	Без переработки
Ц-05-98(э)	О защите от коммутационных перенапряжений при использовании вакуумных выключателей в сетях собственных нужд 6 кВ энергообъектов	Включен в п. 9.5 СРМ-2000	Без переработки
Ц-03-01 от 23.10.01	Об испытаниях трансформаторов тока ТФРМ 330-750 кВ перед вводом в эксплуатацию после длительного хранения	Включен в п. 9.9 СРМ-2000	Без переработки

Раздел 10
ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

10.1. ОБ ОФОРМЛЕНИИ С МИНИСТЕРСТВОМ ПУТЕЙ СООБЩЕНИЯ УСЛОВИЙ ПРОХОЖДЕНИЯ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПО ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫМ МОСТАМ

Проектным организациям и энергосистемам при оформлении с организациями Министерства путей сообщения условий прохождения воздушных линий электропередачи по железнодорожным мостам необходимо оговаривать условия, которые обязывают организации, эксплуатирующие линии, временно отключать их по требованию организаций МПС для ремонтов мостов, а при необходимости замены пролетных строений и других работ сооружать временные обходы своими силами и средствами.

10.2. ОБ УСТАНОВКЕ (НАНЕСЕНИИ) ПЛАКАТОВ НА ОПОРЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В МЕСТАХ ИХ ПЕРЕСЕЧЕНИЯ И СБЛИЖЕНИЯ С КАБЕЛЬНЫМИ ЛИНИЯМИ СВЯЗИ

В практике эксплуатации воздушных линий электропередачи имели место случаи повреждений кабельных линий связи в местах их пересечения и сближения с ВЛ.

В целях обеспечения сохранности кабельных линий связи предлагается на действующих и вновь сооружаемых ВЛ напряжением до 1000 В и выше установить (нанести) плакаты на опоры, расположенные от кабельных линий связи на расстоянии менее половины высоты опоры ВЛ.

Образец плаката приведен на рис. 10.1.

Плакаты следует изготовлять из листового металла или пластического материала толщиной не менее 1 мм и укреплять на опорах ВЛ на высоте 2,6—3 м от земли обращенными в сторону кабельной линии связи.

Размер плаката:

— 210×280 мм — при изготовлении из листового металла или пластического материала;

— 290×300 мм — при нанесении на поверхность бетона: фон плаката белый, слово "осторожно" выполняется красной краской, остальные слова и рамка — черной.



Рис. 10.1. Образец плаката, устанавливаемого (наносимого) на опоры ВЛ в местах пересечения и сближения ВЛ с кабельными линиями связи

На железобетонных опорах нанесение плаката непосредственно на поверхность бетона опоры производится несмываемыми красками с помощью трафарета, при этом фон допускается не выполнять.

Изготовление плакатов (для железобетонных опор — трафаретов) и проверка наличия плакатов на опорах ВЛ производятся владельцами кабельных линий связи, а установка (нанесение) и обслуживание их — владельцами ВЛ по согласованию с владельцами кабельных линий связи.

10.3. О ПОВЫШЕНИИ НАДЕЖНОСТИ ВЛ 6-10 кВ НА ОПОРАХ С ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫМИ СТОЙКАМИ

В целях повышения надежности ВЛ 6-10 кВ на опорах с железобетонными стойками предлагается:

1. Применять на ВЛ 6-10 кВ с железобетонными стойками опор штыревые изоляторы на напряжение 20 кВ в районах, где изоляторы подвержены загрязнению солончаковой пылью, уносами соленых озер, морей, химических предприятий, а также в районах с числом грозовых часов в году 40 и более.

2. Производить монтаж штыревых изоляторов с применением полиэтиленовых колпачков в соответствии с ТУ 36-1021-85

(на колпачки типа К) и ТУ 34-09-11232-87 (на колпачки типа КП).

3. Осуществлять технические мероприятия по снижению токов однофазного замыкания на землю до значений менее 10 А в сетях, имеющих ВЛ на железобетонных стойках опор.

4. Тщательно осматривать по всей длине железобетонные стойки и траверсы каждой опоры, на которой имело место однофазное замыкание на землю, в первую очередь подземную часть стойки на глубине 0,6 м от поверхности земли и места крепления к стойке траверс, оголовника и других деталей; в случае обнаружения раковин, отверстий, пережога арматуры конструкции опора должна быть заменена; подъем на такую опору и производство на ней работ запрещаются.

5. Систематически информировать население через печать, радио, телевидение об опасности приближения и прикосновения к железобетонным стойкам опор ВЛ 6-10 кВ.

6. Институт "Сельэнергопроект" направлять по запросам энергосистем технические решения по снижению силы тока однофазного замыкания на землю в действующих электрических сетях напряжением 6-10 кВ.

10.4. О ВНЕСЕНИИ ИЗМЕНЕНИЙ В "ТИПОВУЮ ИНСТРУКЦИЮ ПО СВАРКЕ НЕИЗОЛИРОВАННЫХ ПРОВОДОВ С ПОМОЩЬЮ ТЕРМИТНЫХ ПАТРОНОВ"

В целях повышения надежности соединений проводов ВЛ в "Типовую инструкцию по сварке неизолированных проводов с помощью термитных патронов" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1982) вносятся следующие изменения:

1. Пункт 5.3.1 изложить в следующей редакции:

"Допускается соединение алюминиевых и сталеалюминиевых проводов сечением до 185 мм^2 в пролетах методом скрутки с последующей сваркой выпущенных концов (рис. 6), а проводов сечением 240 мм^2 и более в шлейфах анкерных опор — сваркой концов проводов с последующим опрессованием в алюминиевых корпусах (рис. 7)".

2. В подрисуночной подписи к рис. 7 заменить слово "пролетах" словом "шлейфах".

3. В п. 5.3.3 заменить в первом предложении слово "пролете" словом "шлейфе".

4. В п. 5.3.5 изъять второе предложение.

10.5. О ЗАПРЕЩЕНИИ ПРИМЕНЕНИЯ ГАСИТЕЛЕЙ ВИБРАЦИИ ПРОВОДОВ С ГРУЗАМИ В ФОРМЕ УКОРОЧЕННОГО СТАКАНА

В энергосистемах продолжают выявляться отрицательные последствия применения гасителей вибрации серии ГВН с грузами в форме укороченного стакана, изготовленных по ГОСТ 2740-68 с Изменением № 2. В соответствии с этим ГОСТ, действовавшим с 01.01.72 г. по 01.01.80 г., у гасителей вибрации серии ГВН стандартизировалась только масса.

С 1980 г., согласно ГОСТ 2740-79, действующему с 01.01.80 г., гасители вибрации серии ГВН выпускаются с грузами в форме длинного стакана, у которого длина, внешний диаметр и масса стандартизированы.

Длины грузов гасителей вибрации приведены в табл. 10.1.

Таблица 10.1

Марка гасителя вибрации	Длина груза гасителя вибрации, мм	
	в форме укороченного стакана	в форме длинного стакана
ГВН-2-9, ГВН-2-13	80	103
ГВН-3-12, ГВН-3-13, ГВН-3-17	80	130
ГВН-4-14, ГВН-4-22	90	143
ГВН-5-25, ГВН-5-30, ГВН-5-34, ГВН-5-38	90	162

При испытаниях гасителей вибрации проводов серии ГВН с грузами в форме длинного и укороченного стаканов, проведенных в ОАО "ВНИИЭ", было установлено, что виброзащитные свойства гасителей ГВН с грузами в форме укороченного стакана в несколько раз хуже, чем у аналогичных гасителей вибрации с грузами в виде длинного стакана; кроме того, они не обеспечивают надежной защиты проводов от вибрации в диапазоне опасных частот.

В связи с изложенным предлагается: эксплуатирующим организациям при обнаружении усталостных повреждений проводов ВЛ (обрыв 1-3 проволок без образования "шейки" в местах обрыва) принять меры для замены установленных на линиях гасителей вибрации серии ГВН с грузами в форме укороченного стакана гасителями с грузами в форме длинного стакана.

10.6. О НЕДОПУСТИМОСТИ ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ВЛ, СООРУЖЕННЫХ С НАРУШЕНИЕМ ТРЕБОВАНИЙ СНиП

В течение ряда лет на воздушных линиях электропередачи напряжением 110-500 кВ в некоторых энергосистемах имели место аварии из-за падения металлических и железобетонных опор.

Причиной падения опор явились грубые нарушения требований СНиП:

– неустановка контргаек или пружинных шайб при монтаже металлических опор, в результате чего при вибрации конструкций опор происходило самоотвинчивание гаек в болтовых соединениях поясов и раскосов;

– недостаточное закрепление опор в грунте, установка ригелей на поверхности земли, отсутствие банкеток вокруг опор.

Аналогичные дефекты выявлялись при авторском надзоре, проводимом АО "Институт Энергосетьпроект" в процессе строительства линий электропередачи.

В связи с изложенным предлагается:

1. Проектным и строительно-монтажным организациям при проектировании и строительстве ВЛ обеспечивать безусловное соблюдение требований СНиП к болтовым соединениям элементов ВЛ и закреплению опор в грунте.

2. Строительно-монтажным организациям при сдаче в эксплуатацию ВЛ напряжением 35 кВ и выше заказчику в перечень прилагаемой к акту приемки ВЛ приемо-сдаточной документации включать гарантийный паспорт, на основании которого на генерального подрядчика возлагаются обязанности по устранению строительно-монтажных дефектов элементов ВЛ, появившихся в период гарантийного срока ее эксплуатации по вине генерального подрядчика.

3. АО-энерго:

3.1. Обеспечивать технический надзор в процессе строительства за качеством выполнения работ и принимать ВЛ в эксплуатацию только при полном устранении всех обнаруженных дефектов и нарушений требований СНиП и проектной документации.

3.2. Выявлять при осмотрах действующих линий электропередачи дефекты, вызванные несоблюдением требований СНиП и проектной документации при монтаже ВЛ, и устранять их собственными силами или с привлечением строительно-монтажных организаций.

10.7. О ВЗАИМООТНОШЕНИЯХ С ОПЕРАТИВНЫМ ПЕРСОНАЛОМ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РЕМОНТНЫХ РАБОТ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ НА ВЛ 220-1150 кВ

Рассмотрев существующий в энергосистемах порядок подготовки к работам под напряжением на ВЛ 220-1150 кВ, решено:

1. Ремонтные работы под напряжением на ВЛ 220-1150 кВ должны проводиться по оперативной заявке, подаваемой непосредственно перед началом работ. Для работ продолжительностью более суток оформляется плановая заявка.

2. Заявки подаются в соответствии с оперативной подчиненностью ВЛ. Подготовка специального режима по перераспределению нагрузки ремонтируемой ВЛ не требуется. При отказе заявки должна быть указана причина. Время разрешения оперативной заявки дежурным диспетчером на производство работ под напряжением не должно превышать 1 ч.

3. Во время проведения ремонтных работ под напряжением между руководителем работ и дежурным диспетчером, осуществляющим допуск к работам на ВЛ, должна поддерживаться устойчивая двусторонняя прямая связь. При нарушении связи работы под напряжением должны быть прекращены.

10.8. О ДОПУСТИМОСТИ СНЯТИЯ С ВЛ 110-220 кВ ГРОЗОЗАЩИТНЫХ ТРОСОВ

Анализ опыта эксплуатации высоковольтных линий (ВЛ) 110 и 220 кВ на металлических и железобетонных опорах, выполненный ОАО "Институт Энергосетьпроект", ОАО "ВНИИЭ" и другими по 18 энергосистемам европейской части России, Урала, Сибири, Дальнего Востока, а также Средней Азии и Казахстана, показал, что грозозащитные тросы, находящиеся в эксплуатации 20 лет и более, подвергаются интенсивной коррозии. Повреждаемость их по сравнению с первоначальным периодом эксплуатации возрастает более чем на порядок. Наблюдается и перегорание тросов в зажимах при токах короткого замыкания более 15 кА. Количества устойчивых повреждений на ВЛ при грозовых отключениях и при повреждениях тросов (исключая грозовые) в ряде энергосистем близки друг к другу.

Количество грозовых отключений относительно общего числа отключений в среднем составляет на ВЛ с грозозащитным тросом 0,13-0,2 для линий 110 кВ и 0,26—0,46 для линий 220 кВ, на линиях без троса — соответственно 0,26 и 0,64.

Абсолютные средние значения количества грозовых отключений в год при средней продолжительности гроз 40—60 ч, приходящиеся на одну линию класса 110 кВ длиной 30 км и класса 220 кВ длиной 60 км, не превышают для линий с тросом соответственно 0,7 и 0,6, а для линий без грозозащитного троса — соответственно 4 и 5.

Затраты на ревизию выключателей, находящихся в эксплуатации, при увеличении количества ремонтов значительно ниже затрат на ликвидацию повреждений тросов в труднодоступных для обслуживания районах. При применении новых типов выключателей, например элегазовых, вопрос о ремонте становится практически не актуальным.

В электрических сетях 110 и 220 кВ, в том числе и с ВЛ без грозозащитных тросов, благодаря широкому использованию АПВ резко снижаются перерывы электроснабжения потребителей.

Однако анализ и расчеты грозоупорности ВЛ на двухцепных опорах, выполненный НИИПТ, свидетельствует о том, что отказ от подвески троса на этих ВЛ приводит к резкому увеличению числа отключений двух цепей: при $R_з$ = 10 Ом для ВЛ 110 кВ в 5—10 раз (большее значение относится к ВЛ на железобетонных опорах) и в 15 раз для ВЛ 220 кВ на стальных башенных опорах.

