

БАКАЛАВРИАТ

Н.В. Грунтович

МОНТАЖ, НАЛАДКА
И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ



ВЫСШЕЕ ОБРАЗОВАНИЕ – БАКАЛАВРИАТ

серия основана в 1996 г.



Н.В. ГРУНТОВИЧ

МОНТАЖ, НАЛАДКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

*Допущено
Министерством образования Республики Беларусь
в качестве учебного пособия для студентов
учреждений высшего образования
по электротехническим и энергетическим
специальностям*

Минск
«Новое знание»

Москва
«ИНФРА-М»

2013

УДК 621.313(075.8)
ББК 31.26-08я73
Г90

Рецензенты:

кафедра «Электроснабжение» Белорусского национального технического университета;
доцент кафедры «Электропривод и автоматизация промышленных установок» Белорусско-Российского университета, кандидат технических наук
В.А. Селиванов

Грунтович, Н.В.
Г90 Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования : учеб. пособие / Н.В. Грунтович. — Минск : Новое знание ; М. : ИНФРА-М, 2013. — 271 с. : ил. — (Высшее образование: Бакалавриат).

ISBN 978-985-475-576-2 (Новое знание)

ISBN 978-5-16-006952-4 (ИНФРА-М)

Изложены основные понятия теории технической диагностики электрооборудования, системы его технического обслуживания и ремонта. Рассмотрены приборы и методы технического диагностирования электрических машин, трансформаторов и кабелей. Описаны способы и организация ремонта электрических машин, трансформаторов, монтажа и эксплуатации коммутационной аппаратуры, воздушных линий электропередач.

Для студентов, магистрантов и аспирантов энергетических специальностей вузов. Может быть полезно специалистам-энергетикам, занимающимся эксплуатацией и ремонтом электрооборудования.

УДК 621.313(075.8)
ББК 31.26-08я73

ISBN 978-985-475-576-2 (Новое знание)
ISBN 978-5-16-006952-4 (ИНФРА-М)

© Грунтович Н.В., 2013
© ООО «Новое знание», 2013

Оглавление

Предисловие	7
Список основных сокращений	9
Глава 1. Основные понятия и определения	10
1.1. Жизненный цикл электрооборудования предприятий	10
1.2. Надежность в технике	12
1.3. Факторы, влияющие на количество отказов оборудования после ремонта.....	17
1.4. Организация и производство электромонтажных работ	20
<i>Вопросы и задания для самоконтроля</i>	21
Глава 2. Система технического обслуживания и ремонта электрооборудования	22
2.1. Общие положения	22
2.2. Виды и методы технического обслуживания и ремонта.....	23
<i>Вопросы и задания для самоконтроля</i>	25
Глава 3. Виды обеспечения СТОиР оборудования	26
3.1. Информационное обеспечение	26
3.2. Материально-техническое обеспечение ТО и ремонта	27
3.3. Функционирование СТОиР изделий.....	28
3.4. Структура службы главного энергетика	31
<i>Вопросы и задания для самоконтроля</i>	32
Глава 4. Монтаж воздушных линий электропередачи	33
4.1. Подготовительные работы по монтажу воздушных линий	33
4.2. Раскатка и соединение проводов и тросов.....	36
<i>Вопросы и задания для самоконтроля</i>	40
Глава 5. Система технического диагностирования электрооборудования	41
5.1. Виды старения оборудования	41
5.2. Общие понятия и определения.....	42
5.3. Задачи технического диагностирования в СТОиР.....	44
<i>Вопросы и задания для самоконтроля</i>	49
Глава 6. Физические основы вибрации	50
6.1. Основные параметры вибрации	50
6.2. Относительные единицы вибрации	52
6.3. Характеристики спектра вибрации	53
<i>Вопросы и задания для самоконтроля</i>	55

Глава 7. Магнитная вибрация электрических машин	56
7.1. Эксплуатационные причины увеличения магнитных вибраций асинхронных двигателей.....	56
7.2. Магнитные поля и силы в асинхронных машинах при эксцентриситете.....	57
7.3. Влияние магнитного насыщения на вибрацию.....	63
7.4. Магнитная вибрация при несимметрии на стороне статора.....	66
7.5. Магнитная вибрация при несимметрии на стороне ротора.....	75
<i>Вопросы и задания для самоконтроля</i>	80
Глава 8. Приборы вибродиагностирования	81
8.1. Аналоговые виброанализаторы.....	81
8.2. Виброанализаторы на основе микропроцессорных устройств.....	83
8.3. Компьютерные системы вибродиагностирования.....	87
<i>Вопросы и задания для самоконтроля</i>	91
Глава 9. Приборы технического диагностирования изоляции электрооборудования	92
9.1. Приборы диагностирования изоляции обмоток статора электрических машин.....	92
9.2. Диагностирование дефектов ротора электрических машин.....	98
<i>Вопросы и задания для самоконтроля</i>	99
Глава 10. Вибродиагностирование электрических машин	100
10.1. Типовые дефекты подшипников качения.....	100
10.2. Вычисление частот вибрации подшипников качения.....	102
10.3. Обозначение подшипников качения.....	107
10.4. Выбор предельного уровня вибрации оборудования.....	108
<i>Вопросы и задания для самоконтроля</i>	111
Глава 11. Ремонт электрических машин	112
11.1. Дефектация электрических машин на основе комплексного диагностирования.....	112
11.2. Технологический процесс ремонта электрических машин.....	115
11.3. Организация замены и ремонт подшипников качения.....	118
11.4. Ремонт подшипников скольжения.....	120
11.5. Ремонт обмотки статора.....	122
11.6. Сушка изоляции электрических машин.....	125
11.7. Ремонт обмотки ротора и коллектора.....	127
11.8. Ремонт коробки выводов.....	130
11.9. Испытание электрических машин после ремонта.....	131
11.10. Конструкционные материалы.....	133
<i>Вопросы и задания для самоконтроля</i>	138

Глава 12. Монтаж и эксплуатация кабелей	139
12.1. Монтаж кабельных линий напряжением до 10 кВ	139
12.2. Способы прогрева и прокладки кабелей	140
12.3. Классификация и область применения кабельных муфт и заделок ..	143
12.4. Прокладка кабеля внутри зданий	145
12.5. Монтаж муфт и концевых заделок	147
12.6. Методы испытания изоляции кабелей	159
<i>Вопросы и задания для самоконтроля</i>	164
Глава 13. Техническое диагностирование кабелей	165
13.1. Планово-профилактические испытания	165
13.2. Метод измерения и локации частичных разрядов в кабельных линиях	167
13.3. Метод измерения и анализа возвратного напряжения в изоляции кабелей	171
13.4. Методы определения мест повреждений кабельных линий	176
13.5. Профилактические испытания кабельных линий	179
<i>Вопросы и задания для самоконтроля</i>	180
Глава 14. Монтаж внутренних электрических сетей электропроводки в трубах	181
14.1. Области применения и выбор труб	181
14.2. Общие правила монтажа труб для электропроводок	184
14.3. Технология монтажа стальных труб и электропроводок в трубах	190
<i>Вопросы и задания для самоконтроля</i>	195
Глава 15. Эксплуатация и ремонт трансформаторов	196
15.1. Экспертная система технического диагностирования трансформаторов на напряжение 110–330 кВ	196
15.2. Монтаж электрооборудования трансформаторных подстанций	205
15.3. Ревизия оборудования комплектных трансформаторных подстанций	207
15.4. Технология строительно-монтажных работ	209
15.5. Технология испытаний трансформаторов после монтажа	213
15.6. Эксплуатация трансформаторных подстанций	218
15.7. Сушка трансформаторов	225
<i>Вопросы и задания для самоконтроля</i>	230
Глава 16. Монтаж коммутационных и грозозащитных аппаратов, разрядников и проходных изоляторов	231
16.1. Монтаж разъединителей	231
16.2. Монтаж выключателей нагрузки	233
16.3. Монтаж масляных выключателей	234

16.4. Монтаж опорных и проходных изоляторов.....	235
16.5. Монтаж шин.....	235
16.6. Монтаж токоограничивающих и грозозащитных аппаратов	238
16.7. Монтаж разрядников.....	240
16.8. Ремонт пускорегулирующей аппаратуры.....	241
<i>Вопросы и задания для самоконтроля.....</i>	<i>251</i>
Глава 17. Эксплуатация воздушных линий электропередачи.....	252
17.1. Эксплуатация воздушных линий электропередачи напряжением до 10 кВ.....	252
17.2. Осмотр воздушных линий.....	253
17.3. Эксплуатация воздушных линий напряжением 0,38 кВ с самонесущими изолированными проводами	255
17.4. Профилактические испытания воздушных линий	257
17.5. Конструкция, защита и заземление воздушных линий электропередачи с изолированными проводами.....	259
<i>Вопросы и задания для самоконтроля</i>	<i>261</i>
Заключение	262
<i>Приложение. Арматура для крепления проводов и тросов ВЛ.....</i>	<i>263</i>
Рекомендуемая литература	270

Предисловие

За прошедшие полвека усилия целой плеяды ученых и инженеров были направлены на совершенствование системы технического обслуживания и ремонта (СТОиР) различного оборудования. С развитием теории надежности [11] одновременно решалась задача применения теории вероятности для технического диагностирования различных систем [7, 14]. В 1970–1980-е годы были проведены масштабные исследования в США и Швеции, которые показали, что только для 8–23 % отказов их интенсивность растет с наработкой. Стало очевидно, что для 77–92 % отказов бессмысленно определять время ремонта по величине наработки [6]. До сих пор на большинстве промышленных предприятий текущий и капитальный ремонты проводятся по регламенту согласно наработке оборудования. В книге И. А. Рябинина «Надежность и безопасность структурно-сложных систем» [10] отмечается, что для обеспечения надежности и безопасности функционирования сложных систем необходимо развивать научные основы новых методов и технических средств комплексной оперативной диагностики аварийных ситуаций. Автор данного учебного пособия более 40 лет занимался теорией и практикой технической диагностики электрических машин, трансформаторов, кабелей, насосов, редукторов, компрессоров. После анализа статистических отказов подшипников качения и разработки диагностической модели в 90-е годы прошлого века была создана компьютерная программа для технического диагностирования подшипников перед установкой на механизм. Потребовалось более 10 лет для реализации данной идеи на отдельных предприятиях нашей республики с применением российского оборудования. Одновременно была разработана методика оценки степени износа изоляции высоковольтного оборудования по изменению тангенса угла диэлектрических потерь, интенсивности частичных разрядов в изоляции, коэффициента микропористости. Следует отметить, что на многих предприятиях по-прежнему проводят высоковольтные испытания для оценки степени износа изоляции. Известно, что каждое высоковольтное испытание сокращает срок службы изоляции. По этой причине МЭК запрещает проводить испытание изоляции постоянным током из-за возникновения частичных разрядов, которые весьма опасны для электрической изоляции. Многолетний опыт в области технической диагностики позволил автору сформулировать методологические принципы управления старе-

нием энергооборудования на основе технического диагностирования и современных методов ремонта.

Целью изучения дисциплины «Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования» является теоретическая и практическая подготовка студентов к самостоятельной творческой деятельности по техническому обслуживанию и ремонту электрооборудования на базе современных технологий.

В основу организации ремонта положены методы технической диагностики электрических машин, трансформаторов и кабелей. Это позволит выпускникам университетов в своей практической деятельности обеспечить ремонт электрооборудования по фактическому состоянию. Активное использование технического диагностирования в процессе эксплуатации дает возможность минимизировать затраты на ремонт, обеспечить высокому надежности и энергоэффективности электрооборудования.

Большой износ оборудования, увеличение нагрузок, повышение «цены отказа», возросшие требования по обеспечению безопасности эксплуатации электроустановок, проблемы квалификации обслуживающего персонала значительно увеличили значимость технической диагностики.

Создание системы технического обслуживания и ремонта на основе технического диагностирования связано с решением ряда взаимосвязанных задач:

- изучение объектов с целью определения диагностических параметров;
- составление диагностической модели;
- разработка алгоритмов определения технического состояния;
- выбор средств измерений.

Порядок изложения материала учебного пособия соответствует указанной последовательности.

Автор выражает признательность рецензентам — кандидату технических наук, доценту В.А. Селиванову, кандидату технических наук, доценту Г.С. Леневскому (Белорусско-Российский университет, г. Могилев), кандидату технических наук, доценту В.Б. Козловской, кандидату технических наук, доценту А.А. Гончар, кандидату технических наук А.В. Горностаю (БНУ, г. Минск), а также О.Д. Морозовой, оказавшей большую помощь в компьютерной обработке материала. Особую благодарность автор выражает кандидату технических наук, доценту К.П. Путилину за содействие в написании гл. 7.

Автор с благодарностью примет все замечания и предложения, которые просит направлять на адрес издательства.

Список основных сокращений

- АД — асинхронный двигатель
- АРМ — автоматизированное рабочее место
- БД — банк данных
- ВЛ — воздушная линия электропередачи
- ВЛИ — воздушная линия электропередачи с изолированными проводами
- ВН — высокое напряжение
- ГПП — главная понижающая подстанция
- ЕСКД — Единая система конструкторской документации
- ЕСППР — Единая система планово-предупредительных ремонтов
- ЕСТД — Единая система технологической документации
- КЛ — кабельная линия электропередачи
- КПД — коэффициент полезного действия
- КТП — комплектная трансформаторная подстанция
- ЛАТР — линейный автоматический трансформатор
- МДС — магнитодвижущая сила
- МТО — материально-техническое обеспечение
- МЭЗ — мастерская электромонтажных заготовок
- МЭК — Международная электротехническая комиссия
- НН — низкое напряжение
- НТД — нормативно-техническая документация
- ОПН — ограничитель перенапряжения
- ПТБ — Правила техники безопасности
- ПТЭ — Правила технической эксплуатации
- ПУЭ — Правила устройства и эксплуатации
- РПН — регулятор под напряжением
- РУ — распределительное устройство
- СГЭ — служба главного энергетика
- СИП — самонесущий изолированный провод
- СН — среднее напряжение
- СНиП — Строительные нормы и правила
- СПУ — статическое преобразовательное устройство
- СТОиР — Система технического обслуживания и ремонта
- ТО — техническое обслуживание
- ТП — трансформаторная подстанция
- ТЭР — топливно-энергетические ресурсы
- ЧР — частичный разряд



ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

1.1. Жизненный цикл электрооборудования предприятий



Эксплуатация электрооборудования имеет свои жизненные циклы (рис. 1.1, 1.2):

- применение оборудования по прямому назначению согласно технологическому регламенту;
- планово-предупредительные осмотры и ремонты (ежесменные, ежесуточные, ежемесячные и трехмесячные);
- текущий ремонт согласно системе технического обслуживания и ремонта (СТОиР);
- капитальный ремонт согласно СТОиР.

Поскольку на многих предприятиях интенсивно проводится модернизация, то электрооборудование должно закупаться с учетом следующих характеристик: энергетическая эффективность, живучесть и безопасность.

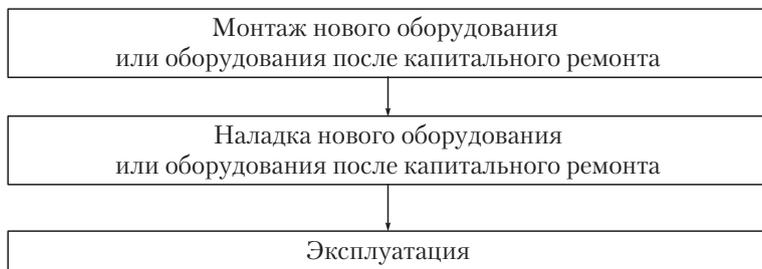


Рис. 1.1. Жизненный цикл электрооборудования

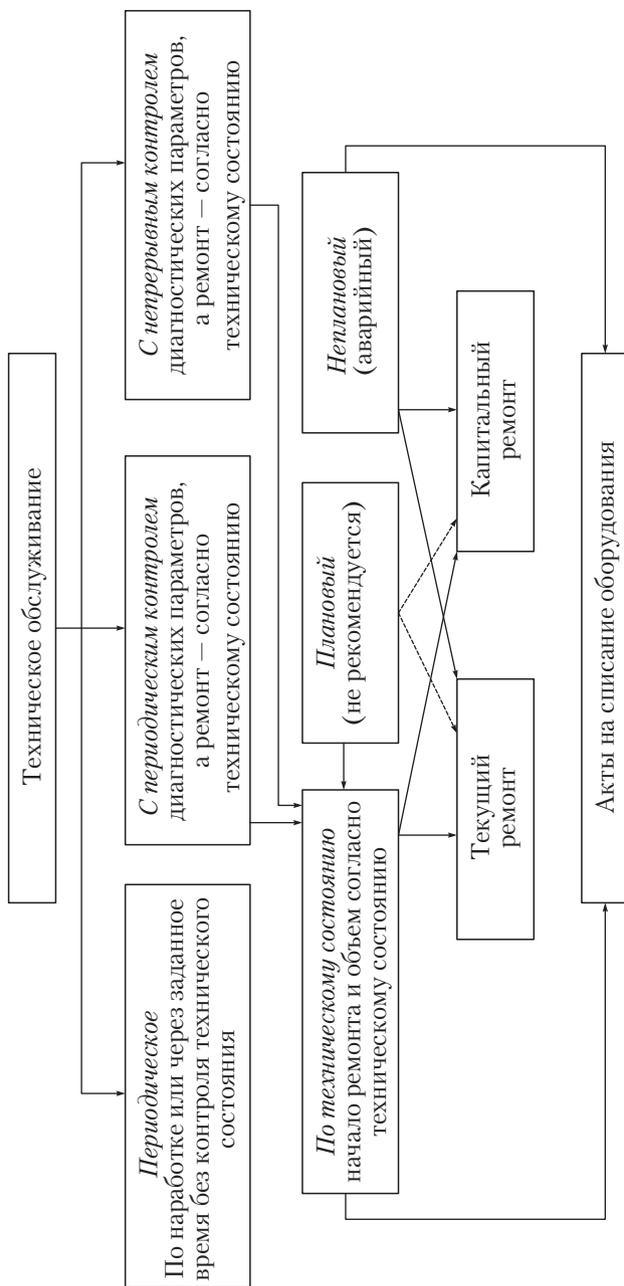


Рис. 1.2. Жизненный цикл электрооборудования во время эксплуатации

К основным показателям энергетической эффективности относятся:

- экономичность потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) при производстве продукции;
- энергетическая эффективность передачи (хранения) ТЭР;
- энергоемкость производства продукции.