Исходя из состояния грозозащитного троса на ВЛ и силовых трансформаторов, из имеющегося ресурса по коммутационной стойкости выключателей и уровня токов КЗ, общего технического состояния линии (наличия в гирляндах нулевых изоляторов, состояния трасс, габаритных размеров и т.п.), значимости этой ВЛ и подстанции (ПС) в энергосистеме для потребителей электроэнергии:

1. Допускается на находящихся в эксплуатации ВЛ с одноцепными опорами временно, до восстановления троса при планируемой реконструкции:

1.1. Не выполнять защиту тросом от прямых ударов молнии ВЛ или их участков общей протяженностью до 30 км на линиях 110 кВ и до 40 км для линий 220 кВ в районах с числом грозовых часов в году не более 40.

1.2. Увеличивать общую длину бестросовых линий и участков линий, указанных в пункте 1.1, при удельном количестве грозовых отключений менее двух на 100 км в год без ограничения продолжительности грозовой деятельности на основании опыта эксплуатации и технико-экономической оценки.

1.3. Выполнять защиту ВЛ от прямых ударов молнии на подходах к РУ и подстанциям в соответствии с требованиями гл. 4.2 ПУЭ (6-е издание).

2. Кроме того рекомендуется:

2.1. Использовать на ВЛ 110 и 220 кВ без тросов или с участками без тросов, в первую очередь на анкерных опорах, стеклянные или полимерные изоляторы.

2.2. Перед грозовым сезоном ликвидировать характерные неисправности на этих ВЛ (замена нулевых изоляторов, расчистка трасс, регулировка габаритов проводов в пролетах, местах пересечения с другими линиями и т.п.).

Следует учитывать, что незамененные нулевые фарфоровые изоляторы при перекрытии гирлянды неизбежно приводят к их расцеплению, обрывам и перегораниям проводов (это подтверж-

дается анализом повреждаемости электрооборудования и линий электропередачи в энергосистемах).

2.3. Выполнять внеочередные осмотры после автоматического отключения ВЛ и после успешного повторного включения ВЛ с выяснением причин отключений.

2.4. Оснащать выключатели присоединений ВЛ 110 и 220 кВ без грозозащитных тросов или с участками без тросов средствами контроля коммутационного ресурса (счетчики КЗ и другие устройства).

2.5. Применять при реконструкции ПС преимущественно элегазовые выключатели 110 и 220 кВ.

2.6. Проводить проверку выключателей 110 и 220 кВ по параметрам переходных восстанавливающихся напряжений в случаях, когда наибольшие расчетные значения токов КЗ, отключаемых выключателями ВЛ, превышают 90% значений их номинальных токов отключения.

2.7. Осуществлять анализ данных опыта эксплуатации ВЛ 110 и 220 кВ со снятым грозозащитным тросом по всей длине (кроме подходов к ПС) или частично.

10.9. О ПРИМЕНЕНИИ ТИПОВЫХ ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ ОПОР ВЛ 35-220 кВ В ТЯЖЕЛЫХ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Выполненные ОАО "ВНИИЭ" и другими разработки показали, что при выборе конструкций типовых железобетонных опор ВЛ 35-220 кВ следует выделять участки с тяжелыми климатическими условиями (с большими ожидаемыми нагрузками от ветра и гололеда).

Климатические условия считаются тяжелыми, если отношение величины воздействия с повторяемостью 1 раз в 25 лет к величине воздействия с повторяемостью 1 раз в 10 лет превышает 1,25 для ветровой нагрузки без гололеда, или 1,6 для ветровой нагрузки при гололеде, или 1,6 для массы гололеда. При меньших отношениях условия считаются обычными. Сведения о величинах воздействия с повторяемостью 1 раз в 10 и 25 лет содержатся в материалах по разработке региональных карт климатического районирования или могут быть определены непосредственно в результате обработки данных метеостанций. Программу обработки данных для персональных ЭВМ можно запросить в ОАО "ВНИИЭ".

Конструкции типовых железобетонных опор ВЛ 35-220 кВ, выбранные в соответствии с областью их применения по проектам (каталоги № 5713тм 1985 г. и № 7800тм 1990 г.), обеспечивают

достаточную надежность при больших нагрузках в обычных условиях. Для обеспечения надежности и экономичности линий в тяжелых условиях следует применять усиленные промежуточные опоры ВЛ 35, 110 и 220 кВ по прилагаемым таблицам 10.2 – 10.4 и анкерно-угловые опоры с оттяжками. В случаях, не указанных в таблицах, для ответственных линий при наложении двух или трех

Таблица 10.2

Типовые опоры ВЛ 35 кВ				Предельные моменты, кН·м, стоек опор ВЛ 35 кВ для тяжелых условий					
Количество цепей	Область применения		Предельные моменты, кН·м	по массе гололеда		по максимальной скорости ветра		по ветровой нагрузке гололеда	
	Район по ветру	Район по гололеду		Наличие грозозащитного троса					
				Есть	Нет	Есть	Нет	Есть	Нет
1	II-III	I-II	270	270		270		520	
		III-IV				520	270	520*	520
	IV-V	I-II	270	270		520		520*	520
		III-IV		520	270			520*	520
2	II-III	I-II	340	340		520	340	520*	
		III-IV						450**	
	IV-V	I-II	340	340		520		450**	
		III-IV							

* Рекомендуется ограничение пролета до 70-80% ветрового пролета или применение для одноцепных ВЛ двухстоечных опор 2ПОВ35-1 (типовой проект ОЭЭСП № 13035) со стойками 520 кН·м.

** Следует применять опоры с внутренними связями ПБ220-12 (типовой проект ОЭЭСП № 9495тм-т1).

Таблица 10.3

Типовые опоры ВЛ 35 кВ				Предельные моменты, кН·м, стоек опор ВЛ 35 кВ для тяжелых условий					
Количество цепей	Область применения		Предельные моменты, кН·м	по массе гололеда		по максимальной скорости ветра		по ветровой нагрузке гололеда	
	Район по ветру	Район по гололеду		Наличие грозозащитного троса					
				Есть	Нет	Есть	Нет	Есть	Нет
1	II-III	I-II	340	340		520	340	520	
		III-IV					520	520*	520
	III	I-IV	450	450		580		580*	580
		I-II							
2	IV-V	I-II	340	340	340	520*		520*	520
		III-IV		520					
	II-V	I-IV	450	580		450**			

* Рекомендуется ограничение пролета до 70-80% ветрового пролета или применение для одноцепных ВЛ двухстоечных опор 2ПОВ35-1 (типовой проект ОЭЭСП № 13035) со стойками 520 кН·м.

** Следует применять опоры с внутренними связями ПБ220-12 (типовой проект ОЭЭСП № 9495тм-т1).

Таблица 10.4

Типовые опоры ВЛ 35 кВ				Предельные моменты, кН·м, стоек опор ВЛ 35 кВ для тяжелых условий					
Количество цепей	Область применения		Предельные моменты, кН·м	по массе гололеда		по максимальной скорости ветра		по ветровой нагрузке гололеда	
	Район по ветру	Район по гололеду		Наличие грозозащитного троса					
				Есть	Нет	Есть	Нет	Есть	Нет
1	II-III	I-II	450	450		580	450	580*	
		III-IV					580		
	IV-V	I-II	450	450		580		2·520	
		III-IV		580	450			2·520*	2·520
2	II-III	I-II	450	450		450		450	
		III-IV							
	IV-V	I-II	450	580				450	
		III-IV							

* Рекомендуется ограничение пролета до 70-80% ветрового пролета или применение для одноцепных ВЛ двухстоечных опор 1ПБ220-2 (типовой проект ОЗЭСП № 13035). В остальных случаях для двухцепных линий следует применять опоры с внутренними связями ПБ220-12 (типовой проект ОЗЭСП , № 9495тм-т1).

Примечание – 2 · 520 – типовая двухстоечная опора 1.2ПСБ220-1 (типовой проект № 13260тм), стойки с предельным моментом по 520 кН · м.

тяжелых условий, а также при необходимости значительного сокращения длин пролетов проектные решения рекомендуется обосновывать расчетами надежности и экономичности.

Запросы направлять в ОАО "ВНИИЭ": 115201, Москва, Каширское шоссе, д. 22, корп. 3, тел. 113-35-54, 113-62-36, факс (095) 113-43-88.

10.10. О НОРМАХ ОТВОДА ЗЕМЕЛЬ ДЛЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 0,38-750 кВ

Между некоторыми энергосистемами и налоговыми службами возникли разногласия по вопросу правомерности применения новых "Норм отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ", разработанных институтом "Энергосетьпроект", утвержденных Департаментом электроэнергетики Минтопэнерго России и введенных в действие с 1 июня 1994 г.

В связи с этим Госналогслужба России и Роскомзем направили в подведомственные организации Письмо от 13.01.95 № НП-6-02/26, 5-16/58, в котором подтверждена отмена "Норм отвода земель для электрических сетей напряжением 0,4-500 кВ (СН 465-74)".

Копия Письма Госналогслужбы России и Роскомзема направляется Вам для использования в работе.

В целях повышения эффективности использования земель и снижения размеров платы за землю Департамент электрических сетей рекомендует применять новые "Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ" и по отношению к действующим объектам электрических сетей, если это возможно по условиям ремонтно-эксплуатационного обслуживания сетей.

Приложение
к п. 10.10 Письма Госналогслужбы России и Роскомзема

Госналогслужба России и Роскомзем сообщают, что Минтопэнерго России по согласованию с Роскомземом утвердило и с 01.06.94 г. ввело в действие новые "Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ" № 14278 тм-т1.

С введением указанных Норм в действие утратили силу "Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,4-500 кВ (СН 465-74)", утвержденные Госстроем СССР от 22.07.74 г., а также частично и разъяснение, изложенное во втором абзаце Письма Госналогслужбы России и Роскомзема от 23-25.02.93 № ВГ-6-02/97, 5-10/233 "О порядке исчисления земельного налога производственными объединениями по энергетике и электрификации Минтопэнерго России за земли, занятые линиями электропередачи" в части размеров площадей земель, занимаемые опорами воздушных линий, отводимых владельцу ВЛ в постоянное пользование.

В связи с этим Госналогслужба России и Роскомзем сообщают, что при исчислении земельного налога предприятиями Минтопэнерго России за земли, занятые электрическими сетями напряжением 0,38-750 кВ, и предоставленные им в постоянное пользование (площади земель под опорами воздушных линий электропередачи, наземных сооружений кабельных линий электропередачи, подстанций, переключательных, распределительных и секционирующих пунктов и др.), следует руководствоваться указанными новыми Нормами отвода земель № 14278, с которыми подробно рекомендуется ознакомиться в производственных объединениях (акционерных обществах) энергетики и электрификации Минтопэнерго России, до которых доведены названные Нормы.

Перечень
документов по тематике раздела 10 "Воздушные линии электропередачи", включенных в СРМ-92, а также изданных с 01.01.1990 г. по 31.12.2000 г.

Номер параграфа СРМ-92 и вид других документов, изданных после 01.01.1990 г.	Наименование параграфа, документа	Состояние на 01.10.2001 г. (включен или не включен в СРМ-2000)	Примечание
10.1	Об оформлении с Министерством путей сообщения условий прохождения линий электропередачи по железнодорожным мостам	Включен в п. 10.1 СРМ-2000	Без переработки
10.2	Об установке (нанесении) плакатов на опоры воздушных линий электропередачи в местах их пересечения и сближения с кабельными линиями связи	Включен в п. 10.2 СРМ-2000	Переработан
10.3	О повышении надежности ВЛ 6-10 кВ на опорах с железобетонными стойками	Включен в п. 10.3 СРМ-2000	Переработан
10.4	О креплении полиэтиленовых колпачков на крюках опор воздушных линий электропередачи	Аннулируется	Устарел, имел временный характер
10.5	О внесении изменений в «Типовую инструкцию по сварке неизолированных проводов с помощью термитных патронов» (Р № Э-6/84)	Включен в п. 10.4 СРМ-2000	Без переработки
10.6	О повторном применении железобетонных стоек и приставок, демонтируемых с ВЛ 0,4-20 кВ (ЭЦ № Ц-03/85(э))	Не включен в СРМ-2000	Учтен в Типовой инструкции. РД 153-34.3-20.662-98
10.7	О запрещении применения гасителей вибрации проводов с грузами в форме укороченного стакана (ПЦ № -08-86(э))	Включен в п. 10.5 СРМ-2000	Переработан
10.8	О внесении изменения в «Типовую инструкцию по химическому методу уничтожения древесно-кустарниковой растительности на трассах ВЛ под напряжением с применением наземных механизмов и авиации» (М.: СПО Союзтехэнерго, 1982) (Извещение № 1/87)	Аннулируется	Устарел; гербициды и арборициды, приведенные в Типовой инструкции, исключены из перечня применяемых химических средств

10.9	О внесении изменения в «Типовую инструкцию по химическому методу уничтожения травянистой и древесно-кустарниковой растительности на площадках опор линий электропередачи» (М.: СПО Союзтехэнерго, 1982) (Извещение № 5/87)	Аннулируется	Устарел
10.10	О нормах браковки и сроках замены деревянных деталей опор ВЛ 0,38-110 кВ (Р № Э-1/87)	Аннулируется	Учтен в Типовой инструкции по эксплуатации ВЛ 35-800кВ и Типовой инструкции по техническому обслуживанию и ремонту ВЛ 0,38-20 кВ
10.11	О недопустимости ввода в эксплуатацию ВЛ, сооруженных с нарушением требований СНиП (ПЦ № Ц-03-88(э))	Включен в п. 10.6 СРМ-2000	Переработан
Решение № Э-1/94	О допустимости снятия с ВЛ 110-220 кВ грозозащитных тросов	Включен в п. 10.8 СРМ-2000	Переработан
Решение № ЭС-2/90 от 31.01.90	О сроках проверки и замены неисправных изоляторов ВЛ 35-500 кВ	Аннулируется	Учтен в Типовой инструкции
Решение № ЭС-1/91 от 23.01.91	О сроках замены неисправных изоляторов ВЛ 750 кВ	Аннулируется	Учтен в Типовой инструкции
Решение № ЭС-1/90 от 06.01.90	О взаимоотношениях с оперативным персоналом при проведении ремонтных работ под напряжением на ВЛ 220-1150 кВ	Включен в п. 10.7 СРМ-2000	Без переработки
Решение № 11-02-1 от 15.03.94	О применении типовых железобетонных опор ВЛ 110 кВ в тяжелых климатических условиях	Аннулируется	Учтен в Решении № 11-02/01 от 23.01.95
Решение № 11-02/01 от 23.01.95	О применении типовых железобетонных опор ВЛ 35-220 кВ в тяжелых климатических условиях	Включен в п. 10.9 СРМ-2000	Без переработки
Решение № 11-02 от 24.01.95	О нормах отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ	Включен в п. 10.10 СРМ-2000	Без переработки
10.4	О креплении полиэтиленовых колпачков на крюках опор воздушных линий электропередачи	Не включен в СРМ-2000	Имеет информационный характер
Изменение № 1 от 14.12.95 г.	Изменение № 1 «Правил использования воздушных линий электропередачи 0,38 кВ для подвески проводов проводного вещания до 360 В: РД 34.20.515-91» (М.: СПО ОРГРЭС, 1991).– М.: СПО ОРГРЭС, 1996.	Не включен в СРМ-2000	Предложено изменение срока действия

Раздел 11
КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ

11.1. О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ КОРРОЗИОННОГО РАЗРУШЕНИЯ АЛЮМИНИЕВЫХ ОБОЛОЧЕК КАБЕЛЕЙ В МЕСТАХ, ПРИМЫКАЮЩИХ К СОЕДИНИТЕЛЬНЫМ МУФТАМ, РАСПОЛОЖЕННЫМ В ЗЕМЛЕ

При монтаже муфт на кабелях с алюминиевыми оболочками специальная антикоррозионная защита с концов кабелей снимается.

Для защиты алюминиевой оболочки этих концов кабелей от почвенной коррозии в соответствии с действующей документацией предусмотрено их покрытие асфальтовым лаком или битумной массой. Однако несмотря на это в эксплуатации имеют место случаи коррозионного разрушения алюминиевых оболочек на участках, примыкающих к соединительным муфтам. Антикоррозионная защита в виде асфальтобитумного покрытия в этих местах оказалась недостаточной, не противостоящей коррозионному воздействию почвы.

В целях предотвращения коррозии участков алюминиевых оболочек, примыкающих к муфтам, п р е д л а г а е т с я:

1. Для вновь монтируемых муфт. Перед укладкой в защитные чугунные или пластмассовые кожухи свинцовую муфту и оголенные участки примыкающих к ней алюминиевых оболочек кабеля покрывать (обмазывать) составом МБ-70, разогретым до 130°С. Затем на алюминиевые оболочки, места паек свинцовой муфты и на саму муфту наносить усиленное защитное покрытие липкой поливинилхлоридной лентой (толщина 0,2-0,3 мм), накладываемой в два слоя с перекрытием 50%. Поверх липкой ленты накладывается слой просмоленной ленты с последующим покрытием ее асфальтовым лаком.

Рекомендуется также применять специальные термоусаживаемые трубки, которые до монтажа муфты надеваются на концы разделываемых кабелей.

В остальном монтаж ведется так, как указано в "Технической документации на муфты для силовых кабелей с бумажной и пластмассовой изоляцией до 35 кВ" (М.: Энергоиздат, 1982).

2. Для кабелей, находящихся в эксплуатации. На линиях, проложенных в агрессивных грунтах (солончаки, гуминовые почвы,

болотистые грунты и др.), производить выборочные вскрытия отдельных соединительных муфт и при наличии коррозии алюминиевых оболочек — перемонтаж защитных покрытий всех муфт в соответствии с указанием, приведенным выше.

На всех подземных линиях, сооруженных из кабелей с алюминиевыми оболочками, при обнаружении коррозионного разрушения оболочек, примыкающих хотя бы к одной из соединительных муфт (отказ в работе, при испытании), производить выборочное вскрытие дополнительно еще двух-трех муфт. Если при этом будет обнаружена коррозия алюминиевых оболочек, примыкающих к муфтам, перемонтажу подлежат все соединительные муфты на данной кабельной линии.

3. Для всех типов маслонаполненных кабелей применять катодную защиту.

11.2. ОБ УСИЛЕНИИ КОНТРОЛЯ ЗА СОСТОЯНИЕМ АБОНЕНТСКИХ СИЛОВЫХ КАБЕЛЕЙ, ПРОЛОЖЕННЫХ В КАБЕЛЬНЫХ СООРУЖЕНИЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

В кабельных хозяйствах энергосистем, электростанций и подстанций при совместной прокладке в туннелях и каналах станционных и абонентских силовых кабелей из-за повреждения последних имели место аварии, связанные с возгоранием кабелей.

В целях ликвидации аварий из-за повреждения абонентских силовых кабелей предлагается:

1. Лицам, ответственным за энергохозяйство потребителя, совместно с начальниками районов электросетей, электроцехов электростанций и начальниками подстанций предприятий электросетей периодически по графику, утвержденному главными инженерами электростанций, предприятий электросетей, осматривать абонентские кабельные линии на электростанциях и подстанциях предприятий электросетей, проверять соблюдение норм и сроков испытаний этих линий и разрабатывать мероприятия по приведению их в соответствие с требованиями ПУЭ и других нормативных документов.

2. Кабельные туннели энергосистем, ТЭЦ и ГРЭС отделить от абонентских туннелей и каналов несгораемыми перегородками (с дверями, если это необходимо) с пределом огнестойкости 0,75 ч, уплотнить места прохода кабелей в этих перегородках легко пробиваемым несгораемым материалом.

Отходящие абонентские туннели полупроходного типа и каналы должны быть отделены тем же способом.

3. Лицам, ответственным за энергохозяйство потребителя, по первому требованию главных инженеров районов электросетей, электростанций и подстанций предприятий электросетей устранять все отклонения от норм, обнаруженные на абонентских кабельных линиях.

Работы при этом должны производиться с соблюдением требований правил допуска к работам в электроустановках и других требований по технике безопасности.

4. Эксплуатационный надзор за состоянием абонентских кабельных линий производить абонентам в соответствии с действующими "Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей" со следующими дополнениями:

а) до и после профилактических испытаний кабельных линий повышенным выпрямленным напряжением производить испытание изоляции кабельных линий мегомметром на напряжение 1000 – 2500 В;

б) при профилактических испытаниях и прожиганиях абонентских кабельных линий в целях быстрого обнаружения перекрытий и усиленного коронирования на муфтах, а также для быстрого обнаружения возможного загорания кабелей персонал абонента обязан обеспечить наблюдение за соединительными и концевыми муфтами с обеих сторон кабельной линии (в течение всего времени, пока к кабелю приложено напряжение);

в) копии протоколов испытаний абонентских кабельных линий должны передаваться в электроцеха ТЭЦ, ГРЭС и на подстанции предприятий энергосистем для учета состояния их изоляции и контроля за установлением надлежащего режима профилактических испытаний.

Конструкции абонентских кабелей, прокладываемых в общих тоннелях и каналах электростанций и подстанций, должны удовлетворять требованиям ПУЭ, ТУ и ГОСТ.

11.3. О ПРИМЕНЕНИИ КАБЕЛЕЙ С ПЛАСТМАССОВОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ

Кабельная промышленность производит силовые кабели с алюминиевыми и медными жилами, с изоляцией из термопластичного (П*) и сшитого (Пв) полиэтилена и поливинилхлоридного пластиката (В), в оболочке (шланге) из термопластичного полиэтилена (П, Пу), поливинилхлоридного пластиката (В, ВГ, Шв) и поливинилхлоридного пластиката пониженной горючести (Внг, ВГнг, Швнг).

По ГОСТ 16442-80 предусмотрен выпуск кабелей на напряжение 0,66-6,0 кВ марок АПВГ (ПВГ), АПвВГ (ПвВГ), АВВГ (ВВГ), АПБбШв (ПБбШв), АПвБбШв (ПвБбШв), АВБбШв (ВБбШв), АВАШв(ВАШв) и АПвАШв (ПвАШв), по ТУ 16-702-426-76 — на напряжение 1 кВ марок АВВГнг (ВВГнг), по ТУ 16.К71-090-90 — на напряжение 1 и 3 кВ марок АВБбШвнг (ВБбШвнг), ТУ 16.К71-025-96 — на напряжение 10 кВ марок АПвП (ПвП), АПвПу (ПвПу), АПвВ (ПвВ) и АПвВнг (ПвВнг) и по ТУ 16.К71-273-98 — на напряжение 110 кВ марок АПвП (ПвП), АПвПу (ПвПу) и АПвВнг (ПвВнг).

Эти кабели имеют различные эксплуатационные параметры, в том числе по допустимым температурам при различных режимах нагрузок, термической стойкости при коротких замыканиях и горючести.

Данные по длительно допустимым температурам токоведущих жил, кратковременно допустимым температурам при КЗ длительностью до 4 с и допустимым перегрузкам (в аварийном режиме) длительностью не более 8 ч в сутки, 100 ч за год и 1000 ч за срок службы приведены в таблице 11.1.

Таблица 11.1

Вид изоляции кабеля	Длительно допустимая температура жил, °С	Кратковременно допустимая температура жил при КЗ, °С	Перегрузка в аварийном режиме при расчетных температурах, %
Термопластичный полиэтилен	70	130	113, в земле $T_р$ = 15°С 116, на воздухе $T_р$ = 25°С
Сшитый полиэтилен	90	250	117, в земле $T_р$ = 15°С 120, на воздухе $T_р$ = 25°С
Поливинилхлоридный пластикат	70	160	113, в земле $T_р$ = 15°С 116, на воздухе $T_р$ = 25°С

При выборе и применении силовых кабелей с пластмассовой изоляцией рекомендовано руководствоваться следующим:

1. Для прокладки в земле применять кабели с изоляцией жил из сшитого полиэтилена в оболочке из термопластичного полиэтилена. Допускается применение кабелей с изоляцией жил из термопластичного и сшитого полиэтилена и поливинилхлоридного пластиката в оболочке из поливинилхлоридного пластиката.

2. Для прокладки в кабельных сооружениях, в том числе для групповой прокладки, применять кабели с изоляцией жил из поливинилхлоридного пластиката или сшитого полиэтилена в оболочке (шланге) из поливинилхлоридного пластиката пониженной горючести. Допускается применение кабелей с изоляцией жил

из поливинилхлоридного пластиката или сшитого полиэтилена в оболочке (шланге) из поливинилхлоридного пластиката.

3. Не применять для прокладки в кабельных сооружениях силовые кабели с изоляцией из термопластичного полиэтилена.

4. Кабели должны быть проверены расчетом на термическую стойкость при КЗ в соответствии с ПУЭ с учетом температур, приведенных в таблице 11.1.

5. В процессе эксплуатации КЛ необходимо:

— не допускать перегрузку в аварийном режиме выше значений, указанных в таблице 11.1;

— при отыскании места повреждения не допускать превышения током прожига длительно допустимого тока для данного типа кабеля;

— наносить на кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена в оболочке из термопластичного полиэтилена, расположенные в кабельных сооружениях, дополнительное огнезащитное покрытие.

11.4. О ЗАЩИТЕ СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ МУФТ 6-10 кВ, МОНТИРУЕМЫХ В КОЛОДЦАХ, ТУННЕЛЯХ, КАНАЛАХ, КОЛЛЕКТОРАХ И НА КАБЕЛЬНЫХ ЭСТАКАДАХ

В целях повышения пожарной безопасности и надежности кабельных сетей при проектировании и сооружении кабельных туннелей, каналов, колодцев и кабельных эстакад необходимо руководствоваться следующим:

1. По возможности применять силовые кабели увеличенной строительной длины, чтобы исключить необходимость монтажа соединительных муфт или, по крайней мере, свести их количество к минимуму.

2. Защиту вновь монтируемых соединительных муфт осуществлять стальной трубой с толщиной стенки не менее 5 и длиной 1250 мм. Внутренние стенки трубы обкладываются двумя слоями листового асбеста толщиной 4-5 мм. Торцы труб закрываются крышками из асбестоцемента толщиной 15-20 мм, одна из которых закрепляется винтами, а другая устанавливается без крепления. Соединительная муфта должна быть смещена в сторону закрепленной крышки.

3. Применение асбестоцементных труб в качестве противопожарной защиты не допускается.

4. Соединительная муфта, заключенная в стальную трубу, должна быть отделена от верхнего и нижнего слоев кабелей перегородками из листового асбестоцемента толщиной 8 и длиной не ме-

нее 1500 мм. Ширина перегородок должна соответствовать длине полок.

Для защиты соединительных муфт, монтируемых в кабельных колодцах и в стесненных условиях, а также на ранее смонтированных и действующих кабельных линиях следует применять разъемные кожухи типа КСР. Кожухи представляют собой разъемную конструкцию длиной 1250 мм, внутренним диаметром не менее 150 мм, толщиной стенки не менее 5 мм из стальной трубы или стального листа. Монтаж разъемных кожухов выполняется, как указано в пункте 2 настоящего параграфа.