Например, показателем экономичности энергопотребления насосов и электрических машин является коэффициент полезного действия (КПД). В качестве показателя экономичности энергопотребления для бытовых холодильников может быть принят расход электроэнергии за одни сутки, который необходим для поддержания средней температуры в холодильной камере (например, $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$).



1.2. Надежность в технике

Основные понятия, термины и определения приведены в ГОСТ 27.002–89.

Надежность — свойство объекта сохранять заданные признаки, параметры, характеристики, выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях.

Живучесть — свойство объекта выполнять хотя бы установленный минимальный объем своих функций при внешних воздействиях, не предусмотренных условиями нормальной эксплуатации.

Под **внешними воздействиями** понимают пожары, разрыв паропроводов, трубопроводов холодной и горячей воды. Имеются специальные математические модели, основанные на теории графов, для оценки живучести электроэнергетических систем.

Безопасность — свойство объекта не допускать таких изменений своих состояний и свойств, а также не вызывать изменения состояний и свойств других связанных с ним объектов, которые были бы опасны для людей и (или) окружающей среды. Это свойство электрооборудования является обязательным для горно-химической промышленности.

К показателям надежности и эффективности оборудования относятся:

□ конструктивные отказы — отказы, возникающие по причине несовершенства или нарушения правил и норм проектирования и конструирования;

□ производственные отказы — отказы, возникающие по причине несовершенства или нарушения установленного процесса изготовления либо ремонта, выполненного на ремонтных предприятиях;

□ эксплуатационные отказы — отказы, возникающие по причине нарушения установленных правил и условий эксплуатации.

К основным критериям и показателям надежности относятся: безотказность, вероятность безотказной работы, вероятность отказа, вероятность восстановления рабочего состояния, внезапный отказ, постепенный отказ, время восстановления работоспособности, работоспособное состояние, долговечность, неработоспособное состояние, неисправное состояние, интенсивность отказов, глубина диагностирования, коэффициент готовности, коэффициент оперативной готовности, коэффициент технического использования, критерий придельного состояния, назначенный ресурс и срок службы, наработка на отказ, наработка между отказами, дефект, полный отказ, предельный износ, причина отказа, система управления надежностью, ремонтпригодность, среднее время восстановления работоспособности, средний срок службы, средняя наработка на отказ, эксплуатационное испытание на надежность.

Безотказность — свойство объекта непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени или наработка.

Долговечность — свойство объекта непрерывно сохранять работоспособное состояние до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта.

Замечание. Объект может перейти в предельное состояние, оставаясь работоспособным, но его дальнейшее применение по назначению станет недопустимым по требованиям безопасности, экономичности и эффективности. Еще говорят, что объект физически и морально устарел. Такая ситуация сложилась на многих предприятиях республики. Долговечность электрооборудования определяются техническим ресурсом и сроком службы.

Технический ресурс — это наработка оборудования от начала эксплуатации или от возобновления эксплуатации после ремонта до наступления придельного состояния.

Срок службы — календарная продолжительность эксплуатации оборудования от ее начала или возобновления после ремонта оборудования до наступления его предельного состояния.

Понятие «наработка» означает продолжительность работы оборудования в единицах времени или выполненную работу в киловатт-часах, тоннах и других единицах в зависимости от вида работы, выполняемой оборудованием.

Ремонтопригодность — свойство объекта, заключающееся в приспособленности к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем технического обслуживания и ремонта.

Замечание. Наряду с термином «ремонтопригодность» допускается дополнительно применять термины «обслуживаемость», «контролепригодность», «приспособленность к диагностированию», «эксплуатационная технологичность».

Работоспособное состояние — это состояние объекта, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической (НТД) и (или) проектно-конструкторской (ПКД) документации.

Неработоспособное состояние — состояние объекта, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствуют требованиям НТД и (или) ПКД.

Неисправное состояние — состояние объекта, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований НТД или ПКД.

Предельное состояние — состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

Критерий предельного состояния — признак или совокупность признаков предельного состояния объекта, установленные НТД или ПКД.

Замечание. В зависимости от условий эксплуатации и количества контролируемых диагностических параметров для одного и того же объекта могут быть установлены два и более критерия предельного состояния. Например, техническое состояние станционных синхронных генераторов с водородным охлаждением контролируется по уровню вибрации и содержанию газа в водороде. В свою очередь вибрация опор имеет два предельных значения по общему уровню: 7,1 и 11 мм/с. При достижении уровня вибрации

опоры 7,1 мм/с допускается работа генератора не более одного месяца, а при достижении уровня вибрации 11 мм/с срабатывает аварийная защита синхронного генератора.

Для трансформаторов главных понижающих подстанций (ГПП) на напряжение 110 кВ существует более десяти критериев предельного состояния: по уровню вибрации и частичных разрядов омического сопротивления обмоток каждой фазы, по содержанию газов в трансформаторном масле, по тангенсу угла диэлектрических потерь $\text{tg}\delta$ вводов на 110 кВ, по омическому сопротивлению контактов регулятора под напряжением (РПН) и т. д.

Дефект (повреждение) — событие, заключающееся в нарушении исправного состояния объекта при сохранении работоспособного состояния.

Отказ — событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния.

Постепенный отказ — отказ, возникающий в результате постепенного изменения значений одного или нескольких параметров объекта.

Внезапный отказ — отказ, характеризующийся скачкообразным изменением значений одного или нескольких параметров объекта.

Приведенные выше термины позволяют разделять отказы на две категории в зависимости от глубины диагностирования и от возможности прогнозировать момент наступления отказа.

Глубина диагностирования (глубина поиска отказа) — это характеристика, задаваемая указанием составной части объекта с точностью, до которой определяется место отказа (неисправности).

Например, во время измерения вибраций подшипниковой опоры с подшипником качения установлено, что общий уровень вибрации равен 5 мм/с, а это может быть предельным значением для данного механизма. Если провести частотный анализ спектра вибраций, то можно выявить следующие дефекты: износ и старение смазки; овальность вала или внутреннего кольца подшипника; наличие раковины на наружном и внутреннем кольцах и т. п.

Остаточный ресурс — суммарная наработка объекта от момента контроля его технического состояния до перехода в предельное состояние.

Интенсивность отказа — это отношение количества изделий, отказавших в единицу времени, к общему количеству изделий, исправно работающих в данный момент. Она обозначается $\lambda(t)$.

Интенсивность отказа есть не что иное, как отношение «скорости» изменения вероятности отказа изделия к вероятности безотказной работы изделия в данный момент:

$$\lambda(t) = \frac{dQ(t)/dt}{R(t)}.$$

В терминах теории вероятностей $\lambda(t)$ есть плотность условной вероятности отказа в момент t при условии, что до этого момента изделие работало безотказно (рис. 1.3).

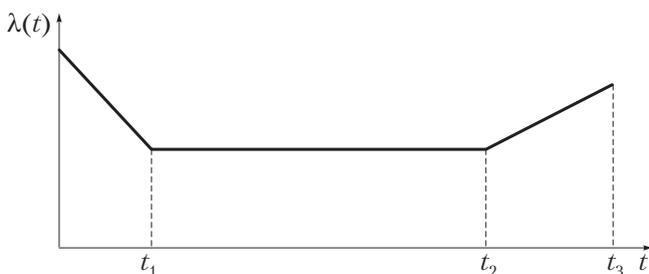


Рис. 1.3. Интенсивность отказов для трех периодов работы электрооборудования без применения технического диагностирования

Практикой эксплуатации электрических машин установлено три периода, характеризующихся различной интенсивностью отказов. В первый период, называемый **приработкой**, выявляются скрытые дефекты (в основном технологического характера), не обнаруженные службой технического контроля завода-изготовителя. С течением времени эксплуатации машины — второй период — интенсивность отказов снижается и при $t_1 - t_2$ достигает некоторого постоянного значения. В этот период отказы происходят в основном из-за нарушения условий эксплуатации: перегрузка машины, изменение внешних факторов и т.п. Затем наступает третий период — **износа**, и отказы обусловлены главным образом старением изоляции, износом подшипников, коллектора, контактных колец.

В настоящее время на многих предприятиях Республики Беларусь оборудование находится на третьей стадии износа.

Многолетние наблюдения за эксплуатацией электрических машин и анализ причин их отказов показали следующее: в асинхронных двигателях 85...95 % всех отказов происходит вследствие вы-

хода из строя обмотки статора, 5...8 % — из-за выхода из строя подшипниковых узлов. В машинах постоянного тока 65 % всех отказов обусловлены из-за выхода из строя обмотки якоря, 15 — обмотки возбуждения, 9 — коллектора, 11 % — подшипников, а также по причине других механических повреждений [11]. При наличии на предприятии службы технического диагностирования указанные соотношения могут существенно измениться.

При анализе надежности часто используются приведенные ниже понятия.

Аппаратурная надежность — надежность, зависящая от технического состояния оборудования.

Функциональная надежность — возможность выполнения заданной функции либо комплексов функций.

Надежность системы человек — техника — показатель, зависящий от качества обслуживания оборудования (профессионализм персонала) и адаптируемости объекта к обслуживанию человеком.

К сожалению, на практике часто встречается ситуации, когда надежный объект из-за низкого профессионализма обслуживающего персонала становится ненадежным.

1.3. Факторы, влияющие на количество отказов оборудования после ремонта



На основе анализа аварий и катастроф в ядерной энергетике и авиации были сформулированы постулаты аварий.

1. Любой оператор имеет склонность к детерминизму и запаздыванию при обработке информации.

2. Для изменения принятого решения оператору требуется больше информации и времени, чем при принятии его.

3. Решения в системах управления, принятые на основании устаревшей информации, способствуют развитию аварий.

4. Надежность энергетической установки зависит от действий персонала.

5. Низкий профессионализм персонала неизбежно ведет к низкой организации производства.

6. Технологический риск возрастает при накоплении многочисленных неисправностей, сбоев в работе оборудования и персонала.

7. Отказ любого механизма, устройства может стать причиной крупной аварии.

8. Дальнейшее использование объекта вопреки сигналам защиты или их блокировка приводит к аварии.

9. Количество и виды конструктивных и технологических дефектов технических систем обратно пропорциональны глубине знаний о физических процессах, происходящих в этих системах.

10. Последовательность событий, приводящих к аварии, развивается по закону, который описывается порядковой функцией графа причинно-следственных связей.

Процессом технического обслуживания принято считать выполнение комплекса мероприятий по подготовке оборудования к применению. Диалектика научно-технического прогресса такова, что по мере автоматизации техники увеличивается значение технического обслуживания. При этом чем больше облегчается труд человека-оператора, тем с большими трудностями приходится сталкиваться при техническом обслуживании. Постоянно возрастает значение последствий несвоевременных или неправильных действий людей. В результате техническое обслуживание постепенно становится одним из главных факторов, определяющих эффективность автоматизированных систем.

Для выявления наиболее важных вопросов, на которых следует сосредоточить основное внимание, необходимо сравнить несколько факторов. Для этого могут быть использованы специальные графики нарушения процесса технического обслуживания и диаграммы относительности важности, получаемые методом экспертных оценок.

На рис. 1.4 приведена схема причинно-следственных связей повышенного потока отказов после профилактики. В зарубежных источниках такие схемы часто называют **схемами Исикавы**.

При построении причинно-следственных связей результат, называемый **характеристикой**, изображают центральной стрелкой. Явления, прямо или косвенно влияющие на характеристику, называют **факторами** и изображают в виде стрелок, направленных острием на центральную линию. Выделяют главные факторы, которые подразделяют на все более конкретные. Деление продолжается до тех пор, пока не станет ясно, какие меры нужно применять для изменения исследуемой характеристики. Правильность вы-

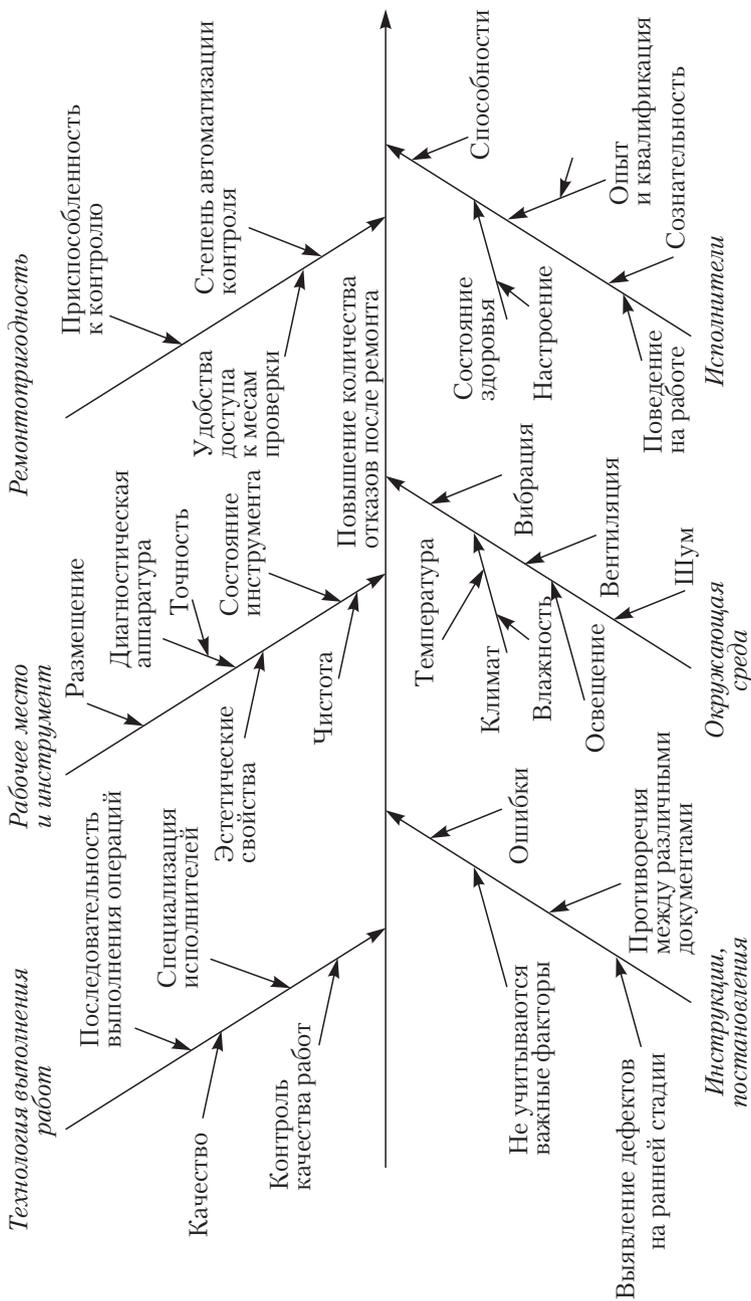


Рис. 1.4. Факторы, влияющие на качество ремонта электрооборудования

явления важнейших факторов, влияющих на характеристику, целесообразно проверить экспериментально.

При анализе связей причин (факторов) и следствий (характеристик) можно применять корреляционный анализ. Его используют тогда, когда сравниваемые величины являются непрерывными. Вычисляют значение коэффициента корреляции, по которому судят о наличии и величине связи.