11.5. О ПРИМЕНЕНИИ КАБЕЛЕЙ МАРКИ ААШв ДЛЯ ПРОКЛАДКИ В ТУННЕЛЯХ И КАНАЛАХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

В течение последних лет на электростанциях проложено большое количество кабелей марки ААШв. Трассы прокладки этих кабелей в большинстве случаев сложные и имеют до семи поворотов в разных плоскостях. После прокладки на кабелях стали обнаруживаться порезы, порывы, задиры и другие повреждения поливинилхлоридного шланга. Через сквозные повреждения поливинилхлоридных шлангов, как правило, вытекает битумная масса, которая загрязняет туннели и каналы и увеличивает их пожароопасность.

Выпускаемый в настоящее время кабель марки ААШв имеет повышенную жесткость, а поливинилхлоридный шланг — недостаточную стойкость к механическим воздействиям, возникающим при прокладке.

Габаритные размеры кабельных помещений (туннелей, каналов и т.п.), особенно в местах переходов и поворотов, выполненные по действующим нормам (правилам, СНиП и т.д.), не соответствуют повышенным требованиям, которые предъявляются к прокладке кабелей с алюминиевыми оболочками.

Для предотвращения повреждений кабелей марки ААШв при прокладке их в каналах и туннелях на электростанциях и подстанциях предлагается:

1. При прокладке кабелей в туннелях, каналах и других кабельных сооружениях соблюдать следующие условия:

а) до прокладки кабеля трассу тщательно подготавливать. Для этого во всех проемах, проходах, на поворотах и в местах ввода кабеля в трубы размещать необходимые монтажные приспособления (монтажные воронки с раструбом, направляющие желоба, угловые ролики, обводные устройства и т.п.);

б) на прямолинейных участках раскатку выполнять по сплошным полкам или лоткам при условии, что отдельные элементы этих устройств гладкие, не имеют острых углов и краев, а при стыковке одного с другим — также острых выступов;

в) если опорные конструкции (кронштейны, сварные лотки и т.д.) не удовлетворяют вышеперечисленным требованиям, то раскатку осуществлять по установленным через 3-5 м на этих конструкциях линейным роликам; ролики должны быть выполнены таким образом, чтобы при раскатке кабель не выпадал из ролика на конструкции;

г) на коротких участках длиной не более 50 м при отсутствии перегородок можно допускать раскатку кабеля по полу с последующей укладкой его на опорные конструкции;

д) выпрямление (рихтовку) кабеля осуществлять специальными приспособлениями, исключающими повреждение шланга; следить, чтобы после рихтовки кабеля целостность поливинилхлоридного шланга и форма оболочки не были нарушены;

е) после прокладки кабели должны быть уложены с требуемыми по нормам расстояниями в свету и закреплены в необходимых местах.

В дополнение к существующим нормам (§ 2.3.15 ПУЭ) в целях предупреждения сползания кабелей с полок кабель ААШв закреплять на прямолинейных участках через каждые 10 м.

2. Следить, чтобы после прокладки на защитных шлангах кабелей не было сквозных порезов, задиров, трещин и гофров.

Единичные повреждения поливинилхлоридного шланга (не более трех в отсеке) после прокладки ликвидировать (приложение 11.1).

При многочисленных повреждениях шланга и сдирах на отдельных его участках, а также при повреждении алюминиевой оболочки проложенный кабель заменять новым.

3. При подводе кабелей к токоприемникам защиту их от механических повреждений на вертикальных участках осуществлять с помощью стальных труб.

4. При обнаружении на барабанах или при раскатке на кабелях каких-либо заводских дефектов поливинилхлоридного шланга вызвать представителя завода-изготовителя для принятия решения о ремонте или замене кабеля. Прокладка кабеля с дефектами (со слабо наложенным поливинилхлоридным шлангом, вытеканием битума и пр.) не допускается.

РЕМОНТ ПОЛИВИНИЛХЛОРИДНОЙ ОБОЛОЧКИ

Первый способ

1. Места брака, подлежащие ремонту, подготовляют следующим образом: поверхность очищают от загрязнений; посторонние включения вырезают кабельным ножом; выступающие края отверстий, раковин, разрывов оболочки срезают.

2. Проколы, отверстия, раковины ремонтируют с применением сварочного прутка, для чего на дефектное место и на конец сварочного прутка одновременно направляют струю горячего воздуха из сварочного пистолета и прогревают 3—5 с, затем отводят струю и прижимают разогретый конец прутка к дефектному месту; после охлаждения сварочный пруток обрезают кусачками.

3. Место ремонта прогревают, после чего прижимают разогретое место рукой через сложенный в три-четыре слоя кусок кабельной бумаги; для надежности операцию повторяют три-четыре раза.

4. Щели, порезы, вырезы ремонтируют с применением сварочного прутка.

На расстоянии 1—2 мм от места дефекта приваривают конец прутка, для чего его нагревают одновременно с выбранной точкой приварки и прижимают к разогретой точке; убеждаются в прочности приварки легким подергиванием за пруток. Струю воздуха направляют так, чтобы одновременно прогревалась нижняя часть сварочного прутка и обе стороны пореза или щели, и, легким усилием нажимая на пруток, укладывают его вдоль щели или пореза. Приварку прутка заканчивают на целом месте на расстоянии 1—2 мм от конца щели.

5. После приварки ножом срезают выступающие поверхности прутка и производят заглаживание (см. пункт 3).

6. Разрывы оболочки ремонтируют с помощью заплат из поливинилхлоридного листа или разрезанных поливинилхлоридных трубок.

При ремонте оболочки с помощью заплат: вырезают кусок поливинилхлорида размером на 1,5—2 мм больше разрыва; приваривают эту заплату вдоль всей кромки к оболочке; вдоль образовавшегося шва приваривают поливинилхлоридный пруток; срезают выступающие поверхности прутка и выполняют операции по пункту 3 настоящего приложения.

При ремонте оболочки с помощью разрезанных поливинилхлоридных трубок: отрезают поливинилхлоридную трубку длиной на 35 – 40 мм больше длины дефектного места; разрезают ее и надевают на поврежденное место кабеля так, чтобы она равномерно заходила на оболочку кабеля с обеих сторон от повреждения; при нахлесте краев трубки ее обматывают поливинилхлоридной или миткалевой лентой с шагом 20 – 25 мм; сваривают конец прутка в стыке оболочки кабеля с трубкой и приваривают его по торцам трубки; после приварки обоих торцов трубки снимают временную обмотку и приваривают пруток вдоль разреза трубки; срезают выступающие поверхности прутка и выполняют операции по пункту 3 настоящего приложения.

Второй способ

1. Место повреждения шланга очищают от загрязнений и наплывов битумного состава, после чего протирают ветошью, смоченной бензином. Если в шланге имеются посторонние включения, они удаляются кабельным ножом. Выступающие края отверстий и разрывов шланга срезаются ножом.

2. Поверхность шланга в месте повреждения и за его краями на 30 – 50 мм в обе стороны смазывают эпоксидным компаундом.

3. По слою эпоксидного компаунда накладываются три-четыре слоя стеклоленты. Каждый из них покрывают слоем эпоксидного компаунда.

Третий способ

1. Место повреждения шланга очищают от загрязнений и наплывов битумного состава, после чего протирают ветошью, смоченной в бензине. Если в шланге имеются посторонние включения, они удаляются кабельным ножом. Выступающие края отверстий и разрывов шланга срезаются ножом.

2. Поверхность шланга в месте повреждения и за его краями на 30 – 50 мм в обе стороны покрывают тонким слоем лака КО-916 или КО-916К.

3. По слою лака накладывают 2 – 3 слоя ленты ЛЭТСАР с 50%-ным перекрытием и вытягивают в процессе намотки таким образом, чтобы ее ширина составляла 70% исходной.

4. Поверх намотки лентой ЛЭТСАР и на 20—30 мм по обе стороны накладывают один слой липкой поливинилхлоридной ленты с 50%-ным перекрытием.

Четвертый способ

Ремонт оболочки с помощью термоусаживаемых трубок. Способ возможен только при расположении места повреждения близко к концевой муфте (до нескольких метров).

Ремонт производят в такой последовательности:

— очищают место повреждения от грязи и влаги, срезают задиры;

— поверхность оболочки с двух сторон от места повреждения (100—150 мм) необходимо обезжирить бензином или растворителем;

— на заранее отсоединенный конец кабеля надевают термоусаживаемую трубку с нанесенным на внутренней стороне специальным клеевым составом и перемещают ее вдоль кабеля до места повреждения. При отсутствии на внутренней стороне трубки клеевого состава его наносят равномерно на предварительно нагретую оболочку;

— газовой горелкой (мягкое пламя) постепенно разогревают трубку и усаживают ее до выделения из-под нее клеевого состава;

— после охлаждения кабель готов к работе.

Пятый способ

Ремонт поврежденной оболочки может быть произведен с применением термоусаживаемых спекаемых полимерных лент.

Ремонт производят в следующем порядке:

— очищают место повреждения от грязи и влаги, срезают задиры;

— поверхность оболочки с двух сторон от места повреждения (100—150 мм) обезжиривают бензином или растворителем;

— наносят клеевой состав на предварительно нагретую оболочку (см. выше);

— с легким натяжением наматывают ленту на поврежденное место. Наматывание производят с 30—40%-ным перекрытием в 3—4 слоя;

— мягким пламенем горелки производят постепенный разогрев ленты до полного ее спекания;

— после охлаждения кабель готов к работе.

11.6. О ПРОКЛАДКЕ СИЛОВЫХ И КОНТРОЛЬНЫХ КАБЕЛЕЙ В НЕПРОХОДНЫХ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ КОРОБАХ БЛОЧНОГО ИСПОЛНЕНИЯ ВНУТРИ И ВНЕ ЗДАНИЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

В целях сокращения стоимости строительства электростанций за счет уменьшения расхода сборного железобетона, повышения производительности труда и сокращения сроков строительства электростанций, а также повышения надежности и пожарной безопасности кабельного хозяйства рекомендуется внедрять на вновь строящихся и расширяемых электростанциях прокладку силовых и контрольных кабелей в непроходных самонесущих металлических коробах блочного исполнения внутри и вне зданий и сооружений вместо прокладки их в сборных железобетонных подземных кабельных сооружениях и открытой прокладки как внутри, так и вне зданий электростанций.

При этом предлагается:

1. Металлические короба блочного исполнения изготовлять по техническим условиям и поставлять на строительство блоками.

2. Короба устанавливать как в горизонтальной, так и вертикальной плоскостях.

3. Короба размещать в главном корпусе и вспомогательных цехах на строительных конструкциях, площадках, кронштейнах, на эстакадах технологических трубопроводов, включая мазуто- и маслопроводы, или на специальных опорах.

4. Прокладку кабелей внутри коробов осуществлять в соответствии с требованиями ПУЭ, предъявляемыми к прокладке кабелей в кабельных каналах. При этом расстояние от конструкций до передней стенки короба не нормируется. Температура нагрева жил кабелей должна быть не более указанной в § 1.3.12 ПУЭ.

5. Прокладку и крепление силовых кабелей в коробах выполнять в соответствии с нормами и требованиями руководящих документов.

При вертикальной и наклонной прокладках коробов крепить кабели через каждые 2 м.

6. Контрольные кабели можно прокладывать пучками на кабельных конструкциях, а также на лотках и по днищу короба. Наружный диаметр пучка должен быть не более 100 мм.

Кабели в пучках должны быть скреплены между собой не реже чем через 1 м.

Крепление пучков кабелей к лоткам, полкам и днищу короба производить на поворотах с обеих сторон; при наклонной и вертикальной прокладках — не более чем через 2 м.

7. При установке коробов на эстакадах или в здании на высоте более 5 м и количестве кабелей в них более 20 предусматривать площадки обслуживания.

При прокладке в коробах менее 20 кабелей сооружать специальные эксплуатационные площадки и проходы не требуется, но короба в этих случаях располагать таким образом, чтобы обеспечивалась возможность замены кабелей в условиях эксплуатации.

8. Внутри коробов устанавливать огнепреградительные перегородки в соответствии с требованиями ПУЭ и НПБ.

9. На тепловых электростанциях короба устанавливать на допустимом расстоянии от нагретых поверхностей.

10. Бронированные контрольные, а также силовые кабели всех исполнений сечением 25 мм^2 и выше, за исключением небронированных кабелей со свинцовой оболочкой без защитного шланга, прокладывать по кабельным конструкциям (кронштейнам, полкам).

Контрольные небронированные кабели, силовые небронированные кабели со свинцовой оболочкой без защитного шланга и силовые небронированные кабели всех исполнений сечением 16 мм^2 и менее прокладывать по металлическим лоткам или днищу короба.

Контрольные кабели можно прокладывать также пучками на кронштейнах (полках), лотках и по днищу короба.

11. Присоединять короба к заземляющим устройствам в каждом помещении не менее чем в двух удаленных одно от другого местах короба, а также в местах ответвлений и по концам короба.

12. Предусматривать в коробах открывающуюся переднюю стенку, обеспечивающую возможность прокладки кабелей при монтаже и доступ к ним при эксплуатации.

13. Для выхода группы кабелей из короба в нем между задней стенкой и стойками кабельных конструкций предусматривать специальный отсек.

Для выхода одиночных кабелей при монтаже выполнять отверстия в коробе с установкой сальниковой проходки.

14. Выходы отдельных контрольных кабелей из коробов выполнять металлическими рукавами или трубами.