Таким образом, факторы, возникающие в процессе эксплуатации (эксплуатационные факторы), могут по-разному влиять на надежность оборудования. Они снижают надежность работы технической системы и ее аппаратную надежность тогда, когда обслуживание оборудования проводится недостаточно квалифицированно либо режим его эксплуатации не соответствует режиму, установленному при проектировании. При высоком качестве обслуживания эксплуатационная надежность может повышаться по сравнению с прогнозируемой на этапе проектирования и производства.

Повышение эксплуатационной надежности электрооборудования осуществляется в следующих направлениях:

- адаптация техники к психофизиологическим особенностям человека-оператора в процессе ее проектирования (рациональное расположение приборов, обеспечение ремонтпригодности, создание диагностических приборов, учет требований к скорости реакций человека и т. д.);
- адаптация человека к техническим характеристикам машины (отбор операторов, обучение их выполнению операций обслуживания, а также проведению технического диагностирования);
- организация профессионального обслуживания;
- прогнозирование запасов изделий, материалов и принадлежностей.

1.4. Организация и производство электромонтажных работ



Электромонтажные работы выполняются в два этапа.

На первом этапе осуществляются подготовительные работы в мастерских электромонтажных заготовок (МЭЗ) и подготовительные работы непосредственно на монтажных объектах. В мас-

терских изготавливают и собирают из отдельных элементов укрупненные блоки: автоматы, щиты, заземление и т. п.

Непосредственно на монтажной площадке при определенной готовности строительных работ осуществляют:

- разметку и подготовку трасс электрических сетей и заземляющих устройств;
- закладку труб в фундаменты;
- контроль за созданием проемов, ниш, гнезд, необходимых для установки электрооборудования.

Замечание. В ходе подготовительных монтажных работ рекомендуется проводить диагностирование подшипников качения на специальном стенде и диагностирование электрических машин.

На втором этапе выполняют электромонтажные работы непосредственно на объекте. К таким работам относятся установка на подготовленные места электрооборудования и электроконструкций, прокладка по подготовленным трассам готовых элементов электропроводок, подключение электрических сетей к установленным электрическим машинам, аппаратам и приборам. До начала работ второго этапа должны быть закончены строительные и отделочные работы в электротехнических помещениях: в камерах трансформаторов, машинных залах, щитах и станциях управления.

Для повышения качества работ и производительности труда, снижения стоимости монтажа и сокращения сроков его выполнения необходимо применять современные средства механизации и автоматизации работ.

Вопросы и задания для самоконтроля

1. Назовите шесть причин, которые приводят к увеличению количества отказов после ремонта электрооборудования.
2. Может ли неисправный механизм быть работоспособным?
3. Каково различие между техническим ресурсом и сроком службы?
4. Что характеризуют понятия «надежность», «живучесть», «безопасность».
5. Опишите жизненный цикл оборудования.

СИСТЕМА ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ



2.1. Общие положения

Техническое обслуживание (ТО) — комплекс операций или операция по поддержанию работоспособности либо исправности оборудования при использовании его по назначению, ожидании, хранении и транспортировании.

Следует отметить, что «профилактическое обслуживание» и «технический уход» являются недопустимыми терминами.

Ремонт — комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности изделий, а также ресурсов оборудования или его составных частей.

Система технического обслуживания и ремонта — совокупность взаимосвязанных средств, документации технического обслуживания, ремонта и исполнителей, необходимых для поддержания и восстановления качества изделий, входящих в эту систему.

Средства технического обслуживания (ремонта) — средства технологического оснащения и сооружения, предназначенные для выполнения технического обслуживания (ремонта).

Периодичность технического обслуживания (ремонта) — интервал времени и наработки между данным видом технического обслуживания (ремонта) и последующим таким видом или другим, большей сложности.

Цикл технического обслуживания — наименьшая повторяющаяся во времени наработка изделия, для которой выполняются

в определенной последовательности в соответствии с требованиями НТД все установленные виды технического обслуживания.

Ремонтный цикл — наименьшая повторяющаяся во времени наработка изделия, для которой выполняются в определенной последовательности в соответствии с требованиями НТД все установленные виды ремонта.

Комплект ЗИП — запасные части, инструмент, приспособления и материалы, необходимые для технического обслуживания и ремонта изделий и скомплектованные в зависимости от назначения и особенностей использования.

Трудоемкость технического обслуживания (ремонта) — трудозатраты на проведение одного технического обслуживания (ТО), ремонта данного вида (в рублях или человеко-часах).

Необходимыми условиями для выполнения ТО и ремонта являются наличие системы ТО и ремонта техники, включающей:

- изделия — объекты ТО и ремонта;
- средства ТО и ремонта;
- исполнителей ТО и ремонта (организации, специалисты);
- документацию (конструкторская, в том числе эксплуатационная и ремонтная, нормативная, организационная, технологическая и др.), устанавливающую требования к составляющим СТОиР и связи между ними.

2.2. Виды и методы технического обслуживания и ремонта



Под **видом технического обслуживания (ремонта)** понимается техническое обслуживание (ремонт), выделяемое (выделяемый) по одному из следующих признаков:

- этап существования объекта;
- периодичность работ;
- условия эксплуатации.

Существуют следующие виды технического обслуживания:

- ТО при использовании, хранении и транспортировании;
- периодическое;
- сезонное;
- с периодическим контролем;
- с непрерывным контролем.

Метод технического обслуживания (ремонта) — это совокупность технологических и организационных правил выполнения операций технического обслуживания (ремонта)

Различают следующие методы технического обслуживания:

□ **поточный** — метод выполнения ТО на специализированных рабочих местах с определенными технологическими последовательностью и ритмом;

□ **эксплуатационным персоналом; специализированным персоналом или специализированной организацией; предприятием-изготовителем** (в период гарантийного обслуживания).

Ремонт электрооборудования подразделяется на текущий, средний и капитальный.

Текущий ремонт — ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности изделия и состоящий в замене и (или) восстановлении отдельных частей.

Средний ремонт — ремонт, выполняемый для восстановления исправности и частичного восстановления ресурса изделий с заменой или восстановлением составных частей ограниченной номенклатуры и контролем технического состояния составных частей в объеме, установленном в нормативно-технической документации. В настоящее время средний ремонт не выполняется.

Капитальный ремонт — ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близко к полному восстановлению ресурса изделия с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые.

Кроме того, различают ремонт *плановый, неплановый* и *ремонт по техническому состоянию* (как результат технического диагностирования).

Существуют различные методы ремонта.

Обезличенный ремонт — метод ремонта, при котором не сохраняется принадлежность восстановленных составных частей к определенному экземпляру изделия.

Замечание. В некоторых случаях обезличенный ремонт может привести к снижению надежности оборудования.

Необезличенный ремонт — метод ремонта, при котором сохраняется принадлежность восстановленных составных частей к определенному экземпляру изделия.

Агрегатный ремонт — обезличенный метод ремонта, при котором неисправные агрегаты заменяются новыми или ранее отремонтированными.

Замечание. Под агрегатом понимается сборная единица, например электродвигатель, редуктор, насос и т.д.

К исполнителям технического обслуживания и ремонта предъявляется ряд требований, которые зависят:

- от определенности и четкости обозначений мест выполнения операций ТО и ремонта;
- обеспечения одновариантности сборки;
- наличия необходимой маркировки;
- четкости и лаконичности указаний в эксплуатационной и ремонтной документации;
- профессиональной подготовки и квалификации исполнителей.

К показателям СТОиР относятся:

- средняя продолжительность технического обслуживания (ремонта);
- средняя трудоемкость технического обслуживания и ремонта;
- средняя стоимость технического обслуживания (ремонта).

В качестве среднего значения принимается математическое ожидание соответствующего ряда измерений показателей того или иного процесса.

К показателям СТОиР также относятся:

- удельная продолжительность;
- удельная трудоемкость;
- удельная стоимость.

В качестве удельного значения принимается отношение средней суммарной продолжительности технических обслуживаний (ремонтов) к заданной наработке.

Вопросы и задания для самоконтроля

1. Назовите составные элементы СТОиР.
2. Какая разница между видом и методом технического обслуживания?
3. Какая разница между видом и методом ремонта?
4. Назовите показатели СТОиР.

ВИДЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СТОиР ОБОРУДОВАНИЯ



3.1. Информационное обеспечение

Информационное обеспечение СТОиР изделий представляет собой комплект документов, устанавливающих требования к составляющим СТОиР и связям между ними на стадиях разработки и эксплуатации изделия. Оно включает:

- конструкторские документы, в том числе эксплуатационные и ремонтные;
- технические условия на ремонт;
- организационно-технические документы;
- технологические документы;
- данные контроля эффективности функционирования СТОиР изделия.

Документы, входящие в комплект, разрабатываются на основании соответствующих требований следующих межгосударственных стандартов:

- Единая система конструкторской документации (ЕСКД);
- Система технического обслуживания и ремонта техники;
- Техническая диагностика;
- Единая система технологической документации (ЕСТД).

Помимо указанных документов устанавливаются требования к безопасности, экологичности и электромагнитной совместимости изделий.

Для каждого типа изделий должен быть разработан соответствующий комплект документов, в обязательном порядке содержащий:

- структуру ремонтного цикла (виды и периодичность ТО и ремонтов);
- критерии постановки изделия на ТО и ремонт;
- типовые отказы изделия и методы восстановления его работоспособности;
- допускаемые изменения технических характеристик изделия после ремонта;
- номенклатуру и количество запасных частей для ТО и ремонта;
- систему сбора и обработки информации об отказах, повреждениях, продолжительности, трудоемкости и стоимости плановых и неплановых ТО и ремонтов.

3.2. Материально-техническое обеспечение ТО и ремонта



Материально-техническое обеспечение (МТО) технического обслуживания и ремонта включает обеспечение запасными частями, материалами, средствами ТО и ремонта.

На стадии разработки и изготовления изделия применительно к программе его выпуска необходимо решить следующие задачи МТО:

- предварительное определение номенклатуры и количества запасных частей и материалов, необходимых для выполнения всех видов ТО и ремонта изделий с учетом режима и условий их эксплуатации;
- разработка программы выпуска запасных частей;
- определение номенклатуры средств ТО и ремонта изделий, в том числе специальных и специализированных;
- разработка специальных и специализированных средств ТО и ремонта;
- предварительное определение необходимого количества специальных средств ТО и ремонта с учетом программы выпуска изделий;
- организация изготовления специальных средств ТО и ремонта применительно к парку изделий.

На стадии эксплуатации изделий следует решить следующие задачи:

- организация пунктов ТО и ремонта, включая их оснащение средствами ТО и ремонта;
- изготовление запасных частей и специальных средств ТО и ремонта;
- обеспечение пунктов ТО и ремонта запасными частями и материалами;
- организация (в случае необходимости) производства по восстановлению составных частей изделия;
- оперативное планирование МТО.

В основе оперативного планирования МТО лежит постоянный учет изменяющихся материальных запасов.

При планировании МТО учитывают:

- состав и численность парка изделий;
- условия эксплуатации изделий;
- показатели надежности составных частей изделий;
- дислокацию пунктов с материальными запасами;
- организацию обеспечения запасными частями и материалами;
- режим пополнения запасов.

Качество МТО определяется:

- качеством запасных частей, материалов и средств ТО и ремонта;
- обоснованностью норм запасов;
- соответствием фактических запасов нормам;
- оперативностью и гибкостью системы МТО, в том числе организацией хранения запасов;
- учетом движения запасов.



3.3. Функционирование СТОиР изделий

Готовность СТОиР изделия к функционированию определяется наличием средств, исполнителей, документации ТО и ремонта, условий, необходимых для их эффективного взаимодействия.

Функционирование СТОиР изделия предполагает выполнение:

□ плановых ТО и ремонтов в заданные сроки, с заданным качеством при оптимальных затратах труда и средств;

□ неплановых ремонтов с соответствующим качеством и затратами труда, средств, времени.

В процессе функционирования СТОиР изделия должны быть решены следующие задачи:

□ обеспечение условий для своевременного и соответствующего качества выполнения ТО и ремонта;

□ планирование ТО и ремонта;

□ выполнение ТО и ремонта;

□ контроль своевременности и качества выполнения ТО и ремонта изделия, в том числе систематизация и анализ эксплуатационных данных о надежности и эффективности использования изделий.

Организационную структуру СТОиР изделия определяют:

□ условия выполнения ТО и ремонта — место эксплуатации изделия, место эксплуатации изделия с выполнением части работ на специализированных предприятиях, специализированное предприятие;

□ исполнители — эксплуатационный персонал, специализированный персонал эксплуатирующей организации, фирменное ТО (фирменный ремонт), комбинированный состав исполнителей;

□ метод ремонта — необезличенный, обезличенный, в том числе агрегатный;

□ стратегия ТО и ремонта — ТО регламентированное, ТО с периодическим контролем параметров, ТО с непрерывным контролем параметров, ремонт регламентированный, ремонт по техническому состоянию.

Качество ТО и ремонта изделий определяют:

□ свойства изделия как объекта ТО и ремонта — технологичность изделия при ТО и ремонте и требования к исполнителям ТО и ремонта;

□ условия выполнения ТО и ремонта — наличие необходимых производственных площадей и средств технологического оснащения, достаточность запасов материалов, применение прогрессивных методов контроля (диагностирования) технического состояния изделий, квалификация исполнителей ТО и ремонта, соблюдение производственной и технологической дисциплины.

Качество изделия после ТО и ремонта зависит:

□ от технического состояния изделия, поступившего на ТО или в ремонт;

□ количества запасных частей (новых и восстановленных) и материалов, используемых при ТО и ремонте;

□ качества ТО и ремонта.

Эффективность СТОиР определяется ее способностью поддерживать и восстанавливать заданные свойства изделий и обеспечивать заданный уровень их технической готовности при оптимальных затратах времени, труда и средств. Показатели эффективности приведены в ГОСТ 18322–78.

Эффективность СТОиР может быть повышена путем:

□ совершенствования конструкции изделия как объекта ТО и ремонта;

□ совершенствования стратегии ТО и ремонта изделия в соответствии с эксплуатационными данными о его надежности;

□ отработки эксплуатационной и ремонтной документации (табл. 3.1);

□ совершенствования организации ТО и ремонта, в том числе МТО;

□ совершенствования технологических процессов ТО и ремонта;

□ оптимизации состава исполнителей ТО и ремонта;

□ применения современных методов технического диагностирования различного оборудования.

Таблица 3.1

Номенклатура ремонтных документов (ГОСТ 2.602–95)

Наименование документа	Дополнительные указания
Руководство по ремонту	По ГОСТ 2.604, 2.701
Технические условия на ремонт	
Чертежи ремонтные	Для изделий народнохозяйственного назначения составляют при необходимости
Нормы расхода запасных частей на ремонт	
Нормы расхода материалов на ремонт	
Ведомость ЗИП на ремонт	Разрабатывают в соответствии с требованиями стандартной ЕСКД и ЕСТД
Техническая документация на средства оснащения ремонта	
Ведомость документов для ремонта	

3.4. Структура службы главного энергетика

В состав энергохозяйства входят звенья различного организационного уровня с разделением по видам энергообеспечения (электро-, тепло-, водо-, газо-, воздухо-, холодо-, кислородо-, азото-снабжения) и по функциям (эксплуатация, ремонт, управление). В соответствии с действующими нормативными документами, в основе которых лежат ведомственные системы или Единая система плано-предупредительных ремонтов (ЕСППР) энергетического оборудования и энергетических сетей, при определении категории энергетической службы и ее организационной структуры за базу принимают электрическую мощность предприятия, объем электро- и теплотребления или систему показателей, включающих электрическую мощность, объемы электро-, тепло-, водо- и воздухопотребления.

В зависимости от потребляемой мощности ТЭР предприятия подразделяются на 12 категорий, например для 6-й категории энергохозяйства электрическая нагрузка должна составлять 6...10 МВт, тепловая 210...250 МВт, а расход воды — 500...600 м³/мин. На малых и средних предприятиях чаще всего создают отделы главного механика с подразделениями, занятыми обеспечением предприятий энергией.

Для энергохозяйств 5–8-й категории можно создавать службы главного энергетика (СГЭ), хозяйств 3–5-й категории — отделы главного энергетика. До 3-й категории выделения отдела главного энергетика не рекомендуется (рис. 3.1).