11.7. О ПЕРЕВОДЕ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ 6 кВ НА НАПРЯЖЕНИЕ 10 кВ

ОАО "Фирма ОРГРЭС" совместно с АО Ленэнерго выполнена работа по оценке влияния повышенного напряжения на срок службы кабелей, переведенных с 6 на 10 кВ.

На основании выполненной работы предлагается:

1. Решать вопрос о целесообразности использования кабелей 6 кВ на напряжении 10 кВ или их замены при переводе кабельных линий 6 кВ на напряжение 10 кВ исходя из технико-экономического анализа с учетом местных условий. При этом следует исходить из того, что сроки работы кабелей 6 кВ, переведенных на напряжение 10 кВ, в зависимости от их состояния на момент перевода и с учетом режимов работы линий распределительной и питающей городской сети (до и после перевода), а также предшествующего срока работы кабелей на номинальном напряжении могут быть приняты равными:

а) 20 годам — для кабельных линий городской распределительной сети со сроком эксплуатации кабелей до перевода не более 15 лет;

б) 15 годам — для кабельных линий городской распределительной сети со сроком эксплуатации кабелей до перевода более 15 лет и для кабельных линий, токовая нагрузка которых после перевода в течение ближайших пяти лет может превысить 0,5 длительно допустимой;

в) 8-12 годам — для линий городской питающей сети и для кабельных линий, токовая нагрузка которых после перевода будет превышать 0,5 длительно допустимой.

2. Считать, что указанные в пункте 1 сроки работы кабельных линий после перевода их с 6 кВ на напряжение 10 кВ не являются предельными и могут быть увеличены с учетом технического состояния кабельных линий и степени старения и износа изоляции кабелей.

По истечении указанных выше сроков эксплуатации кабельных линий, переведенных с 6 кВ на напряжение 10 кВ, степень старения и износа изоляции рекомендуется устанавливать путем измерения электрических характеристик (сопротивления изоляции, тангенса угла диэлектрических потерь), вскрытия и разборки трех образцов кабелей одного и того же года прокладки и перевода на повышенное напряжение и определения значения эквивалентного напряжения пробоя (приложение 11.2).

3. Переводить кабельные линии 6 кВ на напряжение 10 кВ с учетом опыта эксплуатации, выборочных исследований и испытаний. При этом:

а) выявлять и при необходимости заменять кабельные линии, имевшие повреждения вследствие дефектов изоляции, ее старения, а также кабельные линии или их отдельные участки с осушенной изоляцией (линии, проработавшие более 20 лет с нагруз-

кой более 0,5 длительно допустимой; линии, подвергавшиеся перегрузкам и многократным воздействиям токов короткого замыкания и однофазных замыканий на землю; вертикальные участки и др.);

б) выявлять и заменять дефектные или явно устаревшие соединительные и концевые муфты;

в) учитывать конструктивные данные, заводы-изготовители и год изготовления кабелей.

4. Заменять кабельные линии 6 кВ или их участки перед переводом на напряжение 10 кВ в случае значительного осушения изоляции, признаками чего являются сухость и хрупкость бумажных лент, разложение пропиточного состава с выпадением канифоли и воскообразованием, низкие электрические характеристики и др. (см. приложение 11.2), наличия в кабелях заводских дефектов, недопустимых по требованиям ГОСТ 18410-73, а также участки, на которых более восьми ремонтных соединительных муфт на 1 км линии.

На вертикальных участках переводимых линий кабели 6 кВ рекомендуется заменять кабелями 10 кВ.

5. Предусматривать применение кабелей и кабельной арматуры на номинальное напряжение 10 кВ при реконструкции и ремонтах сети 6 кВ, подлежащей переводу на напряжение 10 кВ.

6. Заменять концевые муфты перед переводом кабельных сетей на напряжение 10 кВ новыми, удовлетворяющими требованиям более высокого уровня изоляции.

Все вновь монтируемые концевые и соединительные муфты выполнять на напряжение 10 кВ в соответствии с требованиями действующей технической документации.

7. Испытывать кабельные линии 6 кВ, переведенные на напряжение 10 кВ, повышенным выпрямленным напряжением 50 – 60 кВ.

В первые два года после перевода кабельные линии испытывать в два раза чаще, чем это предусмотрено "Объемом и нормами испытаний электрооборудования".

8. Принимать токовые нагрузки кабельных линий, переведенных на напряжение 10 кВ, в соответствии с указаниями "Инструкции по эксплуатации силовых кабельных линий. Часть I. Кабельные линии напряжением до 35 кВ" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1980).

9. Необходимо выполнять кроме изложенных выше другие мероприятия, указанные в проекте перевода кабельных линий с 6 кВ на напряжение 10 кВ (приложение 11.3).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТЕПЕНИ СТАРЕНИЯ И ИЗНОСА ИЗОЛЯЦИИ

1. Для определения степени старения и износа изоляции кабелей берется не менее трех образцов кабелей длиной 12—15 м из групп кабельных линий, имеющих один и тот же срок эксплуатации до и после перевода их с 6 кВ на напряжение 10 кВ и изготовленных по одному стандарту.

2. Разборку и осмотр образцов кабелей рекомендуется выполнять в соответствии с "Методическими указаниями по разборке, осмотру и измерению элементов образцов кабелей с бумажной пропитанной изоляцией на напряжение 1-35 кВ" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1983) с определением воскообразования в изоляции.

3. Измерение электрических характеристик и определение эквивалентного напряжения пробоя производятся на образцах кабелей.

Перед измерениями и испытаниями на концах образца кабеля производится монтаж концевых заделок.

4. Электрическое сопротивление изоляции кабеля должно быть не менее 50 МОм на 1 км длины.

Тангенс угла диэлектрических потерь рекомендуется измерять при напряжениях 5,0 и 12,5 кВ. При этом значение тангенса угла диэлектрических потерь должно быть не более указанного в ГОСТ 18410-73 для кабелей на напряжение 10 кВ, а напряжение порога ионизации должно быть выше 6 кВ.

5. Испытания напряжением переменного тока проводятся по схеме "одна жила против двух других и заземленной оболочки" по ступенчатой методике. Для испытания выбирается фаза с наихудшими электрическими параметрами.

Изоляцию испытывают путем приложения на первой ступени напряжения переменного тока, равного 24 кВ, в течение 4 ч с дальнейшим его повышением на 4 кВ и выдержкой в течение 4 ч на каждой последующей ступени. Ступенчатый подъем напряжения осуществляют до пробоя изоляции кабеля.

6. Эквивалентное напряжение пробоя определяется из выражения

$$U = \sqrt{\frac{(U_1^7 t_1 + U_2^7 t_2 + \ldots\ldots + U_n^7 t_n)}{T}},$$

где U_1, U_2,..... U_n — напряжение соответственно 1-й, 2-й и n — ступеней, кВ;

t_1, t_2,..... t_n — продолжительность воздействия напряжения на 1-й, 2-й и n-й ступенях, ч;

T — суммарная продолжительность воздействия напряжения на всех ступенях, ч.

7. Если электрические характеристики ниже указанных в ГОСТ 18410-73, при вскрытии обнаружены явные признаки старения изоляции и эквивалентное напряжение ниже 40 кВ, то такие кабели на напряжение 6 кВ не могут быть использованы для работы на напряжении 10 кВ.

Приложение 11.3

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СОСТАВУ ПРОЕКТА ПЕРЕВОДА КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ 6 кВ НА НАПРЯЖЕНИЕ 10 кВ

В проект по переводу кабельных линий 6 кВ на напряжение 10 кВ рекомендуется включать:

— схему переводимого участка сети с перечнем кабельных линий, подлежащих переводу, характеристики линий и данные об их техническом состоянии (марка, сечение и напряжение кабеля; завод-изготовитель; стандарт, по которому изготовлен кабель; год прокладки и длина линии; число и тип установленной кабельной арматуры; данные о режимах работы линии до перевода, а также сведения об испытаниях и повреждениях);

— результаты разборок и осмотров образцов кабелей, испытаний и измерений на кабельных линиях в целях установления степени старения и износа изоляции; перечень кабелей и кабельной арматуры, подлежащих замене;

— сводную таблицу объема работ по этапам с указанием номенклатуры, количества заменяемого оборудования и кабелей, смету на весь объем выполняемых работ;

— график очередности перевода по этапам (замена оборудования, монтаж защит, работы по ячейкам и по подключению к ним кабелей с указанием последовательности работ, адресов кабельных линий и т.д.);

— схему участка сети после перевода кабелей на напряжение 10 кВ с обоснованием его необходимости (рост нагрузки, пере-

грузка отдельных линий, снижение потерь и т.д.) и расчетом пропускной способности после перевода.

По окончании перевода кабельных линий составляется сводка фактически выполненного объема работ и корректируется паспорт кабельных линий.

11.8. О ПРИМЕНЕНИИ ГЛУБОКИХ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ ЛОТКОВ ДЛЯ ПРОКЛАДКИ ПРОВОДОВ И КОНТРОЛЬНЫХ КАБЕЛЕЙ

За последние годы на электростанциях значительно возросло количество проводов и контрольных кабелей, прокладка которых затруднена из-за недостаточной емкости лотков.

В АО "Гидроэлектромонтаж" разработана серия глубоких лотков с высотой бортов 100 мм.

Рекомендуется применять эти лотки для прокладки проводов и контрольных кабелей многослойно или пучками при соблюдении следующих условий:

1. При многослойной прокладке:

1.1. Прокладывать провода или кабели параллельно без нормированных зазоров в без перекрещивания в каждом отдельном слое. Допускается перекрещивание проводов и кабелей только при выходе их из лотка.

2. При прокладке пучками:

2.1. Прокладывать провода или кабели вплотную один к другому без зазоров и перекрещиваний и скреплять их между собой бандажами, расстояние между которыми должно быть не более 1 м.

2.2. Пучки в поперечном сечении могут быть круглой, прямоугольной и другой формы.

2.3. Наружный диаметр (или высота) пучка должен быть не более 100 мм.

3. При многослойной прокладке и прокладке пучками:

3.1. Производить крепление кабелей к лоткам при горизонтальной прокладке с обеих сторон на поворотах, а при наклонной и вертикальной — через каждые 2 м.

3.2. Выполнять выводы отдельных кабелей из лотков в металлических рукавах или в трубах.

4. Не применять лотки в отделениях углеподачи, пылеприготовления и в котельных цехах тепловых электростанций, работающих на твердом топливе.

11.9. О ПРОВЕРКЕ КАБЕЛЕЙ НА НЕВОЗГОРАНИЕ ПРИ ВОЗДЕЙСТВИИ ТОКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В результате длительного протекания тока короткого замыкания (КЗ) по кабелям при отключении присоединений действием резервных защит имели место пожары в кабельных хозяйствах электростанций вследствие нагрева токопроводящих жил кабелей до температур, при которых происходили разрывы оболочек и разрушения концевых заделок с возгоранием кабелей.

При испытании на возгорание силовых кабелей напряжением до 6 кВ токами КЗ длительностью до 4 с установлено, что разрыв оболочек, разрушение концевых заделок и возгорание кабелей не происходит, если температура токопроводящих жил не превышает 350°С для небронированных кабелей с пропитанной бумажной и пластмассовой изоляцией и 400°С для бронированных кабелей с пропитанной бумажной изоляцией и кабелей с изоляцией из вулканизированного полиэтилена.

В целях повышения надежности работы электроустановок и предотвращения пожаров в кабельных сооружениях энергетических объектов в дополнение к требованиям гл. 1.4 "Выбор электрических аппаратов и проводников по условиям короткого замыкания" "Правил устройства электроустановок" (ПУЭ) шестого издания предлагается:

1. На действующих энергетических объектах:

1.1 Проверить по условиям невозгорания силовые кабели при действии резервной защиты, как правило, исходя из КЗ в начале кабельной линии. Допускается принимать расчетные токи КЗ на расстоянии 20 м от начала кабельной линии напряжением до 1 кВ и 50 м от начала кабельной линии напряжением 6—10 кВ.

Значения расчетных температур нагрева токопроводящих жил кабелей при проверке на невозгорание и при определении пригодности кабелей к дальнейшей эксплуатации приведены в таблице 11.2.

1.2. При получении расчетных значений температур больше указанных в графе 2 таблицы 11.2 предусмотреть выполнение следующих мероприятий:

— изменение уставок защит;

— замену защит на быстродействующие;

— изменение схемы питания;

— другие возможные мероприятия по предотвращению возгорания кабелей.

Если данные мероприятия не могут быть применены или не дают положительных результатов, необходимо заменить кабели или их начальные участки на кабели с увеличенным сечением токопроводящих жил.

Таблица 11.2

Значения расчетных температур нагрева токопроводящих жил кабелей при проверке на невозгорание и при определении пригодности кабелей к дальнейшей эксплуатации при длительности токов КЗ до 4 с

Типы кабелей	Значения расчетных температур токопроводящих жил кабелей, °С		
	при проверке на невозгорание	при определении пригодности кабелей к дальнейшей эксплуатации	
1	2	3	4
Бронированные кабели с пропитанной бумажной изоляцией на напряжение до 6 кВ	400	200	300
Бронированные кабели с пропитанной бумажной изоляцией на напряжение 10 кВ	360	200	300
Небронированные кабели с пропитанной бумажной изоляцией на напряжение до 6 кВ	350	200	300
Небронированные кабели с пропитанной бумажной изоляцией на напряжение 10 кВ	310	200	280
Кабели с пластмассовой (поливинилхлоридный пластикат) и резиновой изоляцией	350	160	250
Кабели с изоляцией из вулканизированного полиэтилена	400	250	300

1.3. После каждого воздействия токов КЗ выполнять расчет температуры токопроводящих жил кабелей и определять пригодность кабелей к дальнейшей эксплуатации, руководствуясь следующим:

— при температурах нагрева токопроводящих жил кабелей, не превышающих значений, указанных в графе 3 таблицы 11.2, кабели пригодны к дальнейшей эксплуатации;

— при температурах нагрева токопроводящих жил в интервалах значений, указанных в графах 3 и 4 таблицы 11.2, допускается эксплуатация кабелей в течение 1 года. Такие кабельные линии перед включением в работу должны быть дополнительно осмотрены, в доступных местах отремонтированы (при необходимости) и испытаны выпрямленным напряжением $4U_н$ в течение 5 мин;

— при температурах нагрева токопроводящих жил кабелей, превышающих значения, указанные в графе 4 таблицы 11.2, ка-

бели считаются непригодными к дальнейшей эксплуатации и должны быть заменены.