При всем многообразии ведомственной принадлежности предприятий организация СГЭ должна быть основана на единых принципах:

- создание возможностей для непрерывного развития структуры в соответствии с изменением масштабов энергопотребления и требований к энергообеспечению технологических и производственных процессов;

- обеспечение неразрывной связи организационной структуры энергослужбы с общей организационно-производственной структурой предприятия, а также с задачами энергохозяйства и предприятия в целом;

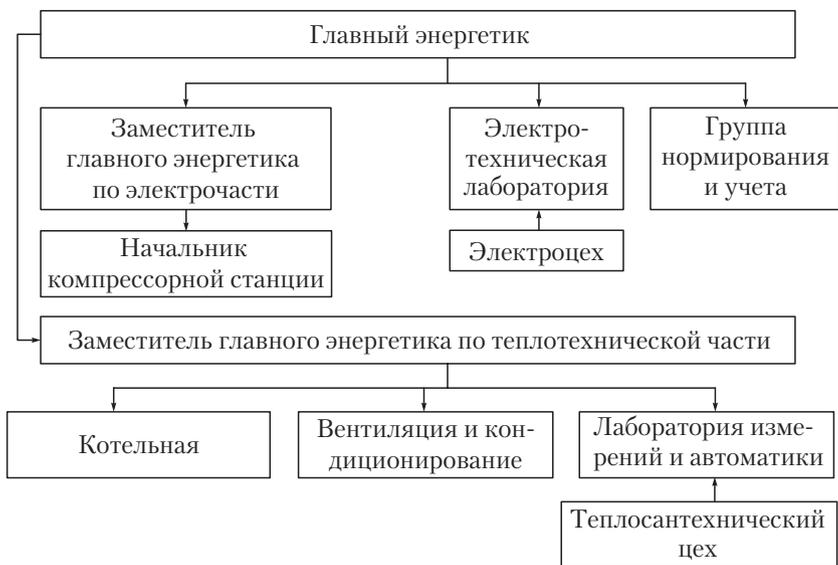


Рис. 3.1. Вариант организационной структуры службы главного энергетика

- осуществление оптимальной специализации подразделений энергослужбы, способствующей решению задач, стоящих перед СГЭ;
- разграничение прав, обязанностей и ответственности между звеньями СГЭ, исключение дублирования функций, создание условий для комплексного подхода к решению вопросов энергоснабжения;
- достижение максимальной эффективности функционирования энергослужбы.

Вопросы и задания для самоконтроля

1. Укажите составляющие информационного обеспечения СТОиР.
2. Назовите комплект документов, необходимых для изделий любого типа.
3. Назовите задачи МТО на стадии разработки и изготовления изделия.
4. Перечислите задачи МТО на стадии эксплуатации изделия.
5. Чем определяется качество МТО?
6. Какие задачи решаются в процессе функционирования СТОиР?
7. Назовите способы повышения эффективности СТОиР.
8. Какие факторы влияют на категорию и структуру службы главного энергетика?



МОНТАЖ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

4.1. Подготовительные работы по монтажу воздушных линий



Воздушной линией электропередачи (ВЛ) называют устройство для передачи электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным с помощью изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях (мостах, путепроводах и т.п.).

По напряжению воздушные линии подразделяются на две группы: напряжением до 1 кВ и свыше 1 кВ (3, 6, 10 кВ и более). Для каждой группы Правила устройства и эксплуатации (ПУЭ) предусматривают различные требования в части расчетных условий и конструкций.

По электрическому режиму работы различают ВЛ с изолированной нейтралью и с глухозаземленной нейтралью.

К подготовительным работам по монтажу ВЛ относятся:

- устройство подъездов к трассе ВЛ и временных полигонов для изготовления и сборки деревянных опор;
- рубка просеки и очистка трассы от пней и кустарника;
- размещение заказов на изготовление деталей;
- комплектование материалов, оборудования, механизмов, инструмента, приспособлений и бригад;
- составление графиков производства работ.

Опоры ВЛ устанавливают: на железобетонных пасынках, когда опоры деревянные; на различных фундаментах (рис. 4.1), в том



Рис. 4.1. Монтаж фундаментов под опоры ВЛ напряжением 110 кВ

числе на скальных; на железобетонных сваях. Кроме того, устанавливают анкеры для крепления оттяжек.

В 60-е годы прошлого века в Беларуси были распространены деревянные опоры. В настоящее время используют в основном металлические опоры различной конструкции: промежуточные, угловые, порталные, анкерные угловые. Устанавливают также железобетонные опоры.

Для крепления проводов и тросов применяют сцепную, натяжную, защитную, поддерживающую и фиксирующую арматуру (см. приложение).

Для крепления проводов используют гирлянды: поддерживающие, натяжные одноцепные, натяжные двухцепные с изоляторами различной конструкции.

Транспортируют металлические и железобетонные опоры с помощью тракторов, автомобилей и вертолетов. Сборка металлических опор показана на рис. 4.2.

Для установки опор применяют кран и трактор (автомобиль). Схемы установки приведены на рис. 4.3, 4.4.

При транспортировании и раскатке проводов применяют раскаточные тележки на колесах, санях или гусеничном ходу.



Рис. 4.2. Сборка металлических опор

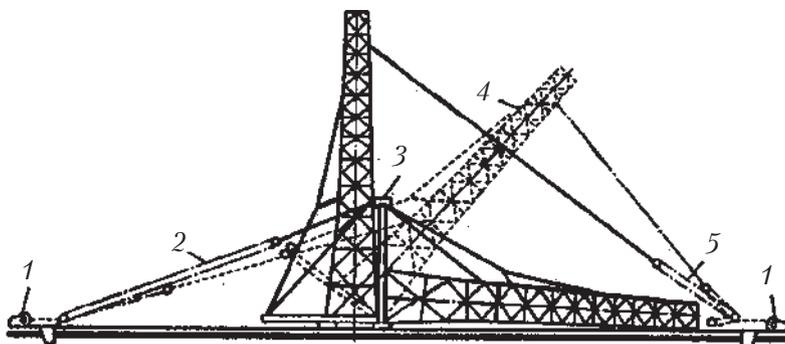


Рис. 4.3. Монтаж опоры ВЛ напряжением 110 кВ с помощью электротяг:

1 — электротяги; 2 — тяговый полиспаст; 3 — «падающая стрела»; 4 — мачта в процессе подъема; 5 — тормозной полиспаст

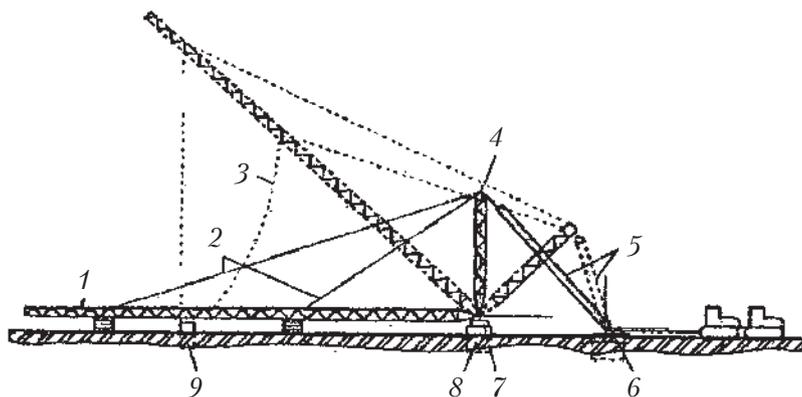


Рис. 4.4. Монтаж опоры ВЛ напряжением 110 кВ с помощью тракторов: 1 — мачта; 2 — подъемные тяги; 3 — оттяжки; 4 — «падающая стрела»; 5 — подъемный полиспаст; 6 — якорь; 7 — шарнир (временная опора); 8 — фундамент мачты; 9 — временная опора анкера

При раскатке и подъеме проводов и тросов используют различные ролики и монтажные замки.

Натяжку проводов осуществляют с помощью трактора (автомобиля) через уравнивательный блок или вручную с помощью полиспаста.

Крепление проводов на опорах осуществляется несколькими способами: с помощью типового подвеса; с помощью различной вязки провода (на головке либо на шейке изолятора) и др.

Крепление проводов и тросов на анкерных опорах осуществляют вязкой, клиновым замком и т. д.

4.2. Раскатка и соединение проводов и тросов



Раскатку выполняют двумя способами: с неподвижных раскаточных устройств (станков, домкратов, козел), установленных в начале монтируемого участка (способ рекомендован СНиП), или с помощью подвижных раскаточных устройств (тележек, саней, кабельных транспортеров и т. п.), перемещаемых по трассе тяговым механизмом.

Первый способ. Раскатку этим способом совмещают с подъемом проводов и тросов на промежуточные опоры. При этом провода и тросы касаются земли лишь в серединах пролетов, что увеличивает их сохранность. На опорах провода и тросы закладывают в раскаточные ролики, которые крепят к траверсам опор или гирляндам изоляторов вместо поддерживающих зажимов (рис. 4.5).

Второй способ. При этом способе один конец провода закрепляют в начале трассы, а барабан устанавливают на тяговую

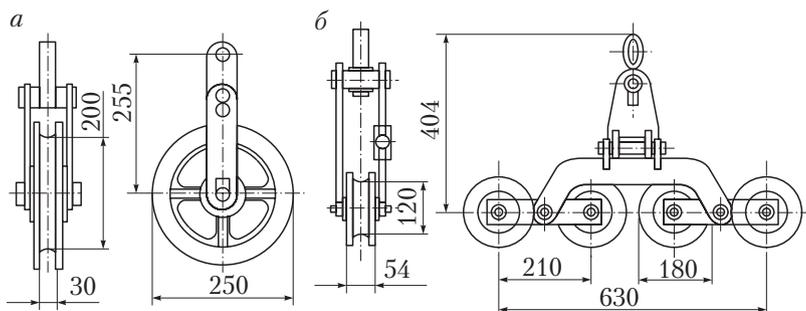


Рис. 4.5. Монтажные ролики:
а — однороликовый; б — четырехроликовый

размоточную машину. Тяговый механизм (обычно трактор) перемещает тележку с барабаном по трассе, и провод плавно сходит с барабана, не волочась по грунту, что гарантирует почти полную его сохранность. Этим способом можно выполнять раскатку, не поднимая провода на опоры, что позволяет эффективно использовать механизмы.

Независимо от способа производства работ раскатку проводов и тросов производят только по раскаточным роликам, подвешенным на опорах. Для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов применяют раскаточные ролики из алюминиевого сплава, для молниебезопасных стальных тросов — чугунные.

Одновременно с раскаткой выполняют соединение проводов и тросов, а также ремонт обнаруженных на них повреждений. Провода в пролетах разрешается соединять только холодными способами с помощью специальных зажимов, так как при горячей обработке они подвергаются местному отжигу, что резко снижает их механическую прочность. К холодным способам соединения проводов относятся: *скручивание проводов* в овальных соединительных зажимах (соединителях), *обжатие* в таких же зажимах и *опрессование* в фасонных соединителях.

В пролетах провода соединяют:

□ скручиванием — в овальных зажимах соединяют алюминиевые провода сечением площадью до 95 мм^2 , сталеалюминиевые — до 185 , стальные — до 50 мм^2 ;

□ обжатием — алюминиевые провода сечением площадью $120...185 \text{ мм}^2$, стальные — $70...95 \text{ мм}^2$;

□ сплошным опрессованием фасонного соединителя — алюминиевые и сталеалюминиевые провода сечением площадью 240 мм^2 и более.

В каждом пролете ВЛ напряжением свыше 1 кВ допускается не более одного соединения на каждый провод или трос.

Овальные соединительные зажимы представляют собой трубку (изготовленную из того же материала и имеющую такое же сечение, что и провод) с развальцованными краями. Зажимы вместе с концами проводов обжимают или скручивают. Места обжатий, располагаемые в шахматном порядке, создают волнообразные изгибы проводов и соединителя, что обеспечивает достаточную механическую прочность и хороший электрический контакт. Более

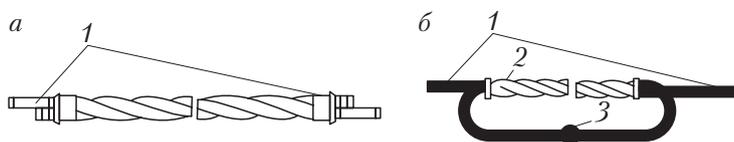


Рис. 4.6. Соединение проводов:

a — скручиванием овального соединительного зажима; *б* — термитной сваркой; 1 — концы проводов; 2 — соединитель; 3 — место сварки проводов

надежным является соединение проводов способом скручивания овального зажима. Овальными соединительными зажимами (СОМ, СОАС и СОС) соединяют медные, алюминиевые и сталеалюминевые провода.

Прессуемые соединительные зажимы предназначены для соединения проводов большой механической прочности и представляют собой фасонную трубку с цилиндрическим отверстием, соответствующим диаметру провода. Зажим типа СОАС для сталеалюминевых проводов сечением площадью 185...1200 мм² состоит из корпуса и стальной гильзы. Грозозащитные тросы (стальные канаты) сечением площадью 50...150 мм² соединяют зажимами СВС.

При соединении проводов скручиванием овального соединительного зажима (рис. 4.6, *a*) подготовленные концы провода вводят в корпус зажима навстречу друг другу таким образом, чтобы они выступали на 20...25 мм. Иногда концы проводов выпускают из овальных соединителей и после скручивания или обжатия дополнительно сваривают (рис. 4.6, *б*) термитными патронами, что обеспечивает неизменное электрическое сопротивление соединения.

Медные, алюминиевые и стальные провода соединяют обжатием овального соединительного зажима по рискам последовательно от одного конца соединителя к другому в шахматном порядке, а сталеалюминевых проводов — от середины соединителя также по рискам в шахматном порядке.

Наиболее распространено соединение с помощью *обжатия* или *скручивания* овальных соединителей. При соединении методом обжатия овальных соединителей концы проводов вводят в соединитель внахлест таким образом, чтобы они выходили из соединителя на 40...50 мм. Если предусматривается соединение сваркой с по-

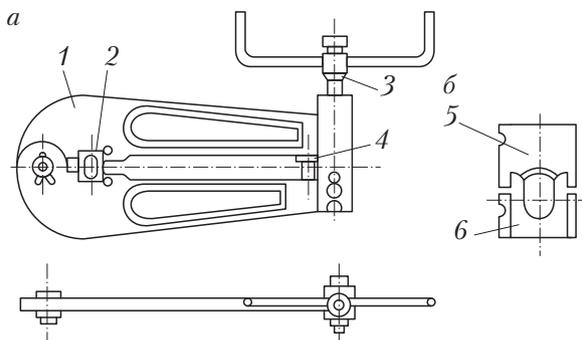


Рис. 4.7. Монтажные клещи МИ-19А (а) и вкладыши к ним (б):
1 — корпус; 2, 5, 6 — вкладыши; 3, 4 — соответственно нажимной и регулировочный винты

мощью термитных патронов, то провод следует выпускать из соединителя на $2/3...3/4$ его длины. Обжатие овальных соединителей производят с помощью монтажных клещей (рис. 4.7). Перед обжатием проверяют соответствие маркировок вкладышей и соединителей.

При соединении проводов способом скручивания соединителей полнее используются механические и электрические свойства самого овального соединителя. Для соединения проводов сечением площадью до 50 мм^2 используют приспособления типа МИ-189, до 120 мм^2 — МИ-190, более 120 мм^2 — МИ-230.

Соединение стальных однопроволочных проводов ВЛ напряжением до 1 кВ обычно выполняют скруткой (на 10–12 оборотов) с последующей пайкой или сваркой. Длина бандажа составляет не менее 30...40 мм для проводов ПСО-3; 40...50 мм — для ПСО-4; 60...70 мм — для ПСО-5.

После раскатки и подъема на промежуточные опоры провода и тросы висят свободно и касаются земли в пролетах между опорами, поэтому их необходимо натянуть и закрепить на анкерных опорах. Эту операцию выполняют в несколько этапов.

Сначала провода и тросы прикрепляют к первой анкерной опоре, для чего монтируют на концах проводов натяжные зажимы, соединяют их с гирляндами изоляторов, поднимают на опору и сцепляют с заранее установленными узлами крепления. Затем

переходят ко второй анкерной опоре (в конец пролета) и вытягивают провода до определенной стрелы провеса или усилия, контролируемых соответственно визированием либо динамометром. На вытянутых проводах отмечают места крепления вторых натяжных зажимов, после чего опускают провода на землю, монтируют на них натяжные зажимы и гирлянды изоляторов, затем повторно натягивают и окончательно закрепляют на анкерной опоре.

Вопросы и задания для самоконтроля

1. Назовите типы арматуры и гирлянд.
2. Перечислите типы металлических опор.
3. Какие способы соединения проводов вы знаете?
4. Какая документация передается эксплуатационной организации?

СИСТЕМА ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ



5.1. Виды старения оборудования

Сформулируем определение понятия *изношенное оборудование*.

Во-первых, это работоспособное электрооборудование, отработавшее нормативный срок при близких к номинальным условиях эксплуатации (кривая 1 на рис. 5.1).

Во-вторых, это электрооборудование, сохранившее работоспособность и не отработавшее нормативного срока, но изношенное интенсивной работой в режимах, в которых его эксплуатационные параметры превышают номинальное значение (кривая 2 на рис. 5.1).