1.4. Применять нанесение огнезащитных покрытий как средство пожаростойкости, предусмотренное РД 34.49.101-87 ("Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий". – М.: Информэнерго, 1987).

1.5. Проводить для пучков из двух и более параллельно включенных кабелей проверку на невозгорание любого кабеля пучка в соответствии с пунктом 1.1 настоящего параграфа.

2. На вновь проектируемых и реконструируемых энергетических объектах:

2.1. Применять силовые кабели с сечением 70 мм^2 и выше с многопроволочными алюминиевыми жилами.

2.2. При выпуске рабочей проектной документации выполнять требования пунктов 1.1, 1.4 и 1.5 настоящего параграфа.

3. Расчет температуры токопроводящих жил кабелей выполнять в соответствии с приложением 11.4.

4. Расчет значений тока КЗ и теплового импульса (приложение 11.5) выполнять в соответствии с "Методическими указаниями по расчету токов короткого замыкания в сети напряжением до 1 кВ электростанций и подстанций с учетом влияния электрической дуги" (М.: СПО ОРГРЭС, 1993), ГОСТ 28249-93, ГОСТ 27514-87 и ГОСТ 30323-95.

Приложение 11.4

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НАГРЕВА ЖИЛ КАБЕЛЯ ТОКОМ КЗ

Для определения температуры нагрева жил кабелей током КЗ при выборе их по условиям термической стойкости и невозгораемости рекомендуется пользоваться номограммой для выбора силовых кабелей при токах КЗ длительностью до 4 с (рис. 11.1).

Номограмма построена с учетом уравнения (1), выражающего зависимость температуры жилы непосредственно после короткого замыкания от температуры жилы до КЗ, режима КЗ, конструктивных и теплофизических параметров жилы:

$$Q_к = Q_н e^к + a(e^к - 1), \qquad (1)$$

где $Q_к$ – температура жилы в конце КЗ, °С;

$Q_н$ – температура жилы до КЗ, °С;

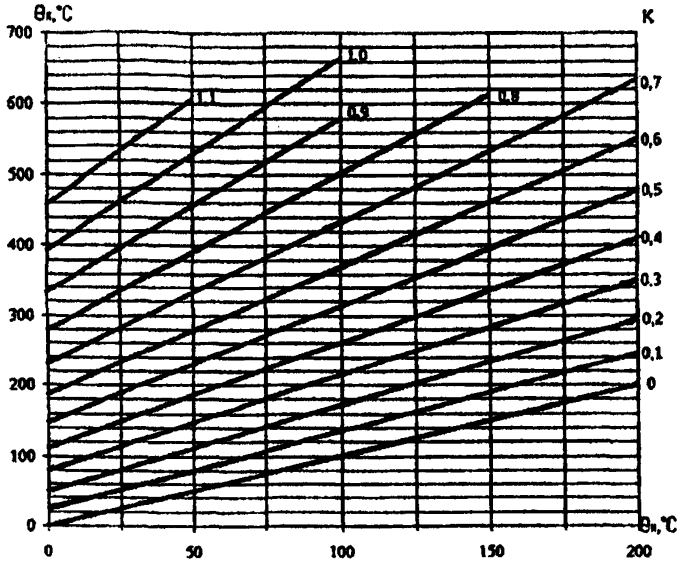


Рис. 11.1. Номограмма для выбора силовых кабелей при токах КЗ

a — величина, обратная температурному коэффициенту электрического сопротивления при 0°C, °C; a = 228°C.

$$K = \frac{b\,I^2t}{S^2}, \qquad (2)$$

где b — постоянная, характеризующая теплофизические характеристики материала жилы, мм⁴/(кА²·с):
для алюминия b = 45,65 мм⁴/(кА²·с),
для меди b = 19,58 мм⁴/(кА²·с);

I^2t — суммарный тепловой импульс (I — действующее значение тока КЗ, кА; t — длительность тока КЗ, с).

Суммарный тепловой импульс определяется как сумма тепловых импульсов от каждого источника тока.

На номограмме по горизонтальной оси отложены значения температуры жилы до КЗ ($Q_н$), а по вертикальной — значение температуры жилы после КЗ ($Q_к$) и значения коэффициента K, характеризующего взаимосвязь между тепловым импульсом,

сечением жилы и теплофизическими характеристиками материала жилы.

Значение начальной температуры жилы до КЗ может быть определено по формуле

$$Q_н = Q_о + (Q_{дд} - Q_{окр})\left(\frac{I_{раб}}{I_{дд}}\right)^2, \quad (3)$$

где $Q_о$ — фактическая температура окружающей среды, °С;

$Q_{дд}$ — длительно допустимая температура токопроводящих жил кабеля, °С;

$Q_{окр}$ — температура окружающей среды: для кабелей в земле 15°С, для кабелей на воздухе 25°С;

$I_{раб}$ — рабочий ток, А;

$I_{дд}$ — длительно допустимый ток нагрузки кабеля, А.

В режиме АПВ и АВР значение начальной температуры принимается равным значению температуры после первого воздействия тока КЗ. По номограмме могут быть определены:

— значения $Q_к$ для данного режима тока КЗ (теплового импульса) в режиме без и с АПВ и АВР;

— значения теплового импульса в кабеле определенного сечения по заданным условиям (температурам) термической стойкости и возгорания кабелей;

— сечение кабелей для данного значения теплового импульса и заданных условий (температур) термической стойкости и возгорания кабелей.

Определение $Q_к$. По режимам работы конкретной линии рассчитывают значения $Q_н$ и коэффициента К, находят точку пересечения вертикальной ($Q_н$) и наклонной (К) линии и на вертикальной оси определяют значение $Q_к$. Так, для $Q_н$ = 50°С и К = 0,7 $Q_к$ = 330°С.

Определение теплового импульса и сечения кабеля. Для допустимой температуры термической стойкости (или температуры возгорания) и установленного по режимам работы $Q_н$ в точке пересечения горизонтальной и вертикальной линии определяют коэффициент К и по формуле (2) рассчитывают значение теплового импульса или сечение кабеля. Так, для $Q_к$ = 350°С и $Q_н$ = 50°С К = 0,733.

РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ТЕПЛОВЫХ ИМПУЛЬСОВ

При проверке кабелей на невозгорание расчет токов КЗ и тепловых импульсов (интегралов Джоуля) следует проводить, руководствуясь ГОСТ 28249-93 "Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ", ГОСТ 27514-87 "Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ" и ГОСТ 30323-95 "Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания", а также "Методическими указаниями по расчету токов короткого замыкания в сети напряжением до 1 кВ электростанций и подстанций с учетом влияния электрической дуги" (М.: СПО ОРГРЭС, 1993).

1. Расчет токов КЗ

При проверке кабелей на невозгорание рассчитывается ток трехфазного металлического короткого замыкания в начале проверяемого кабеля.

При этом допускается принимать точку КЗ за отрезками кабеля длиной 50 м от начала (кабели напряжением до 10 кВ) и 20 м (кабели напряжением до 1 кВ).

Расчет токов КЗ для проверки кабелей на невозгорание проводить с учетом следующего:

1.1. Учитывается влияние тока подпитки от асинхронных электродвигателей на полный ток КЗ:

— в сети 0,4 кВ — в том случае, если суммарный номинальный ток одновременно включенных электродвигателей превышает 10% начального значения периодической составляющей тока КЗ, рассчитанного без учета электродвигателей. При этом следует учитывать электродвигатели, непосредственно примыкающие к месту КЗ, а также электродвигатели секций, объединяемых действием АВР;

— в сети 6 кВ — учитывать одновременно включенные электродвигатели мощностью 100 кВт и более, если они не отделены от точки КЗ токоограничивающими реакторами или силовыми трансформаторами.

1.2. Ток подпитки места КЗ от асинхронных электродвигателей рассчитывается без учета апериодической составляющей.

1.3. В расчетах периодической составляющей тока подпитки места КЗ от асинхронных электродвигателей 6,0 кВ допускается не учитывать их активное сопротивление.

1.4. В расчетах сети 0,4 кВ следует считать ток трехфазного КЗ с учетом переходного сопротивления электрической дуги в месте КЗ и увеличение активных сопротивлений кабелей от протекающего тока трехфазного КЗ по ГОСТ 28249-93 (таблица 2) и по "Методическим указаниям по расчету токов короткого замыкания в сети напряжением до 1 кВ электростанций и подстанций с учетом влияния электрической дуги".

1.5. Электродвигатели 0,4 кВ, подключенные ко вторичным сборкам, в расчетах не учитываются.

2. Расчет тепловых импульсов от токов КЗ

Тепловой импульс от тока КЗ определять как сумму интегралов Джоуля от периодической и апериодической составляющих тока КЗ по ГОСТ 30323-95.

За продолжительность КЗ принимать время от начала КЗ до его отключения ($t_{откл}$), равное времени действия резервной релейной защиты (в зоне которой находится проверяемый кабель) и полному времени отключения выключателя.

При расчете теплового импульса для присоединений секций собственных нужд 6,0 и 0,4 кВ в качестве резервной защиты принимать защиту ввода питания секции или трансформатора 6,0/0,4 кВ (токовая, дистанционная и другие защиты от многофазных КЗ). Для присоединений 0,4 кВ допускается принимать в качестве резервной защиту с выносными реле и трансформаторами тока

При проверке кабелей на невозгорание для присоединений СН с асинхронными электродвигателями в точках КЗ, удаленных от генераторов и синхронных компенсаторов (отделены трансформаторами или реакторами), тепловой импульс ($кА^2 \cdot с$) с временем отключения тока КЗ 0,4 с и более рассчитывается по формуле

$$B_{тер} = I^2_{пос}(t_{откл} + T_{аэ}) + (0{,}3I_{пос} \cdot I_{поад} + 0{,}1I^2_{поад})t_{откл},$$

где $I_{пос}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ от удаленных источников (система, генератор), кА;

$T_{аэ}$ – эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ от удаленных источников, равная 0,1 с для сети 6,0 кВ и 0,02 с для сети 0,4 кВ;

$I_{поад}$ – начальное значение периодической составляющей тока подпитки от асинхронных электродвигателей, равное сумме номинальных токов одновременно включенных электродвигателей, увеличенной в 4,5 раза для сети 0,4 кВ и в 5,5 раза для сети 6,0 кВ, кА.

Значения расчетных допустимых длительных токов для кабелей, прокладываемых в воздухе, приведены в таблицах 11.3 и 11.4.

Таблица 11.3

Значения расчетных допустимых длительных токов для кабелей с медными и алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной изоляцией, прокладываемых в воздухе

Сечение жилы, мм^2	Токовые нагрузки для трехжильных кабелей, А		
	1 кВ	6 кВ	10 кВ
6	53/40	–	–
10	73/55	68/48	–
16	97/72	86/64	80/60
25	127/95	114/83	103/78
35	157/118	140/102	127/95
50	195/148	175/128	157/118
70	247/180	213/156	196/144
95	301/218	259/187	238/174
120	348/261	299/217	274/210
150	400/300	343/249	313/237
185	451/342	386/291	352/267
240	522/402	448/340	408/311

Примечания

1. Нагрузки для кабелей с алюминиевыми жилами указаны в знаменателе.
2. Нагрузки для трехжильных кабелей 1 кВ действительны и для четырехжильных кабелей с нулевой жилой меньшего сечения.
3. Нагрузки для четырехжильных кабелей с жилами равного сечения определяются умножением нагрузок для трехжильных кабелей на коэффициент 0,93.

Таблица 11.4

Значения расчетных допустимых длительных токов для кабелей на напряжение 1 кВ с резиновой и пластмассовой изоляцией, с медными и алюминиевыми жилами, прокладываемых в воздухе

Сечение жилы, мм^2	Токовые нагрузки, А		
	одножильных	двухжильных	трехжильных
1,5	29/–	24/–	20/–
2,5	40/30	33/25	26/20
4,0	53/40	44/34	34/27
6,0	67/51	56/43	46/34
10	91/69	76/58	62/47
16	121/93	101/77	81/62
25	160/122	134/103	107/82
35	197/151	166/127	131/102

Окончание таблицы 11.4

Сечение жилы, мм^2	Токовые нагрузки, А		
	одножильных	двухжильных	трехжильных
35	197/151	166/127	131/102
50	247/189	208/159	165/127
70	318/233	264/195	211/156
95	386/284	321/239	255/190
120	450/330	375/276	299/220
150	521/380	423/319	345/254
185	594/436	493/366	392/292
240	704/515	584/432	465/344

Примечания

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

2. Нагрузки для кабелей с резиновой изоляцией определяются умножением нагрузок, приведенных в таблице, на коэффициент 0,95.

3. Нагрузки для кабелей с изоляцией из вулканизированного полиэтилена определяются умножением нагрузок, приведенных в таблице, на коэффициент 1,16.

4. Нагрузки для одножильных кабелей даны для одного кабеля, проложенного открыто, а для двух, трех и четырех одножильных кабелей, проложенных в одной трубе, следует руководствоваться графами для двухжильных и трехжильных кабелей с учетом пунктов 5 и 6 данных примечаний при открытой электропроводке, а при скрытой электропроводке эти нагрузки должны быть умножены на коэффициент 0,85.

5. Нагрузки для трехжильных кабелей действительны и для четырехжильных кабелей с нулевой жилой меньшего сечения.

6. Нагрузки для четырехжильных кабелей с жилами равного сечения определяются умножением нагрузок для трехжильных кабелей на коэффициент 0,882.

11.10. О ПРИМЕНЕНИИ НА ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЯХ НОВЫХ ТИПОВ МАСЕЛ И ИХ СМЕСЕЙ ДЛЯ МАСЛОНАПОЛНЕННЫХ КАБЕЛЕЙ НА НАПРЯЖЕНИЕ 110-500 кВ

Для пропитки изоляции, заполнения трубопровода и подпитки кабелей высокого давления применяется минеральное масло С-220 по ГОСТ 8463-76. Однако начиная с 1980 г. поставки указанного масла сократились и изготовление маслонаполненных кабелей высокого давления осуществлялось частично с использованием импортного полибутенового масла 5-RA.

За истекший период на предприятиях с использованием масла 5-RA изготовлено свыше 300 строительных длин кабелей общей протяженностью 160 км.

В АО "Мосэнерго" с 1981 г. эксплуатируется кабельная линия "ТЭЦ-23 — Елоховская" на смеси масел С-220 и 5-RA протяженностью 21,4 км, с 1982 г. — линия "Очаково — Пресня" протяженностью 9,5 км с использованием маслонаполненного кабеля сечением 1×550 мм^2 в трубопроводе с маслом 5-RA. Замечаний по эксплуатации указанных линий нет.

Учитывая положительный опыт эксплуатации кабелей с применением полибутеновых масел в нашей стране и за рубежом, предлагается при производстве, сооружении и эксплуатации маслонаполненных кабелей высокого давления руководствоваться следующим:

1. При изготовлении кабелей напряжением 110-500 кВ и заполнении трубопроводов использовать наряду с маслом С-220 полибутеновые масла 5-RA.

2. При эксплуатации, подпитке и ремонте кабельных линий высокого давления на напряжение 110-500 кВ допускается производить смешение масел С-220 с полибутеновыми маслами 5-RA в любых соотношениях.

3. Считать утратившим силу Решение № Э-6/88 "О применении на энергопредприятиях Минэнерго СССР новых типов масел и их смесей для маслонаполненных кабелей на напряжение 110-220 кВ" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1988).

11.11. О ПРИМЕНЕНИИ НА ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЯХ СИЛОВЫХ КАБЕЛЕЙ С ПЛАСТМАССОВОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ НА НАПРЯЖЕНИЕ 110 кВ

В 1982 г. на энергопредприятиях начато сооружение кабельных линий на напряжение 110 кВ с применением новых типов кабелей с пластмассовой изоляцией. При сооружении линий выявлен ряд недостатков, связанных с освоением промышленного производства оснастки, аппаратуры и приборов для монтажа арматуры и обеспечением шефмонтажа, с низким качеством технической документации на прокладку и монтаж кабелей и с оформлением договоров на поставку кабелей и арматуры.

Отмечены случаи некомплектной поставки кабелей — без арматуры и заземляющего провода, поставка строительных длин кабелей, не соответствующих проектной документации, согласование энергетическим предприятием технических условий на поставку кабелей новой конструкции, не прошедших испытаний для сооружения подводного перехода, и др.

В целях устранения указанных выше недостатков и повышения надежности кабельных линий предлагается при проектировании, сооружении и эксплуатации кабельных линий с пластмассовой изоляцией на напряжение 110 кВ руководствоваться с л е д у ю щ и м:

1. Технические условия на кабели и арматуру могут согласовываться только Департаментом научно-технической политики и развития РАО "ЕЭС России". Энергетическим предприятиям зап-

рещается согласовывать технические условия на кабели и арматуру, в том числе разовые технические условия на кабели и арматуру для конкретного объекта.

2. При проектировании кабельных линий следует предусматривать кабели с усиленными защитными покровами с индексом "У" и максимальных строительных длин в целях уменьшения количества соединительных муфт. До разработки специальных кабелей для подводных переходов и стопорно-переходных муфт для соединения маслонаполненных кабелей с кабелями, имеющими пластмассовую изоляцию, предусматривать прокладку кабелей с пластмассовой изоляцией в трубопроводах (дюкерах) или на воздухе по пешеходным мостам (акведукам) или маслонаполненных кабелей на подводных участках с устройством на берегах пунктов перехода с концевыми муфтами.

3. При оформлении договоров на поставку предусматривать комплектную поставку кабелей, арматуры и при необходимости заземляющего провода, а также инструкций на прокладку кабеля, монтаж концевых и соединительных муфт и эксплуатацию кабелей.

Необходимо также с начала поставки кабеля предусматривать очередность поставки строительных длин кабелей с учетом возможности сооружения линий участками. Сроки поставки арматуры должны быть увязаны с графиком строительства. Сроки возврата барабанов при поставке кабеля в зимний период и при преждевременной поставке строительных длин для участков линий, сооружаемых в более поздний период, должны быть соответственно увеличены.

До освоения серийного производства оснастки, аппаратуры и приборов для монтажа арматуры в договорах на шефмонтаж линий предусматривать поставку указанных изделий шефмонтажными организациями на время монтажа.

4. При получении кабеля, арматуры и заземляющего провода необходимо обеспечивать входной контроль службами энергопредприятия для установления их соответствия требованиям технических условий. При обнаружении отклонений от требований технических условий направлять акт рекламации предприятию-изготовителю.

5. До начала сооружения линий персонал энергопредприятий должен пройти обучение по прокладке, монтажу, испытаниям и эксплуатации кабелей и арматуры на предприятии — изготовителе кабеля или во ВНИИКП. Прокладка кабеля и монтаж арматуры должны производиться под надзором шеф-инженера завода-

изготовителя и в присутствии представителя энергопредприятия, на баланс которого будет передаваться сооружаемая линия.

6. При приемке кабельной линии и в процессе эксплуатации предусматривать проведение испытаний в соответствии с "Объемами и нормами испытаний электрооборудования: РД 34.45-51.300-97".

7. Причины каждого повреждения кабельной линии должны быть тщательно проанализированы с участием представителей ОАО "Фирма ОРГРЭС", предприятия-изготовителя и ВНИИКП с разработкой мероприятий по устранению аналогичных повреждений.

11.12. ОБ ИЗМЕНЕНИИ ТРЕБОВАНИЙ гл. 2.3 "КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 220 кВ" "ПРАВИЛ УСТРОЙСТВА ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК" (ПУЭ), ШЕСТОЕ ИЗДАНИЕ, ПЕРЕРАБОТАННОЕ И ДОПОЛНЕННОЕ

Для накопления опыта эксплуатации кабельных линий, проложенных в траншеях с применением сигнальных пластмассовых лент взамен кирпича, для отдельных энергосистем и некоторых промышленных предприятий согласовывалась возможность применения указанных лент при прокладке кабельных линий до 20 кВ. Опыт эксплуатации этих кабельных линий не выявил каких-либо отрицательных последствий замены кирпича сигнальной пластмассовой лентой.

Для упорядочения применения сигнальных пластмассовых лент разработаны технические требования на сигнальную ленту (приложение 11.6), которыми следует руководствоваться при выборе ее технических характеристик.

В целях расширения области применения сигнальных пластмассовых лент при прокладке кабельных линий в траншеях, с учетом требований СНиП 3.05.06-85 "Электротехнические устройства", регламентирующих применение сигнальной ленты, решено внести изменения в гл. 2.3 "Кабельные линии напряжением до 220 кВ" ПУЭ, дополнив п. 2.3.83 в конце текстом:

"Для линий до 20 кВ, кроме линий выше 1 кВ, питающих электроприемники I категории (по местным условиям при согласии владельца линии возможно расширение области применения сигнальных лент), допускается в траншеях с количеством кабельных линий не более 6 применять вместо кирпича сигнальные пластмассовые ленты, удовлетворяющие техническим требованиям, утвержденным в установленном порядке. Не допускается применение сигнальных лент в местах пересечений кабельных линий с инженерными коммуникациями и над кабельными муфтами на

расстоянии по 2 м в каждую сторону от пересекаемой коммуникации или муфты, а также на подходах линий к распределительным устройствам и подстанциям в радиусе 5 м.

Сигнальная лента должна укладываться в траншее над кабелями на расстоянии 250 мм от их наружных покровов. При расположении в траншее одного кабеля лента должна укладываться по оси кабеля, при большем количестве кабелей края ленты должны выступать за крайние кабели не менее чем на 50 мм. При укладке по ширине траншеи более одной ленты смежные ленты должны прокладываться с нахлестом шириной не менее 50 мм.

При применении сигнальной ленты прокладка кабелей в траншее с устройством подушки для кабелей, присыпка кабелей первым слоем земли и укладка ленты, включая присыпку ленты слоем земли по всей длине, должны производиться в присутствии представителя электромонтажной организации и владельца электросетей".

Приложение 11.6

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ НА СИГНАЛЬНУЮ ЛЕНТУ ДЛЯ ПРОКЛАДКИ С КАБЕЛЬНЫМИ ЛИНИЯМИ В ТРАНШЕЯХ

Сигнальная лента предназначается для предупреждения о наличии кабельной линии при производстве земляных работ в зоне кабельной линии.

Сигнальная лента должна удовлетворять следующим требованиям:

Ширина ленты ..... 150; 200 мм
Толщина ленты ..... 0,6 – 1,0 мм
Прочность ленты при разрыве ..... 15,0 МПа (150 кгс/см^2)
Температура хрупкости ленты ..... Не выше минус 30°С
Относительное удлинение материала
ленты при разрыве ..... Не менее 200% в исходном состоянии
Срок службы ..... Не менее 30 лет

Материал ленты – полиэтилен, поливинилхлорид, стойкие к воздействию масла, бензина, кислоты, щелочи, почвенных бактерий.

Климатическое исполнение ленты – категория У1 по ГОСТ 15150-69 для прокладки в земле.

Цвет ленты – красный.

Особые признаки – по длине ленты должны быть нанесены четкие надписи "Осторожно! кабель" с интервалом между надписями не более 500 мм. Высота букв – не менее 20 мм. Устойчивость надписей к сухому и мокрому трению – не менее 4 баллов по ГОСТ 97335-83. Срок службы надписей – не менее 30 лет.

11.13. О КОНТРОЛЕ СОСТОЯНИЯ МАСЛА МН-4 В МАСЛОНАПОЛНЕННЫХ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЯХ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ НА НАПРЯЖЕНИЕ 110-220 кВ

В ряде энергосистем имели место многочисленные случаи быстрого роста tgδ масла МН-4 в маслонаполненных кабельных линиях низкого давления на напряжение 110-220 кВ. Так, в ЛКС Ленэнерго за период с 1976 г. было выявлено 20 кабельных линий, в которых значение tgδ проб масла из концевых муфт, измеренное по методике ГОСТ 6581-75, достигало 10—20% после 1—3 лет эксплуатации. В 1989 г. из 500 проб масла, отобранных из различных кабельных линий, у 100 проб значение tgδ в несколько раз превышало норму.

Согласно разд. 3 "Инструкции по эксплуатации силовых кабельных линий. Часть 2. Кабельные линии напряжением 110-500 кВ" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1980) при высоком значении tgδ проб масла необходим внеплановый вывод кабельных линий из работы и замена масла.

В то же время у большей части проб значения электрической прочности, кислотного числа и степень дегазации соответствовали предъявляемым нормам, а значение tgδ имело тенденцию к снижению при нагреве, после которого оно соответствовало предъявляемым нормам. Аналогичные явления наблюдались также в АО "Мосэнерго" и других энергосистемах.

Учитывая результаты испытаний, выполненных в НИИПТ и в ЛКС Ленэнерго, и в целях исключения технически не обоснованных работ по замене масла в кабельных линиях низкого давления предлагается до пересмотра вышеприведенной Инструкции при измерений tgδ проб масла МН-4 из маслонаполненных кабельных линий низкого давления в процессе эксплуатации руководствоваться следующим.

Если значения электрической прочности, кислотного числа и степень дегазации масла МН-4 соответствуют предъявляемым нормам, а значение tgδ, измеренное по методике ГОСТ 6581-75, превышает значения, указанные в таблице 3.2 Инструкции, пробу масла дополнительно выдерживают при температуре 100°С в течение 2 ч, периодически измеряя tgδ.

При уменьшении значения tgδ проба масла выдерживается при температуре 100°С до получения установившегося значения tgδ, которое принимается за контрольное значение.

Перечень
документов по тематике раздела 11 "Кабельные линии", включенных в СРМ-92, а также изданных с 01.01.1990 г. по 31.12.2000 г.