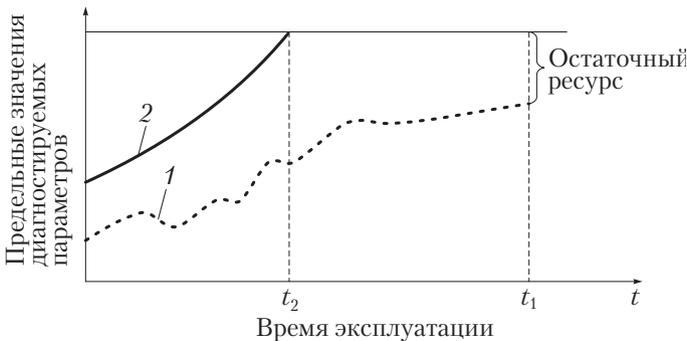


Рис. 5.1. Графики изменения технического состояния оборудования:
1 — юридическое старение; 2 — физическое старение

В настоящее время различают три вида старения: моральное, физическое, юридическое.

Моральное старение: оборудование работоспособное, но обладает низкой энергоэффективностью по сравнению с новыми моделями.

Физическое старение: диагностические параметры достигли предельного значения, хотя ресурс (срок службы) не исчерпан.

Юридическое старение: календарный срок эксплуатации истек при хорошем техническом состоянии.

Постоянное увеличение доли изношенного оборудования, специфичность условий его функционирования и эксплуатации требуют глубокого системного и научного разрешения связанных с ним проблем. Необходимо разработать методы управления старением оборудования. А это можно сделать в первую очередь на основе современных методов технического диагностирования и современных методов ремонта.



5.2. Общие понятия и определения

Техническая диагностика — область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения технического состояния объекта.

Техническое диагностирование — процесс определения технического состояния объекта. Оно подразделяется на тестовое, функциональное и экспресс-диагностирование.

Тестовое техническое диагностирование — это диагностирование, при котором на объект подаются тестовые воздействия (например, определение степени износа изоляции электрических машин по изменению тангенса угла диэлектрических потерь при подаче напряжения на обмотку двигателя от моста переменного тока).

Функциональное техническое диагностирование — это диагностирование, при котором измеряются и анализируются параметры объекта при его функционировании по прямому назначению или в специальном режиме, например определение технического состояния подшипников качения по изменению вибрации во время работы электрических машин.

Экспресс-диагностирование — это диагностирование по ограниченному количеству параметров за заранее установленное время.

Объект технического диагностирования — изделие или его составные части, подлежащие (подвергаемые) диагностированию (контролю).

Техническое состояние — это состояние, которое характеризуется в определенный момент времени при определенных условиях внешней среды значениями диагностических параметров, установленных технической документацией на объект.

Средства технического диагностирования — аппаратура и программы, с помощью которых осуществляется диагностирование (контроль).

Встроенные средства технического диагностирования — это средства диагностирования, являющиеся составной частью объекта (например, газовые реле в трансформаторах на напряжение 100 кВ).

Внешние устройства технического диагностирования — это устройства диагностирования, выполненные конструктивно отдельно от объекта (например, система виброконтроля на нефтеперекачивающих насосах).

Система технического диагностирования — совокупность средств, объекта и исполнителей, необходимая для проведения диагностирования по правилам, установленным технической документацией.

Технический диагноз — результат диагностирования.

Прогнозирование технического состояния — это определение технического состояния объекта с заданной вероятностью на предстоящий интервал времени, в течение которого сохранится работоспособное (неработоспособное) состояние объекта.

Алгоритм технического диагностирования — совокупность предписаний, определяющих последовательность действий при проведении диагностирования.

Диагностическая модель — формальное описание объекта, необходимое для решения задач диагностирования.

Диагностическая модель может быть представлена в виде совокупности графиков, таблиц или эталонов в диагностическом пространстве.

5.3. Задачи технического диагностирования в СТОиР



Срок эксплуатации или ресурс оборудования закладывается во время проектирования и изготовления, а поддерживается в процессе эксплуатации. Как отмечалось, ресурс в процессе эксплуатации зависит от режимов работы и СТОиР. Для обеспечения заданного ресурса необходимо, во-первых, проводить ремонт по фактическому состоянию только на основании результатов комплексного диагностирования, а во-вторых, обеспечить высокое качество ремонта на основе современных технологий (рис. 5.2).

Периодическое и плановое техническое диагностирование позволяет:

- выполнять входной контроль агрегатов и запасных узлов при их покупке;
- свести к минимуму внезапные внеплановые остановки технического оборудования;
- управлять старением оборудования.

Комплексное диагностирование технического состояния оборудования дает возможность решать следующие задачи:

- проводить ремонт по фактическому состоянию;
- увеличить среднее время между ремонтами;
- уменьшить расход деталей в процессе эксплуатации различного оборудования;
- уменьшить объем запасных частей;
- сократить продолжительность ремонтов;
- повысить качество ремонта и устранить вторичные поломки;
- продлить ресурс работающего оборудования на строгой научной основе;
- повысить безопасность эксплуатации энергетического оборудования;
- уменьшить потребление ТЭР.

Система технического диагностирования представлена на рис. 5.3.

Существуют различные методы технического диагностирования:

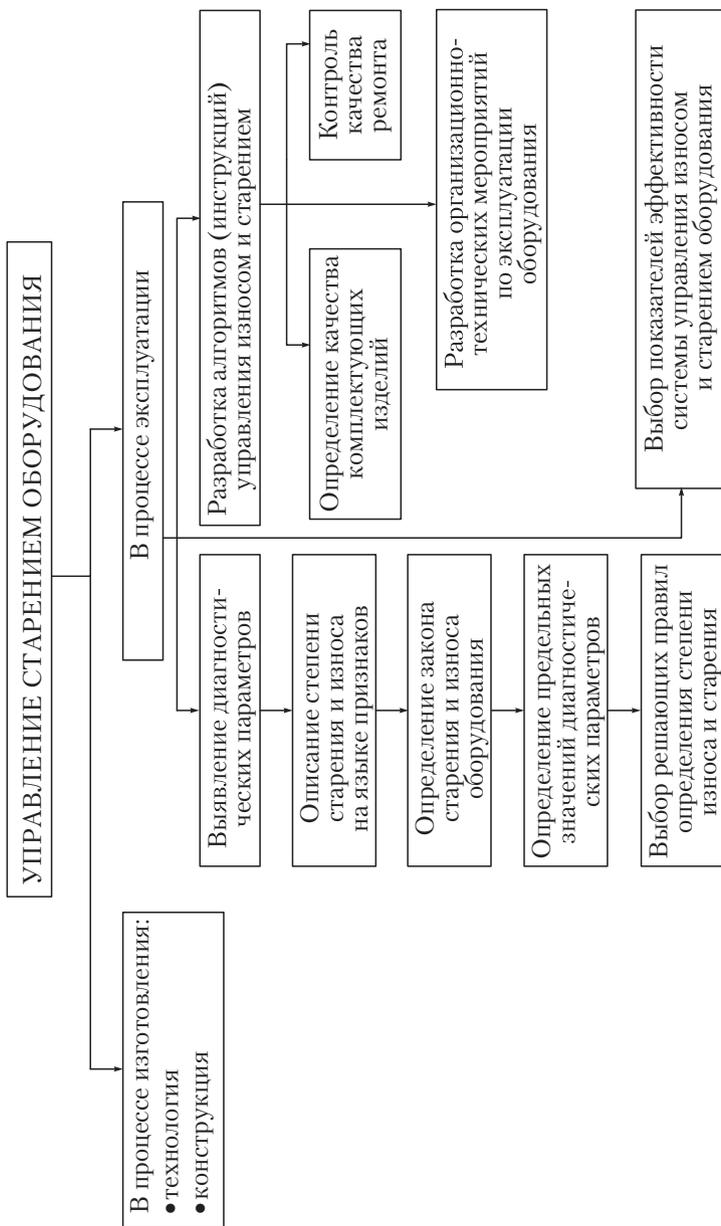


Рис. 5.2. Управление старением оборудования

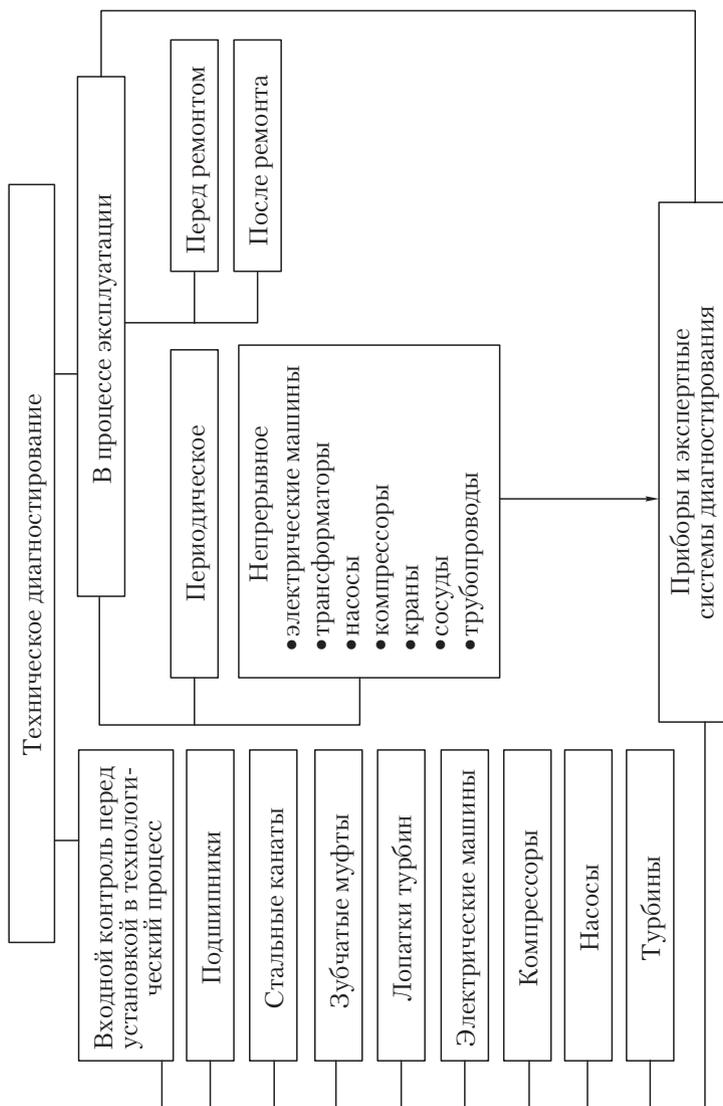


Рис. 5.3. Система технического диагностирования

Визуально-оптический метод реализуется с помощью лупы, эндоскопа, штангенциркуля и других простейших приспособлений. Этим методом пользуются, как правило, постоянно, проводя внешние осмотры оборудования при подготовке его к работе или в процессе технических осмотров.

Виброакустический метод реализуется с помощью различных приборов для измерения вибрации. Вибрация оценивается по виброперемещению, виброскорости или виброускорению. Оценка технического состояния этим методом осуществляется по общему уровню вибрации в диапазоне частот 10...1000 Гц или по частотному анализу в диапазоне 0...20 000 Гц.

Тепловизионный (термографический) метод реализуется с помощью пирометров и тепловизоров (рис. 5.4). Пирометрами измеряется температура бесконтактным способом в каждой конкретной точке, т.е. для получения информации о температурном поле необходимо этим прибором сканировать объект. Тепловизоры позволяют определять температурное поле в определенной части поверхности диагностируемого объекта, что повышает эффективность выявления зарождающихся дефектов.

Метод акустической эмиссии основан на регистрации высокочастотных сигналов в металлах и керамике при возникновении микротрещин. Частота акустического сигнала изменяется в диапазоне 5...600 кГц. Сигнал возникает в момент образования микротрещин. По окончании развития трещины он исчезает. Вследствие этого при использовании данного метода применяют различные способы нагружения объектов в процессе диагностирования.

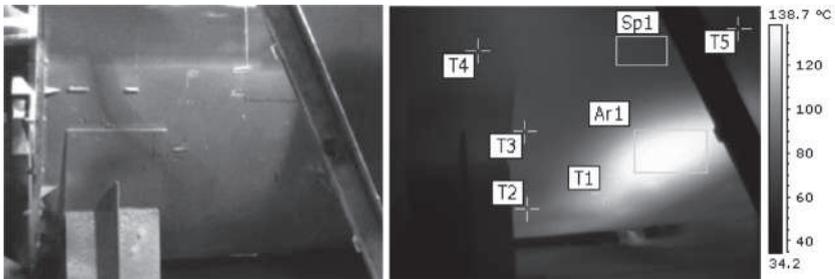


Рис. 5.4. Результаты тепловизионного контроля

Магнитный метод используется для выявления дефектов: микротрещин, коррозии и обрывов стальных проволок в канатах, концентрации напряжения в металлоконструкциях. Концентрация напряжения выявляется с помощью специальных приборов, в основе работы которых лежат принципы Баркгаузена и Виллари.

Метод частичных разрядов применяется для выявления дефектов в изоляции высоковольтного оборудования (трансформаторы, электрические машины). Физические основы частичных разрядов состоят в том, что в изоляции электрооборудования образуются локальные заряды различной полярности. При разнополярных зарядах возникает искра (разряд). Частота этих разрядов изменяется в диапазоне 5...600 кГц, они имеют различную мощность и длительность. Существуют различные методы регистрации частичных разрядов (ЧР):

- метод потенциалов (зонд частичных разрядов Lemke-5);
- акустический (применяются высокочастотные датчики);
- электромагнитный (зонд частичных разрядов);
- емкостный.

Для выявления дефектов в изоляции станционных синхронных генераторов с водородным охлаждением и дефектов в трансформаторах на напряжение 3...330 кВ применяется *хроматографический анализ газов*. При возникновении различных дефектов в трансформаторах в масле выделяются различные газы: метан, ацетилен, водород и т.д. Доля этих растворенных в масле газов чрезвычайно мала, но тем не менее имеются приборы (хроматографы), с помощью которых указанные газы выявляются в трансформаторном масле и определяется степень развития тех или других дефектов.

Для измерения тангенса угла диэлектрических потерь (рис. 5.5) в изоляции в высоковольтном электрооборудовании (трансформаторы, кабели, электрические машины) применяется специальный прибор — мост переменного тока. Этот параметр измеряется при подаче напряжения от номинального до 1,25 номинального. При хорошем техническом состоянии изоляции тангенс угла диэлектрических потерь не должен изменяться в этом диапазоне напряжения.

Кроме того, для технического диагностирования валов электрических машин, корпусов трансформаторов могут использоваться

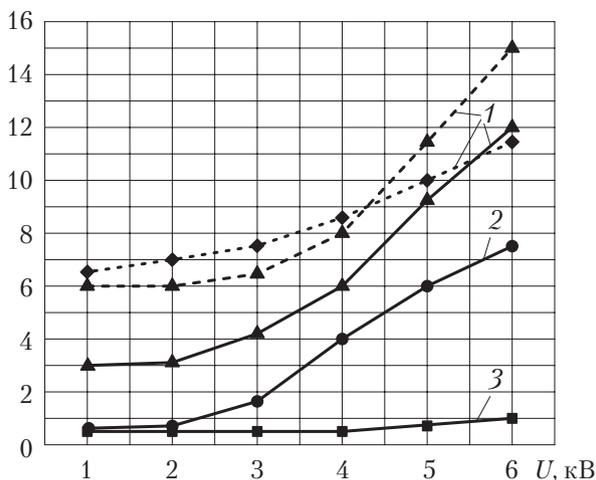


Рис. 5.5. Графики изменения тангенса угла диэлектрических потерь: 1 — неудовлетворительное; 2 — удовлетворительное; 3 — хорошее техническое состояние изоляции

следующие методы: ультразвуковой, ультразвуковая толщинометрия, радиографический, капиллярный (цветной), вихрековый, механические испытания (твердометрия, растяжение, изгиб), рентгенографическая дефектоскопия, металлографический анализ.

Вопросы и задания для самоконтроля

1. Поясните физический и юридический смысл изношенного оборудования.
2. Укажите различие между технической диагностикой и техническим диагностированием.
3. В чем заключается различие между тестовым и функциональным диагностированием? Приведите пример.
4. Каковы принципы построения диагностической модели?
5. Перечислите задачи комплексного технического диагностирования.
6. Сформулируйте физический смысл технического диагностирования.

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ВИБРАЦИИ



6.1. Основные параметры вибрации

К основным параметрам вибрации относятся:

□ виброперемещение s [мм, мкм] — составляющая перемещения, описывающая вибрацию;

□ виброскорость v [мм/с] — производная виброперемещения по времени;

□ виброускорение a [м/с²] — производная виброскорости по времени; виброускорение выражается также в единицах нормализованного ускорения силы тяжести: $1g = 9,807$ м/с²;

□ резкость r [м/с³] — производная виброускорения по времени.

При синусоидальных колебаниях взаимосвязь параметров вибрации может быть представлена графически (рис. 6.1) и определяется следующими соотношениями:

$$s = v \cdot 10^3 / 2\pi f = \frac{a \cdot 10^{-6}}{(2\pi f)^2};$$

$$v = 2\pi f s \cdot 10^3 = \frac{a \cdot 10^{-3}}{2\pi f};$$

$$a = (2\pi f)^2 s \cdot 10^6 = 2\pi f v \cdot 10^3;$$

$$r = (2\pi f)^3 s \cdot 10^6 = (2\pi f)^2 v \cdot 10^3 = 2\pi f a.$$

Резкость как параметр вибрации используется редко и поэтому не нормируется.

В современных виброизмерительных системах используются, как правило, акселерометры, т. е. первоначально измеряется вибро-

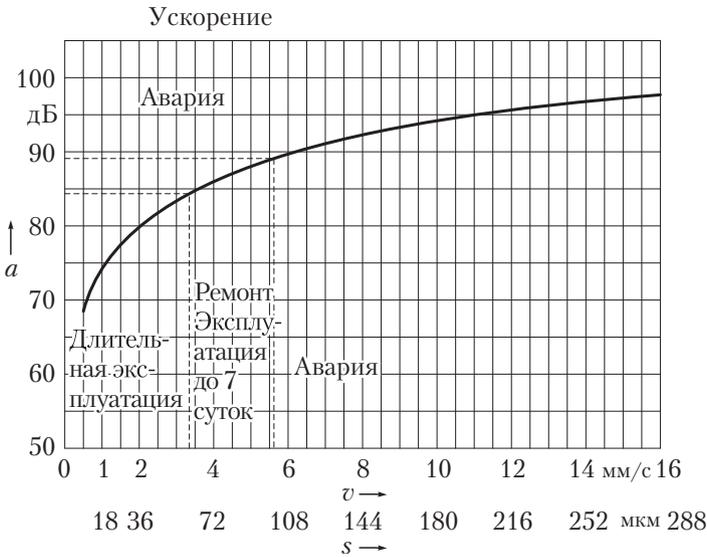


Рис. 6.1. Взаимосвязь параметров вибрации

ускорение. Пересчет виброускорения в параметры виброперемещения и виброскорости ведется по формулам гармонических колебаний с помощью интегрирования.

Мгновенные значения s , v , a в конкретной точке различаются по фазе. Кривая виброскорости опережает кривую виброперемещения на 90° , а кривая виброускорения — на 180° . Интенсивность виброускорения оценивается максимальным пиковым значением x_p .

Среднее арифметическое мгновенное значение вибрации (без учета знака) характеризует общую интенсивность вибрации:

$$\bar{x} = \frac{1}{T} \int_{\tau_0}^{\tau_0+T} \frac{x(t)}{d\tau}.$$

Коэффициент амплитуды (пикфактор, крейфактор)

$$k_{пф} = \frac{x_p}{x_e},$$

где x_p — максимальное пиковое значение амплитуды; x_e — среднее квадратическое значение.



6.2. Относительные единицы вибрации

Относительные единицы вибрации представляют собой десятичные логарифмы отношений среднего квадратического значения виброскорости (v_e) или виброускорения (a_e) к некоторому начальному (пороговому) уровню (v_0 или a_0) и измеряются в децибелах (дБ); 1 Б = 10 дБ.

Для гармонических колебаний отношение мощностей P сигнала пропорционально отношению квадрата амплитуд A данного сигнала:

$$\frac{P_i}{P_0} = \frac{A_i^2}{A_0^2}.$$

Тогда

$$10 \lg \frac{A_i^2}{A_0^2} = 20 \lg \frac{A_i}{A_0};$$

$$L_v = 20 \lg \frac{v_e}{v_0}; \quad L_a = 20 \lg \frac{a_e}{a_0} \text{ [дБ]}.$$

При использовании логарифмических характеристик вибрации всегда необходимо указывать стандартный пороговый уровень, принятый при обработке значений вибрации.

Согласно ГОСТ 12.1.034–81 пороговые уровни равны:

$$v_0 = 5 \cdot 10^{-5} \text{ м/с}; \quad a_0 = 3 \cdot 10^{-4} \text{ м/с}^2; \quad s_0 = 8 \cdot 10^{-11} \text{ мм}.$$

Данные значения пороговых уровней определены исходя из порога чувствительности (слышимости) человеческого ухом в диапазоне частот 10...1000 Гц.

По ГОСТ 30.296–95 для определения параметров вибрации приняты следующие пороговые уровни:

$$v_0 = 5 \cdot 10^{-8} \text{ м/с}; \quad a_0 = 1 \cdot 10^{-6} \text{ м/с}^2.$$

Логарифмическая система амплитуд лучше отражает относительные величины, чем линейная.

По стандарту ISO 1683 приняты следующие пороговые уровни:

$$v_0 = 1 \cdot 10^{-6} \text{ мм/с}; \quad a_0 = 1 \cdot 10^{-6} \text{ м/с}^2; \quad s = 1 \cdot 10^{-6} \text{ мкм}.$$

Последних значений пороговых уровней придерживается ряд фирм (BAST, DLI).

Числовые значения уровней ускорения, скорости и перемещения в логарифмических координатах (при пороговых значениях по ISO 1683) равны только в одной точке — при частоте 159 Гц. На эту частоту настраиваются калибраторы вибрации.



6.3. Характеристики спектра вибрации

Спектр колебаний (вибрации) — это совокупность соответствующих гармонических величин, характеризующих вибрацию, в которой указанные значения располагаются в порядке возрастания частот гармонических составляющих. Он подразделяется на линейный, дискретный и непрерывный.

Линейный спектр — совокупность амплитуд гармонических составляющих колебаний.

Дискретный спектр — спектр колебаний или частот, в котором частоты гармонических составляющих колебания образуют дискретные множества.

Непрерывный спектр — спектр колебаний или частот, в котором частоты гармонических составляющих колебания образуют непрерывное множество.

Частоты гармоник кратны частоте анализируемых периодических колебаний. Гармоники различаются по номерам, указывающим отношение частоты гармоники к частоте анализируемых периодических колебаний.

Первая гармоника — это гармоника, номер которой равен единице (f_0). За первую гармонику (основную частоту) принимается частота вращения ротора источника вибрации (оборотная частота).

Вторая гармоника — $2f_0$.

В теории электрических машин за основную частоту принимается частота питающей сети (f_1 равна 50 или 400 Гц).

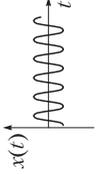
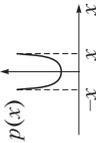
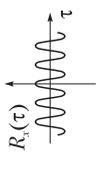
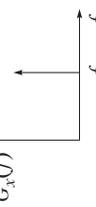
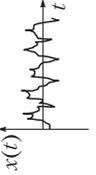
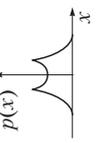
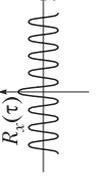
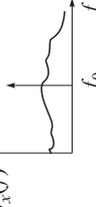
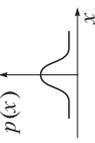
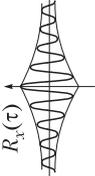
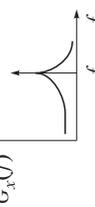
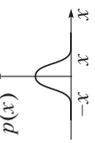
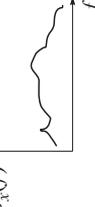
Высшие гармоники — это гармоники, номера которых больше двух на число целых чисел ($3f_0, 4f_0, \dots, 20f_0$).

Субгармоники — это гармоники, номера которых меньше единицы ($0,25f_0, 0,5f_0$).

Для частотного анализа дискретные частоты вибрации с различными амплитудами, которые составляют спектр вибрации, делятся на частотные полосы. Соответствующие полосы пропускания

Таблица 6.1

Графическое представление вероятностных характеристик основных вибрационных процессов

Наименование процесса	Графическое обозначение	Плотность распределения	Автокорреляционная функция	Спектральная плотность
Гармонический				
С шумом				
Узкополосный случайный				
Широкополосный случайный				

имеют фильтры виброанализаторов (набор фильтров или перестраиваемые фильтры).

Частотный анализ — это определение принадлежности амплитуд спектра вибрации к определенным возмущающим силам, вызывающим вибрацию.

Декада — полоса частот, у которой отношение верхней граничной частоты к нижней равно 10.

Октава — интервал между двумя частотами с отношением, равным двум. Для октавной полосы, ограниченной частотами f_1 и f_2 , средняя гармоническая частота будет равна

$$f_{\text{cp}} = \sqrt{f_1 f_2}.$$

Соотношение частот между третьоктавными полосами отвечает уравнению

$$f_x = f_{\text{cp}} \sqrt[3]{2}.$$

Для узких полос

$$f_x = f_{\text{cp}} \sqrt[m]{2},$$

где m — количество частот, на которое делится каждая октавная полоса.

При работе роторных механизмов (электрических машин, насосов, турбин, компрессоров, редукторов) генерируется вибрация различной физической природы и формы. Как правило, это ударные импульсы, случайные колебания, гармонические и полигармонические сигналы. В табл. 6.1 приведены известные графические изображения вибрационных сигналов и их вероятностные характеристики.

Вопросы и задания для самоконтроля

1. Запишите формулы, поясняющие взаимосвязь s , v , a вибрации.
2. Почему при переводе в логарифмические единицы выражение умножается на 20?
3. Запишите пороговые уровни s , v , a согласно ISO 1683.
4. Какая разница между высшими гармониками и субгармониками?
5. Запишите формулу для вычисления третьоктавных и узкополосных фильтров.

МАГНИТНАЯ ВИБРАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

7.1. Эксплуатационные причины увеличения магнитных вибраций асинхронных двигателей



В условиях эксплуатации магнитные вибрации могут возрасти вследствие изменения параметров асинхронного двигателя (АД) либо питающей сети. Изменение параметров машины может повлечь за собой расширение амплитудного и частотного спектров вибровозмущающих магнитных сил или ослабление динамической жесткости конструкции двигателя как колебательной системы, что приводит к усилению вибрации.

Ниже указаны эксплуатационные причины ухудшения виброшумовых характеристик АД из-за возникновения дополнительных магнитных сил.

1. Магнитная несимметрия вследствие:

неподвижного эксцентриситета ротора в расточке статора, что приводит к возникновению неподвижной неравномерности воздушного зазора;

вращающегося эксцентриситета ротора из-за прогиба вала или эллипсности «бочки» ротора, что приводит к вращающейся неравномерности воздушного зазора;

вращающегося эксцентриситета ротора машин с угловой частотой процессии при увеличении радиальных зазоров в подшипниках;

осевая несимметрия магнитного поля ротора и статора.

2. Электрическая несимметрия фаз АД вследствие:

- неравенства переходных сопротивлений подводящих контактов фаз;
- неравномерности воздушного зазора при эксцентриситетах, влияющей на величину реактивного сопротивления фаз;
- межвиткового замыкания в фазной обмотке или между фазами;
- неправильного включения фазы (вывернутая фаза);
- обрыва фаз, стержней клетки ротора;
- нелинейности сопротивления фаз при наличии последовательно включенных нелинейных элементов (диодов, тиристоров и т. п.).

3. Несимметрия трехфазной системы напряжения вследствие:

- неисправностей в синхронном генераторе, приводящих к несимметрии фазных напряжений;
- неравномерной загрузки фаз генератора при наличии однофазных или несимметричных трехфазных потребителей;
- неисправностей в силовой схеме статических преобразовательных устройств, например разброса характеристик силовых элементов, тиристоров (СПУ), нарушения настройки блоков управления.

4. Насыщение магнитной цепи АД при увеличении отношения U/f вследствие неточной настройки регуляторов напряжения и частоты.

5. Ухудшение качества электроэнергии, выражающееся в искажении синусоидальной формы кривой напряжения и тока.

7.2. Магнитные поля и силы в асинхронных машинах при эксцентриситете



Эксцентрическое положение ротора имеет место практически во всех случаях эксплуатации электрических машин. Однако увеличение эксцентриситета больше некоторого значения может привести к возникновению магнитных вибраций на низких частотах. Магнитные силы, возникающие вследствие эксцентриситета, могут способствовать его нарастанию и тем самым постепенному увеличению уровня магнитных вибраций. Возможны и другие причины увеличения эксцентриситета в условиях эксплуатации. В ряде случаев эксцентриситет имеет место с момента изготовле-

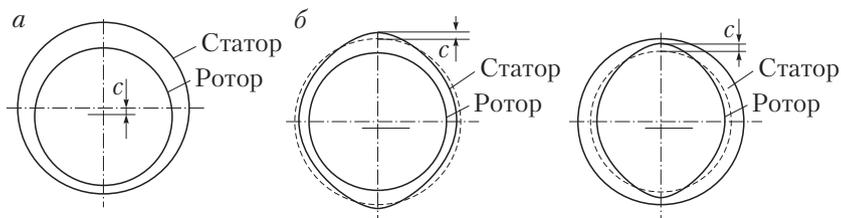


Рис. 7.1. Виды неравномерности зазора асинхронного двигателя: *a* — эксцентрическое положение ротора в расточке статора; *б* — эллипсность кольца статора; *в* — эллипсность «бочки» ротора

ния электрических машин, а увеличению его может способствовать транспортированию по железной дороге или длительное бездействие (рис. 7.1).

В общем случае эксцентриситета проводимость воздушного зазора

$$\lambda(\alpha, t) = \lambda_0 + \sum_{i=1}^n \lambda_{i\epsilon} \cdot \cos(\omega_{i\epsilon} t - p_{i\epsilon} \alpha), \quad (7.1)$$

где α — пространственная (угловая) координата в геометрических радианах; λ_0 — постоянная составляющая магнитной проводимости зазора (среднее значение); n — порядковый номер гармоники проводимости; $\lambda_{i\epsilon}$ — амплитуда i -й гармоники проводимости зазора, образующейся вследствие эксцентриситета; $\omega_{i\epsilon}$ — угловая частота ($\omega_{i\epsilon} = \omega_2 p_{i\epsilon}$, $\omega_1 = 2\pi f/p$); $p_{i\epsilon}$ — количество полюсов магнитной проводимости.

Для большинства практических случаев достаточно ограничиться первой гармоникой проводимости, вычисленной по формуле

$$\lambda(\alpha, t) = \lambda_0 + \lambda_1 \cos \left[\omega_1 (1-s) \frac{p_{1\epsilon}}{p} t - p_{1\epsilon} \alpha \right], \quad (7.2)$$

где $p_{1\epsilon} = 1, 2$ (1 — вращающийся прогиб ротора; 2 — «бочкообразность» ротора).

При этом

$$\lambda_0 = \frac{2\mu_0}{\delta_{\max} + \delta_{\min}} = \frac{\mu_0}{\delta_{\text{cp}}}; \quad \lambda_{1\epsilon} = \frac{2\mu_0}{\delta_{\max} + \delta_{\min}} = \frac{\mu_0}{\delta_{\text{cp}}} \epsilon,$$

где ϵ — относительный эксцентриситет.

Предлагаемое для определения магнитной проводимости зазора выражение (7.1) охватывает все практические случаи эксцентриситетов.

1. При неподвижном эксцентриситете вследствие просадки вала (рис. 7.1, а):

$$p_{1\epsilon} = p_{\epsilon} = 1; \quad \omega_{1\epsilon} = \omega_{\epsilon} = 0;$$

$$\lambda_{\epsilon}(\alpha, t) = \lambda_0 + \lambda_{1\epsilon} \cos \alpha.$$

2. При эллипсности расточки статора (рис. 7.1, б):

$$p_{\epsilon} = 2; \quad \omega_{\epsilon} = 0;$$

$$\lambda_{\epsilon}(\alpha, t) = \lambda_0 + \lambda_{1\epsilon} \cos 2\alpha.$$

3. При вращающемся эксцентриситете, возникающем из-за прогиба вала:

$$p_{\epsilon} = 1; \quad \omega_{\epsilon} = \omega_1(1-s) \frac{1}{p} t;$$

$$\lambda_{\epsilon}(\alpha, t) = \lambda_0 + \lambda_{1\epsilon} \cos \left[\omega_1(1-s) \frac{1}{p} t - \alpha \right].$$

4. При вращающемся эксцентриситете, возникающем при эллипсности ротора (рис. 7.1, в):

$$p_{\epsilon} = 2; \quad \omega_{\epsilon} = \omega_1(1-s) \frac{2}{p} t;$$

$$\lambda_{\epsilon}(\alpha, t) = \lambda_0 + \lambda_{1\epsilon} \cos \left[\omega_1(1-s) \frac{2}{p} t - 2\alpha \right].$$

Индукция в зазоре АД при эксцентриситете [3] может быть представлена как произведение МДС F и магнитной проводимости λ :

$$B_{\epsilon}(\alpha, t) = F_{\text{cp}}(\alpha, t) \lambda_{\epsilon}(\alpha, t), \quad (7.3)$$

где F_{cp} — результирующая МДС статора (F_c) и ротора (F_p) в воздушном зазоре:

$$F_{\text{cp}}(\alpha, t) = F_c(\alpha, t) + F_p(\alpha, t).$$

Вращающаяся (бегущая) волна МДС развернутой записи

$$F_{\text{cp}}(\alpha, t) = F_{\text{cp}} \cos(\omega_1 t - p\alpha + \psi_F), \quad (7.4)$$

где F_{cp} — амплитуда результирующей МДС, определяемая через амплитуду волны индукции B_δ в воздушном зазоре δ (B_δ стабильна для любого нагрузочного режима движения), $F_{cp} = \frac{B_\delta}{\mu_0} \delta k_\delta$; ψ_F — начальная фаза МДС.