Номер параграфа СРМ-92 и вид других документов, изданных после 01.01.1990 г.	Наименование параграфа, документа	Состояние на 01.10.2001 г. (включен или не включен в СРМ-2000)	Примечание
11.1	О предотвращении коррозионного разрушения алюминиевых оболочек кабелей в местах, примыкающих к соединительным муфтам, расположенным в земле	Включен в п. 11.1 СРМ-2000	Переработан
11.2	Об опрессовке соединений алюминиевых жил силовых кабелей	Аннулируется	Утратил силу
11.3	О применении эпоксидных соединительных муфт усовершенствованной конструкции типа СЭпу(СЭ)	Аннулируется	Утратил силу
11.4	Об усилении контроля за состоянием абонентских силовых кабелей, проложенных в кабельных сооружениях энергосистем	Включен в п. 11.2 СРМ-2000	Переработан
11.5	О применении силовых кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение 6 и 10 кВ	Не включен в СРМ-2000	Заменен на Ц-04-98(э)
11.6	Об ограничении применения концевых заделок в резиновых перчатках и поливинилхлоридных заделок	Аннулируется	Утратил силу
11.7	О защите соединительных муфт 6-10 кВ, монтируемых в колодцах, туннелях, каналах, коллекторах и на кабельных эстакадах	Включен в п. 11.4 СРМ-2000	Переработан
11.8	О применении кабелей марки ААШв для прокладки в туннелях и каналах электростанций и подстанций	Включен в п. 11.5 СРМ-2000	Без переработки
11.9	О прокладке силовых и контрольных кабелей в непроходных металлических коробах блочного исполнения внутри и вне зданий электростанций	Включен в п. 11.6 СРМ-2000	Переработан
11.10	О переводе кабельных линий 6 кВ на напряжение 10 кВ	Включен в п. 11.7 СРМ-2000	Переработан

Номер параграфа СРМ-92 и вид других документов, изданных после 01.01.1990 г.	Наименование параграфа, документа	Состояние на 01.10.2001 г. (включен или не включен в СРМ-2000)	Примечание
11.11	О применении глубоких металлических лотков для прокладки проводов и контрольных кабелей	Включен в п. 11.8 СРМ-2000	Переработан
11.12	Определение термической стойкости и предотвращение возгорания кабелей в сетях собственных нужд электростанций	Не включен в СРМ-2000	Заменен на Ц-02-98(э)
11.13	О применении на энергопредприятиях Минэнерго СССР новых типов масел и их смесей для маслонаполненных кабелей на напряжение 110-500 кВ	Включен в п. 11.10 СРМ-2000	Переработан
11.14	О применении на энергопредприятиях силовых кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение 110 кВ	Включен в п. 11.11 СРМ-2000	Переработан
11.15	О производстве и применении на объектах энергетического строительства электрических кабелей, не распространяющих горение	Не включен в СРМ-2000	Заменен на Ц-02-98(э)
Р № Э-4/90 от 10.06.90 г.	Об изменении требований гл. 2.3 «Кабельные линии напряжением до 220 кВ» «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ), шестое издание, переработанное и дополненное	Включен в п. 11.12 СРМ-2000	Без переработки
Р № ЭС-3/90 от 29.03.90 г.	О контроле состояния масла МН-4 в маслонаполненных кабельных линиях низкого давления на напряжение 110-220 кВ	Включен в п. 11.13 СРМ-2000	Без переработки
Ц-04-98(э)	О применении кабелей с пластмассовой изоляцией	Включен в п. 11.3 СРМ-2000	Новый документ
Ц-02-98(э)	О проверке кабелей на невозгорание при воздействии тока короткого замыкания	Включен в п. 11.9 СРМ-2000	Новый документ

СОДЕРЖАНИЕ

Часть 2

Введение 3

Раздел 7. ТРАНСФОРМАТОРЫ 5

7.1. О предупреждении отказов переключающих устройств ЗРНОА-110/1000 5

7.2. О предотвращении упуска масла из трансформаторов (реакторов) через предохранительные клапаны 7

7.3. Об области применения и порядке смешения трансформаторных масел 10

Приложение 7.1. Краткие сведения о применяемых в энергетике трансформаторных маслах 14

7.4. Об измерениях сопротивления КЗ трансформаторов 19

Приложение 7.2 Методика измерения сопротивления КЗ силовых трансформаторов 20

7.5. Об изменении требований пп. 6.11 и 6.20.4 "Объема и норм испытаний электрооборудования" к трансформаторам серии ТМ 6-10 кВ мощностью до 1000 кВ·А включительно распределительных электрических сетей 26

7.6. О снижении числа опасных воздействий токов КЗ на обмотки автотрансформаторов 220-500 кВ 27

Перечень документов по тематике раздела 7 "Трансформаторы", включенных в СРМ-92, а также изданных с 01.01.1990 г. по 31.12.2000 г. 30

Раздел 8. ВЫКЛЮЧАТЕЛИ И ПРИВОДЫ 32

8.1. О правилах устройства и эксплуатации компрессорных установок 32

8.2. О допустимых давлениях сжатого воздуха в воздухосборниках 32

8.3. Масла и консистентные смазки для выключателей 33

8.4. Об испытании выключателей высокого напряжения с пружинными приводами ПП-67 (ПП-67К) на включающую способность 33

8.5. О повышении надежности работы контактов выключателей ВТ-35 и ВТД-35 34

8.6. О повышении надежности приводов ШПЭ-44 36

Приложение 8.1. Технические мероприятия по повышению надежности приводов ШПЭ-44 37

8.7. О предупреждении отказов пневматических приводов ШПВ-45П и ШПВ-46П выключателей 41

8.8. О запрещении демонтажа блок-контактов блокировки от многократных включений масляных баковых выключателей 35-220 кВ НПО "Уралэлектротяжмаш" 42

8.9. Порядок обслуживания резервуаров выключателей 42

8.10. О предупреждении отказов маломасляных выключателей серии ВМТ (Ц-02-91(э)) 43

Приложение 8.2. Мероприятия по устранению причин отказов маломасляных выключателей серии ВМТ (Ц-02-91(э)) 43

Приложение 8.3. Перечень документов по эксплуатации выключателей серии ВМТ 51

8.11. О предупреждении перекрытий полимерной изоляции воздушных выключателей (Ц-03-91(э)) 52

Приложение 8.4. Указания по хранению, контролю и сушке стеклопластиковых воздухопроводов и тяг 53

8.12. О модернизации схем управления воздушных выключателей ВЛ 330-750 кВ для предотвращения их отказов в цикле ОАПВ (Ц-02-2001 от 5 ноября 2001 г.) 55

Перечень документов по тематике раздела 8 "Выключатели и приводы", включенных в СРМ-92, а также изданных с 01.01.1990 г. по 31.12.2000 г. 56

Раздел 9. АППАРАТУРА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ 57

9.1. О применении в электроустановках напряжением выше 1000 В стационарных заземляющих ножей и их блокировке 57

9.2. Об отключении и включении отделителями и разъединителями ненагруженных трансформаторов, автотрансформаторов, линий электропередачи и систем шин 59

9.3. О предупреждении поломок опорно-стержневых изоляторов разъединителей 110-220 кВ (Ц-01-01(э) от 14.05.2001 г.) 65

Приложение 9.1. Прибор контроля усилия нажатия ПКСН-1 76

Приложение 9.2. Сведения о механических повреждениях фарфоровых изоляторов в эксплуатации, в том числе в составе разъединителей 77

9.4. О предотвращении нарушения работоспособности разъединителей 500 кВ при больших ветровых нагрузках (Ц-02-90(э)) 78

Приложение 9.3. Рекомендации по установке упорных болтов на разъединителях РНДЗ-500 78

9.5. О защите от коммутационных перенапряжений при использовании вакуумных выключателей в сетях собственных нужд 6 кВ энергообъектов 83

9.6. О повышении надежности КРУ серии К-XXVI (Ц-04-91(э)) 86

9.7. О предупреждении отказов трансформаторов тока 330 кВ типов ТФКМ (ТФУМ) и ТРН (ТФРН) (Ц-01-92(э)) 89

9.8. О мерах по повышению надежности трансформатора тока ТФЗМ-500 (ТФНКД-500) 89

Приложение 9.4. Рекомендации по установке разрядника РВО-3 или ОПН-1-3 на трансформаторы тока ТФЗМ-500Б-1 У1, ТФЗМ-500Б-П У1, ТФЗМ-500А-П Т1, ТФЗМ-500Б-П Т1 (ТФНКД-500П, ТФНКД-500Т) 90

Приложение 9.5. Программа испытаний каскадного трансформатора тока ТФЗМ-500 (ТФНКД-500) перед подключением к выводам его промежуточной ступени вентильного разрядника РВО-3 92

9.9. Об испытаниях трансформаторов тока ТФРМ 330-750 кВ перед вводом в эксплуатацию после длительного хранения (Ц-03-2001 от 23.10.01) 94

Приложение 9.6. Программа испытаний трансформаторов тока ТФРМ 330-750 кВ перед вводом в эксплуатацию после длительного хранения 95

9.10. О повышении надежности трансформаторов напряжения серии НКФ (Ц-07-88(э) от 11.10.88 г.) 98

9.11. О допустимых эксплуатационных повышениях напряжения промышленной частоты на электрооборудовании 500-750 кВ РАО "ЕЭС России" (Ц-01-95(э) от 15.03.95) 99

9.12. О предотвращении изломов проводов ПА-500 и ПА-640 на спусках к аппаратам высокого напряжения 101

Перечень документов по тематике раздела 9 "Аппаратура распределительных устройств

электростанций и подстанций", включенных в СРМ-92, а также изданных с 01.01.1990 г. по 31.12.2000 г. 105

Раздел 10. ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 107

10.1. Об оформлении с министерством путей сообщения условий прохождения линий электропередачи по железнодорожным мостам 107

10.2. Об установке (нанесении) плакатов на опоры воздушных линий электропередачи в местах их пересечения и сближения с кабельными линиями связи 107

10.3. О повышении надежности ВЛ 6-10 кВ на опорах с железобетонными стойками 108

10.4. О внесении изменений в "Типовую инструкцию по сварке неизолированных проводов с помощью термитных патронов (Р № Э-6/84) 109

10.5. О запрещении применения гасителей вибрации проводов с грузами в форме укороченного стакана (ПЦ № Ц-08-86(э)) 110

10.6. О недопустимости ввода в эксплуатацию ВЛ, сооруженных с нарушением требований СНиП (ПЦ № Ц-03-88(э)) 110

10.7. О взаимоотношениях с оперативным персоналом при проведении ремонтных работ под напряжением на ВЛ 220-1150 кВ (Р № ЭС-1/90) 111

10.8. О допустимости снятия с ВЛ 110-220 кВ грозозащитных тросов (Р № Э-1/94) 112

10.9. О применении типовых железобетонных опор ВЛ 35-220 кВ в тяжелых климатических условиях (Р № 11-02-01 от 23.01.95) 114

10.10. О нормах отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ (Р № 11-02 от 24.01.95) 116

Перечень документов по тематике раздела 10 "Воздушные линии электропередачи", включенных в СРМ-92, а также изданных с 01.01.1990 г. по 31.12.2000 г. 118

Раздел 11. КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ 120

11.1. О предотвращении коррозионного разрушения алюминиевых оболочек кабелей в местах, примыкающих к соединительным муфтам, расположенным в земле 120

11.2. Об усилении контроля за состоянием абонентских силовых кабелей, проложенных в кабельных сооружениях энергосистем 121

11.3. О применении кабелей с пластмассовой изоляцией (Ц-04-98(э)) 122

11.4. О защите соединительных муфт 6-10 кВ, монтируемых в колодцах, туннелях, каналах, коллекторах и на кабельных эстакадах 124

11.5. О применении кабелей марки ААШв для прокладки в туннелях и каналах электростанций и подстанций 125

Приложение 11.1. Ремонт поливинилхлоридной оболочки 127

11.6. О прокладке силовых и контрольных кабелей в непроходных металлических коробах блочного исполнения внутри и вне зданий электростанций 130

11.7. О переводе кабельных линий 6 кВ на напряжение 10 кВ 131

Приложение 11.2. Определение степени старения и износа изоляции 134

Приложение 11.3. Рекомендации по составу проекта перевода кабельных линий 6 кВ на напряжение 10 кВ 135

11.8. О применении глубоких металлических лотков для прокладки проводов и контрольных кабелей 136

11.9. О проверке кабелей на невозгорание при воздействии тока короткого замыкания (Ц-02-98(э)) 137

Приложение 11.4. Определение температуры нагрева жил кабеля током КЗ 139

Приложение 11.5. Расчет токов короткого замыкания и тепловых импульсов 142

11.10. О применении на энергопредприятиях новых типов масел и их смесей для маслонаполненных кабелей на напряжение 110-500 кВ 145

11.11. О применении на энергопредприятиях силовых кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение 110 кВ 146

11.12. Об изменении требований гл. 2.3 "Кабельные линии напряжением до 220 кВ" "Правил устройства электроустановок" (ПУЭ), шестое издание, переработанное и дополненное (Р № Э-4/90) 148

Приложение 11.6. Технические требования на сигнальную ленту для прокладки с кабельными линиями в траншеях 149

11.13. О контроле состояния масла МН-4 в маслонаполненных кабельных линиях низкого давления на напряжение 110-220 кВ (Р № ЭС-3/90) 150

Перечень документов по тематике раздела 11 "Кабельные линии", включенных в СРМ-92, а также изданных с 01.01.1990 г. по 31.12.2000 г. 151

Сборник распорядительных материалов по эксплуатации энергосистем. Электротехническая часть

Издание пятое, переработанное и дополненное. Часть 2

Издательство: Производственная служба передового опыта эксплуатации энергопредприятий
ОРГРЭС

Лицензия № 040998 от 27.08.99 г.
107023, Москва, Семеновский пер., д. 15
Тел./факс: (095) 360-14-35

Подписано в печать 11.11.2002 г.
Печать офсетная. Тираж 1000 экз. Заказ №4739

Отпечатано в ОАО «Типография «Новости»
107005, Москва, ул. Ф. Энгельса, 46

gost.e-ecolog.ru