Следует отметить, что амплитуда результирующей МДС F_{cp} практически не зависит от нагрузки двигателя. Значения ψ_F не влияют на частотный состав, амплитуды и порядки полей и сил и могут не учитываться. В некоторых случаях, если не учитывать начальные фазы, расчетные значения амплитуд результирующих полей и сил одного порядка и частоты могут быть завышены. В дальнейшем начальные фазы проводимостей и МДС опускаем.

Подставив выражения (7.2) и (7.4) в (7.3), определим индукцию в зазоре:

$$\begin{aligned} B_\epsilon(\alpha, t) &= F_{cp}(\alpha, t)\lambda_\epsilon(\alpha, t) = \\ &= F_{cp} \cos(\omega_1 t - p\alpha) \left\{ \lambda_0 + \lambda_{1\epsilon} \cos \left[\omega_1(1-s) \frac{p_\epsilon}{p} - p_\epsilon \alpha \right] \right\} = \\ &= F_{cp} \lambda_0 \cos(\omega_1 t - p\alpha) + \\ &+ \frac{F_{cp} \cdot \lambda_{1\epsilon}}{2} \cos \left\{ \left[\frac{p_\epsilon}{p} (1-s) \pm 1 \right] \omega_1 t - (p_\epsilon \pm p) \alpha \right\}. \end{aligned} \quad (7.5)$$

Выражение (7.5) показывает, что в воздушном зазоре образуются волны индукции, имеющие различные скорость, полюсность и амплитуду. Скорость волны индукции определяет частоту сил магнитного тяжения, а порядок или полюсность — плечо сил, вызывающих деформацию кольца статора. Наиболее опасны силы, имеющие большое плечо, т.е. малую полюсность.

Вследствие эксцентриситета в зазоре машины образуются составляющие магнитной индукции, имеющие частоту и число полюсов, равные соответственно:

$$\begin{aligned} \omega' &= \left[\frac{p_\epsilon}{p} (1-s) + 1 \right] \omega_1; \quad p' = p_\epsilon + p; \\ \omega'' &= \left[\frac{p_\epsilon}{p} (1-s) - 1 \right] \omega_1; \quad p'' = p_\epsilon - p. \end{aligned}$$

Радиальные силы при этом будут определяться по формулам:

$$\begin{aligned}
 p_r(\alpha, t) &= \frac{[B_\epsilon(\alpha, t)]^2}{2\mu_0} = \frac{1}{2\mu_0} [F_{cp}\lambda_0 \cos(\omega_1 t - p\alpha) + \\
 &+ \frac{1}{2} F_{cp}\lambda_{1\epsilon} \cos(\omega' t - p'\alpha) + \frac{1}{2} F_{cp}\lambda_{1\epsilon} \cos(\omega'' t - p''\alpha)]^2 = \\
 &= \frac{1}{4\mu_0} (F_{cp}\lambda_0)^2 [1 + \cos(2\omega_1 t - 2p\alpha)] + \\
 &+ \frac{1}{16\mu_0} (F_{cp}\lambda_{1\epsilon})^2 [1 + \cos(2\omega' t - 2p'\alpha)] + \\
 &+ \frac{1}{16\mu_0} (F_{cp}\lambda_{1\epsilon})^2 [1 + \cos(2\omega'' t - 2p''\alpha)] + \\
 &+ \frac{1}{4\mu_0} F_{cp}^2 \lambda_0 \lambda_{1\epsilon} \{ \cos[(\omega_1 \pm \omega') t - (p \pm p')\alpha] \} + \\
 &+ \frac{1}{4\mu_0} F_{cp}^2 \lambda_0 \lambda_{1\epsilon} \{ \cos[(\omega_1 \pm \omega'') t - (p \pm p'')\alpha] \} + \\
 &+ \frac{1}{8\mu_0} (F_{cp}\lambda_{1\epsilon})^2 \{ \cos[(\omega' \pm \omega'') t - (p' \pm p'')\alpha] \}.
 \end{aligned}$$

В табл. 7.1 приведены числовые значения частот и порядков магнитных сил, возникающих вследствие эксцентриситета в АД с различными числами пар полюсов p для режимов среднего скольжения $s = 0,05$ и $f_1 = 50$ Гц.

Таблица 7.1

Частоты и порядки магнитных сил, возникающих при вращающемся эксцентриситете ($p_\epsilon = 1$ и $p_\epsilon = 2$)

Группа	$p_\epsilon = 1$ (прогиб вала)						$p_\epsilon = 2$ (эллипсность ротора)					
	$p = 1$		$p = 2$		$p = 3$		$p = 1$		$p = 2$		$p = 3$	
	f_r	r	f_r	r	f_r	r	f_r	r	f_r	r	f_r	r
I	100	2	100	4	100	6	100	2	100	4	100	6
II	148	3	124	5	116	7	195	4	148	6	132	8
	48	1	24	1	16	1	95	2	48	2	32	2
	48	1	24	1	16	1	95	2	48	2	32	2
	52	1	76,5	3	84,5	5	95	0	52,5	2	68,5	4
III	95	2	48	2	32	2	192	4	95	4	63,5	4
IV	195	4	148	6	132	8	280	6	195	8	163	10
	4...6	0	52	2	68,5	4	90	2	4...6	0	36,5	2

Примечание. Амплитуды сил в пределах каждой группы (I – IV) одинаковы и убывают с увеличением номера группы.

В случае неподвижного эксцентриситета магнитное поле в зазоре

$$B_{\Sigma}(\alpha, t) = F_{cp} \cos(\omega_1 t - p\alpha) [\lambda_0 + \lambda_{1\epsilon} \cos p_{\epsilon} \alpha] = \\ = F_{cp} \lambda_0 \cos(\omega_1 t - p\alpha) + \frac{1}{2} F_{cp} \lambda_{1\epsilon} \cos[\omega_1 t - (p \pm p_{\epsilon})\alpha].$$

Все магнитные силы, возбуждаемые этими полями, будут иметь частоту $f_r = 2f_1$, но при этом образуются различные порядки сил (чем ниже порядок, тем опаснее сила).

Наибольшее плечо будут иметь силы, определяемые выражением

$$p_r(\alpha, t) = \frac{1}{4\mu_0} F_{cp}^2 \lambda_0 \lambda_{1\epsilon} \cos[2\omega_1 t - (2p - p_{\epsilon})\alpha].$$

Эти силы имеют порядок $r = 2p - p_{\epsilon}$, меньший порядка сил основного поля, который равен $2p$. Наиболее опасен неподвижный эксцентриситет у двухполюсных машин ($2p = 2$), поскольку при этом могут возникать силы наиболее опасных порядков $r = 1; 0$.

Таким образом, возникновение (или нарастание имеющегося) эксцентриситета ротора приводит к увеличению магнитных вибраций в наиболее опасной низкочастотной области спектра.

При вращающемся эксцентриситете образуются более опасные силы порядка $r = 1$ на частотах, равных или близких к небалансным («оборотным»). Если магнитные вибрации на этих частотах накладываются на вибрации небаланса, увеличивается уровень вибрации на этой частоте и могут возникать биения.

Только эксцентриситетом объясняется наличие довольно значительных магнитных вибраций на частотах, близких к частоте сети 50 Гц (48 и 52 Гц).

При совпадении чисел полюсов основного магнитного поля и проводимости $p = p_{\epsilon}$ образуются магнитные силы на низких частотах $f_r = 4...6$ Гц. Эти силы имеют нулевой порядок ($r = 0$) и могут вызвать пульсацию по величине воздушного зазора. В результате может возникать амплитудная модуляция высокочастотных магнитных (например, зубцовых) вибраций. Колебания на этой частоте близки к собственным частотам колебаний машины, установленной на амортизаторы. Уровни вибрации при резонансе мо-

гут быть значительными (для данного диапазона частот) даже при малой амплитуде сил. Но и в отсутствие резонанса амортизация практически не ослабляет низкочастотные колебания, в чем заключается опасность их распространения по фундаменту.

Если в электрической машине с равномерным зазором магнитные силы от основного поля вызывают колебания только на частоте 100 Гц, а зубцовые вибрации расположены в диапазоне от 300 Гц и выше, то при наличии вращающегося эксцентриситета образуются дополнительно магнитные силы, которые практически равномерно заполняют весь низкочастотный диапазон от 4...6 до 300 Гц. Неподвижный же эксцентриситет приводит к увеличению вибрации только на двойной частоте сети $2f_1 = 100$ Гц, если $f_1 = 50$ Гц.

Следует отметить, что спектры дискретных составляющих магнитных сил и, следовательно, вибраций для каждого случая эксцентриситета и числа полюсов электрической машины отличаются друг от друга. Это позволяет в ряде случаев путем выявления дискретных составляющих магнитных сил определять причину их возникновения и оценивать величину и вид эксцентриситета.

7.3. Влияние магнитного насыщения на вибрацию



Насыщение магнитной цепи может иметь место в машинах с эффективным использованием магнитного материала или при работе от тиристорного преобразователя. Магнитная цепь машин обычно рассчитывается таким образом, чтобы рабочая точка находилась на колене насыщения магнитной характеристики. В эксплуатационных условиях возможны отклонения параметров сети (напряжения U и частоты f_1) от номинальных. Увеличение отношения U/f_1 приводит к увеличению основного магнитного потока Φ и насыщению.

Вследствие насыщения в кривой МДС воздушного зазора появляются гармонические составляющие, отличные от синусоидальной. На рис. 7.2 показаны кривые МДС воздушного зазора в случаях насыщения зубцов (рис. 7.2, а) и насыщения спинки статора или ротора (рис. 7.2, б). При одновременном насыщении

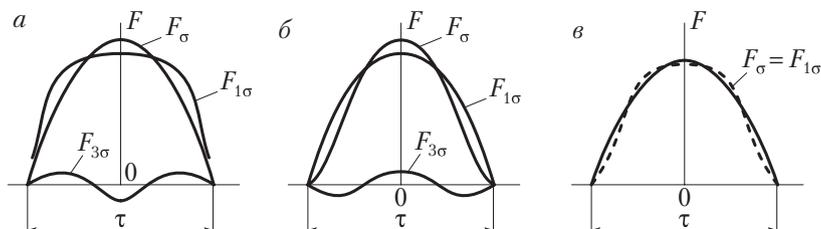


Рис. 7.2. Кривая МДС асинхронного двигателя

зубцов и спинки статора форма кривой МДС близка к синусоидальной (рис. 7.2, в). В большинстве случаев преобладает влияние насыщения зубцов и кривая МДС принимает плоский вид (см. рис. 7.2, а).

Как в одном, так и в другом случае в кривой МДС можно выделить наиболее сильную из высших гармоник — третью. В случае насыщения МДС зазора

$$F_{cp}(\alpha, t) = F_{1\sigma} \cos(\omega_1 t - p\alpha) \pm F_{3\sigma} \cos(3\omega_1 t - 3p\alpha),$$

где «+» относится к случаю, соответствующему рис. 7.2, а.

При равномерной магнитной проводимости ($\lambda = \lambda_0$) индукция в зазоре

$$B_{\sigma}(\alpha, t) = F_{\sigma}(\alpha, t)\lambda_0. \quad (7.6)$$

Радиальные магнитные силы, создаваемые полем (7.6),

$$P_r(\alpha, t) = \frac{B_{\sigma}^2(\alpha, t)}{2\mu_0}$$

можно выразить формулой

$$\begin{aligned} p_r(\alpha, t) = & \frac{1}{4\mu_0} (F_{1\sigma}\lambda_0)^2 [1 + \cos(2\omega_1 t - 2p\alpha)] + \\ & + \frac{1}{4\mu_0} (F_{3\sigma}\lambda_0)^2 [1 + \cos(6\omega_1 t - 6p\alpha)] + \\ & + \frac{1}{4\mu_0} F_{1\sigma} F_{3\sigma} \lambda_0 [\cos(4\omega_1 t - 4p\alpha)] + \cos(2\omega_1 t - 2p\alpha). \quad (7.7) \end{aligned}$$

Из формулы (7.7) следует, что насыщение магнитной цепи может приводить к возникновению дополнительных вибраций

на частотах $f_r = 4f_1$ и $6f_1$ (200 и 300 Гц). При этом порядки сил $r = 4p$ и $r = 6p$ относительно велики. Опасность возникновения вибрации на этих частотах более вероятна для малополюсных машин.

В случае эксцентриситета насыщение магнитной цепи приводит к образованию новых составляющих вибровозмущающих магнитных сил по сравнению с рассмотренными ранее.

Индукция в воздушном зазоре для этого случая

$$B(\alpha, t) = [F_{1\sigma} \cos(\omega_1 t - p\alpha)] + F_{3\sigma} \cos(3\omega_1 t - 3p\alpha)] \times \\ \times \left\{ \lambda_0 + \lambda_{1\epsilon} \cos \left[\frac{p_\epsilon}{p} (1-s)\omega_1 t - p_\epsilon \alpha \right] \right\}.$$

Последнее выражение после раскрытия скобок можно записать в виде

$$B(\alpha, t) = F_{1\sigma} \lambda_0 \cos(\omega_1 t - p\alpha) + F_{3\sigma} \lambda_0 \cos(3\omega_1 t - 3p\alpha)] + \\ + \frac{F_{1\sigma} \lambda_{1\epsilon}}{2} [\cos(\omega'_1 t - p'_1 \alpha) + \cos(\omega''_1 t - p''_1 \alpha)] + \\ + \frac{F_{3\sigma} \lambda_{1\epsilon}}{2} [\cos(\omega'_3 t - p'_3 \alpha) + \cos(\omega''_3 t - p''_3 \alpha)],$$

$$\text{где } \omega'_1 = \left[\frac{p_\epsilon}{p} (1-s) + 1 \right] \omega_1; \quad p'_1 = p_2 + p;$$

$$\omega''_1 = \left[\frac{p_\epsilon}{p} (1-s) - 1 \right] \omega_1; \quad p''_1 = p_\epsilon - p;$$

$$\omega'_3 = \left[\frac{p_\epsilon}{p} (1-s) + 3 \right] \omega_1; \quad p'_3 = p_\epsilon + 3p;$$

$$\omega''_3 = \left[\frac{p_\epsilon}{p} (1-s) - 3 \right] \omega_1; \quad p''_3 = p_\epsilon - 3p.$$

Возникновение ряда сил обусловлено одновременностью проявления как эксцентриситета, так и насыщения. За счет такого наложения возникают дополнительные частоты сил, совпадающие с частотой сил от эксцентриситета, но имеющие меньший по сравнению с последними порядок ($r \leq 2p_\epsilon$). Следовательно, на этих частотах при насыщении возможно увеличение вибрации, обусловленной эксцентриситетом.

Насыщение может привести к появлению вибраций на высоких частотах при взаимодействии незубцовых гармоник статора порядка γ и зубцовых гармоник ротора порядка $\mu = c \frac{z_p}{p} + 1$:

$$f_r = f_1 \left[c \frac{z_p}{p} (1-s) + 1 + 2k \pm 1 \right];$$

$$r = \left[c \frac{z_p}{p} + 1 + 2k \pm \gamma \right] p.$$

Здесь f_r — частота силы порядка r ; c — порядок зубчатости ротора; p — число пар полюсов основного поля машины; k — порядок гармоник статора (в общем случае от насыщения эксцентриситета), $k = 0, \pm 1, \pm 2, \dots$.

7.4. Магнитная вибрация при несимметрии на стороне статора



Несимметричный режим работы трехфазной асинхронной машины может характеризоваться в зависимости от причины его возникновения различными видами несимметрии.

Несимметрия первого вида характеризуется нарушением действующих сил токов отдельных фаз или углов сдвига между токами в фазах. Она возникает вследствие несимметрии напряжения источника (сети) или несимметрии сопротивлений фаз двигателя (рис. 7.3).

Несимметрия второго вида характеризуется нарушением симметрии пространственного распределения МДС, создаваемых обмотками отдельных фаз. Возникает она при внутри- и междуфазовых коротких замыканиях в обмотке статора или обрывах стержней ротора. Одновременно вызывает несимметрию первого вида.

Несимметрия третьего вида характеризуется нарушением симметрии кривых изменения токов фаз во времени. Она возникает при нелинейности сопротивления цепей фаз, обусловленной насыщением или наличием в цепях фаз нелинейных элементов (диодов, тиристоров, транзисторов и т.п.).



Рис. 7.3. Виброакустические характеристики асинхронного двигателя

При несимметрии любого вида магнитное поле в воздушном зазоре асинхронной машины искажается, что может вызвать увеличение магнитных вибраций.

В случае несимметрии первого вида МДС фаз равны

$$\left. \begin{aligned} F_A(\alpha, t) &= \sum_v F_{Av} \cos(\omega_1 t + \varphi_{Av}) \cos p v \alpha; \\ F_B(\alpha, t) &= \sum_v F_{Bv} \cos\left(\omega_1 t - \frac{2\pi}{3} + \psi_{Bv}\right) \cos\left(p v \alpha + \frac{2\pi}{3} v\right); \\ F_C(\alpha, t) &= \sum_v F_{Cv} \cos\left(\omega_1 t - \frac{4\pi}{3} + \psi_{Cv}\right) \cos\left(p v \alpha + \frac{4\pi}{3} v\right), \end{aligned} \right\}$$

где в общем случае $F_{Av} \neq F_{Bv} \neq F_{Cv}$ и $\psi_{Av} \neq \psi_{Bv} \neq \psi_{Cv}$, второй множитель показывает пространственное распределение МДС вдоль полюсного деления (полюса p), представленное через пространственные гармонические составляющие.

Пространственный порядок гармоник МДС $v = 2k + 1$, $k = 0, 1, 2, \dots$

Представляя пульсирующие гармоники МДС (7.8) в виде суммы двух вращающихся гармоник, получим:

$$\left. \begin{aligned}
 F_A(\alpha, t) &= \sum_{\nu} \frac{F_{A\nu}}{2} [\cos(\omega_1 t - p\nu\alpha + \psi_{A\nu}) + \cos(\omega_1 t + p\nu\alpha + \psi_{A\nu})]; \\
 F_B(\alpha, t) &= \sum_{\nu} \frac{F_{B\nu}}{2} \left\{ \cos \left[\omega_1 t - p\nu\alpha - \frac{2\pi}{3}(1-\nu) + \psi_{B\nu} \right] + \right. \\
 &+ \left. \cos \left[\omega_1 t + p\nu\alpha - \frac{2\pi}{3}(1+\nu) + \psi_{B\nu} \right] \right\}; \\
 F_C(\alpha, t) &= \sum_{\nu} \frac{F_{C\nu}}{2} \left\{ \cos \left[\omega_1 t - p\nu\alpha + \frac{2\pi}{3}(1-\nu) + \psi_{C\nu} \right] + \right. \\
 &+ \left. \cos \left[\omega_1 t + p\nu\alpha + \frac{2\pi}{3}(1+\nu) + \psi_{C\nu} \right] \right\}.
 \end{aligned} \right\} (7.9)$$

Первые слагаемые в выражениях (7.9) представляют вращающиеся МДС прямого направления вращения, вторые — обратного.

Фазы прямых волн:

$$\psi_{A\nu}: \quad -\frac{2\pi}{3}(1-\nu) + \psi_{B\nu}; \quad +\frac{2\pi}{3}(1-\nu) + \psi_{C\nu}. \quad (7.10)$$

Фазы обратных волн:

$$\psi_{A\nu}: \quad -\frac{2\pi}{3}(1+\nu) + \psi_{B\nu}; \quad +\frac{2\pi}{3}(1+\nu) + \psi_{C\nu}. \quad (7.11)$$

Амплитуды и фазы результирующих гармоник МДС получим, суммируя гармоники МДС фаз порядка ν одинакового направления вращения с учетом фаз (7.10) и (7.11). Для гармоник прямого направления вращения амплитуды $F_{\nu(n)}$ и фазы $\psi_{\nu(n)}$ определяются по выражениям

$$F'_{\nu(n)} = \frac{1}{2} \left\{ F_{A\nu} \cos \psi_{A\nu} + F_{B\nu} \cos \left[\psi_{B\nu} - \frac{2\pi}{3}(1-\nu) \right] + z + F_{C\nu} \cos \left[\psi_{C\nu} + \frac{2\pi}{3}(1-\nu) \right] \right\};$$

$$F''_{\nu(n)} = \left\{ \frac{1}{2} F_{A\nu} \sin \psi_{A\nu} + F_{B\nu} \sin \left[\psi_{B\nu} - \frac{2\pi}{3}(1-\nu) \right] + F_{C\nu} \sin \left[\psi_{C\nu} + \frac{2\pi}{3}(1-\nu) \right] \right\};$$

$$F_{\nu(n)} = \sqrt{F'^2_{\nu(n)} + F''^2_{\nu(n)}}; \quad \psi_{\nu(n)} = \arctg \frac{F''_{\nu(n)}}{F'_{\nu(n)}}.$$

Аналогично, если использовать значения фаз обратных волн (7.11), получим амплитуды $F_{\nu 0}$ фазы $\psi_{\nu 0}$ результирующих гармоник обратного направления вращения.

При несимметрии первого вида МДС обмотки запишется в виде суммы прямых и обратных волн:

$$F(\alpha, t) = \sum_v F_{v(n)} \cos(\omega_1 t - p v \alpha + \psi_{v(n)}) + \sum_v F_{v0} \cos(\omega_1 t + p v \alpha + \psi_{v0}), \quad (7.12)$$

где $v = 6$.

При несимметрии второго вида отдельные катушечные группы фазы создают различную по величине МДС.

Магнитодвижущую силу фазы можно представить в виде суммы основной (симметричной) составляющей ($F_{\text{осн}}$) и добавочной МДС ($F_{\text{доб}}$).

На рис. 7.4 показано образование добавочной МДС в результате замыкания половины витков катушечной группы одной фазы АД с числом пар полюсов $p = 2$. Разложение $F_{\text{доб}}$ в ряд Фурье дает только нечетные гармонические составляющие с числами пар полюсов $p' = 1, 3, 5, \dots$.

На рис. 7.5 показано образование $F_{\text{доб}}$ в АД с $p = 3$ (при замыкании витков в одной из катушечных групп фазы). Кривая $F_{\text{доб}}$ в этом случае содержит все (четные и нечетные) гармонические составляющие с $p' = 1, 2, 3, \dots$.

Гармоники МДС с $p' < p$ являются субгармониками, с $p' > p$ — высшими гармониками.

При межвитковом замыкании в одной из фаз возрастают токи всех фазных обмоток. Наибольшее возрастание имеет место в поврежденной фазе. Однако в целом это возрастание незначительно.

Основные составляющие МДС $F_{\text{осн}}$ фаз образуют при этом несимметричную трехфазную систему, которая может быть описана выражением (7.12). Добавочная МДС $F_{\text{доб}}$ поврежденной фазы создает спектр пульсирующих гармоник МДС, каждая из которых может быть представлена в виде двух встречно вращающихся гармоник с равными амплитудами:

$$F_{\text{доб}} = \sum_{p'} \sum_v \frac{F_{p'v}}{2} \cos(\omega_1 t \pm p' v \alpha + \psi_{p'v}),$$

где p' — число волн пространственной МДС (число полюсов), $p' = 1, 3, 5, \dots$ для $p = 2$, $p' = 1, 2, 3, 4, \dots$ для $p = 3$; v — пространственный порядок гармоники МДС, $v = 1, 3, 5, \dots$; $\psi_{p'v}$ — фаза гармоники.

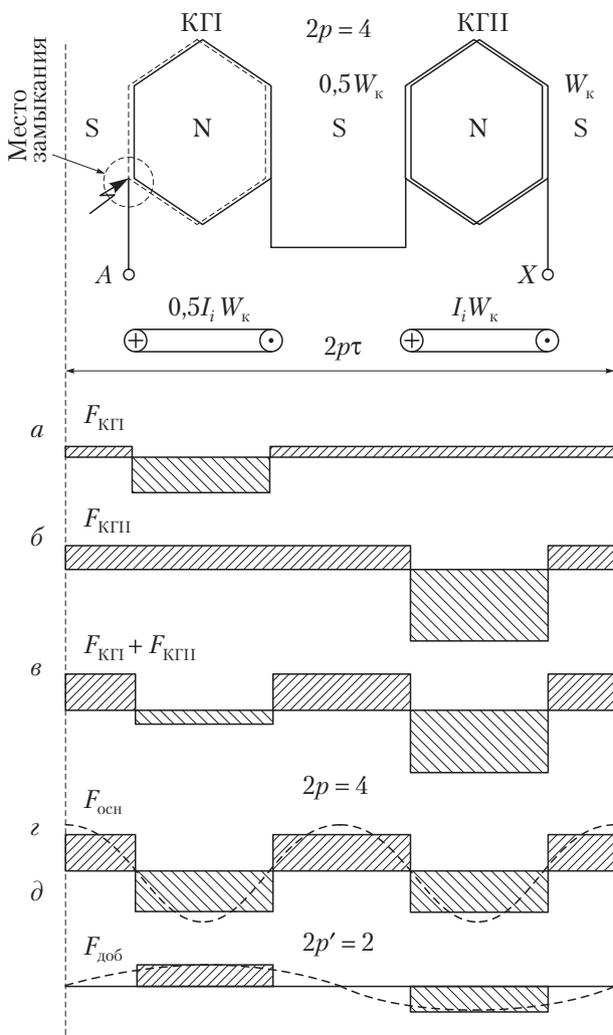


Рис. 7.4. Магнитодвижущие силы фазы при замыкании части витков в одной из катушечных групп (КГ):

a – КП (поврежденной); b – КП (неповрежденной);

c – результирующая; d – основная;

e – добавочная

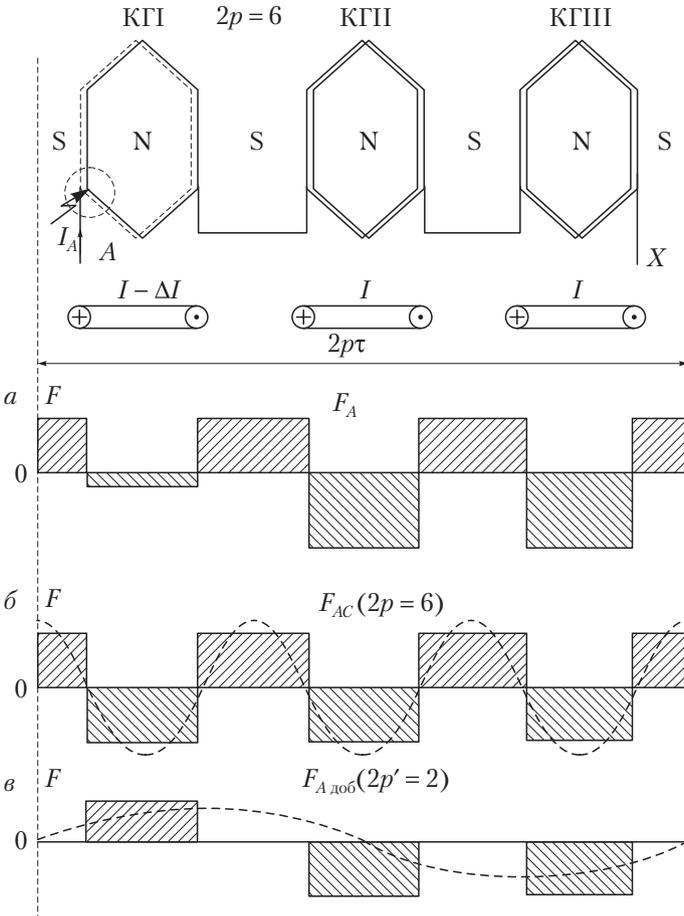


Рис. 7.5. Магнитодвижущие силы фазы при замыкании витков в одной из катушечных групп ($2p = 6$):
 а — результирующая; б — основная; в — добавочная

В асинхронном двигателе с $p = 1$ сила $F_{\text{доб}} = 0$, и такой обмотке свойственна несимметрия только первого вида.

При замыкании между витками обмоток различных фаз (рис. 7.6, б) образуется сложная трехфазная электрическая цепь. Токи и МДС всех фаз будут различны. Пространственные распределения МДС всех трех фаз также будут различаться. Представляя МДС фаз в виде основных и добавочных (см. рис. 7.5, 7.6),

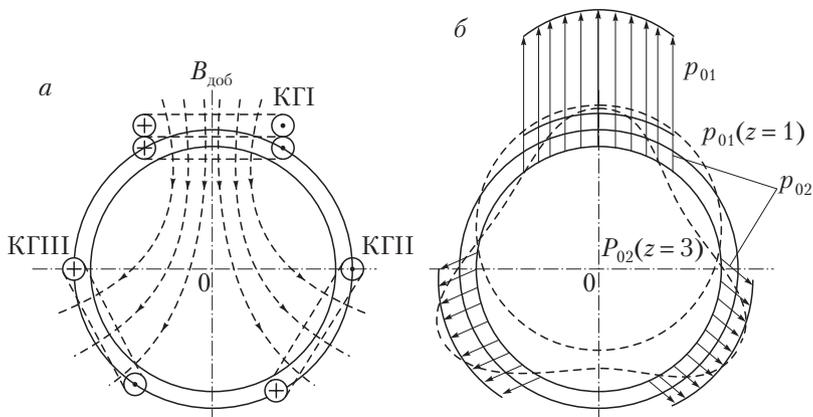


Рис. 7.6. Изменение магнитного поля (а) и магнитных сил (б) при замыкании в катушечной группе АД с $p = 3$

можно получить составляющие несимметрии первого и второго вида, причем составляющие несимметрии второго вида могут быть записаны в виде

$$F_{\text{доб}}(\alpha, t) = \sum_{p'} \sum_{\nu} \frac{F_{p'\nu(\pi)}}{2} \cos(\omega_1 t - p'\nu\alpha + \psi_{p'\nu(\pi)}) + \sum_{p'} \sum_{\nu} \frac{F_{p'\nu(0)}}{2} \cos(\omega_1 t + p'\nu\alpha + \psi_{p'\nu(0)}). \quad (7.13)$$

Прямые и обратные гармоники МДС одного порядка (7.13) в случае междуфазного замыкания отличаются по амплитуде, т. е.

$$F_{p'\nu(\pi)} \neq F_{p'\nu(0)}.$$

В воздушном зазоре МДС, создаваемая статором при межвитковых замыканиях,

$$F_c(\alpha, t) = \sum_{\nu} F_{\nu(\pi)} \cos(\omega_1 t - p\nu\alpha + \psi_{\nu(\pi)}) + \sum_{\nu} F_{\nu(0)} \cos(\omega_1 t + p\nu\alpha + \psi_{\nu(0)}) + \sum_{p'} \sum_{\nu} F_{p'\nu(\pi)} \cos(\omega_1 t - p'\nu\alpha + \psi_{p'\nu(\pi)}) + \sum_{p'} \sum_{\nu} F_{p'\nu(0)} \cos(\omega_1 t + p'\nu\alpha + \psi_{p'\nu(0)})$$

имеет одну и ту же частоту ω_1 для всех пространственных гармоник. Их амплитуды убывают с увеличением порядка.

Если учитывать только наиболее сильные первые ($\nu = 1$) пространственные гармоники МДС, то вызванные этими МДС магнитные поля могут образовать магнитные силы с частотой $f_r = 2f_1$, т.е. с двойной частотой сети. Однако среди этих сил будут силы наиболее опасных порядков $r = 0, 1, 2, \dots$. Следовательно, несимметрия второго вида может вызвать резкое увеличение вибрации на двойной частоте сети.

При эксцентриситете воздушного зазора и несимметрии возникают поля с частотами, отличными от частоты сети. В этом случае индукция в зазоре

$$\begin{aligned}
 B(\alpha, t) &= F_{cp} \cos(\alpha, t) \cdot \lambda(\alpha, t) = \\
 &= [F_{1n} \cos(\omega_1 t - p\alpha) + F_{10} \cos(\omega_1 t + p\alpha) + \\
 &+ \sum_{p'} F_{p'} \cos(\omega_1 t \pm p'\alpha + \psi_{p'})] \times \left\{ \lambda_0 + \lambda_{1\epsilon} \cos \left[\frac{p_\epsilon}{p} (1-s) \omega_1 t - p_\epsilon \alpha \right] \right\} = \\
 &= F_{1n} \lambda_0 \cos(\omega_1 t - p\alpha) + F_{10} \lambda_0 \cos(\omega_1 t + p\alpha) + \\
 &\quad + \sum_{p'} F_{p'} \lambda_0 \cos(\omega_1 t \pm p'\alpha + \psi_{p'}) + \\
 &\quad + \frac{F_{1n} \lambda_{1\epsilon}}{2} \cos \left\{ \left[\frac{p_\epsilon}{p} (1-s) \pm 1 \right] \omega_1 t - (p_\epsilon \pm p) \alpha \right\} + \\
 &\quad + \sum_{p'} \frac{F_{p'} \lambda_{1\epsilon}}{2} \cos \left\{ \left[\frac{p_\epsilon}{p'} (1-s) \pm 1 \right] \omega_1 t \pm (p_\epsilon \pm p') \alpha \pm \psi_{p'} \right\}. \quad (7.14)
 \end{aligned}$$

В выражении (7.14) прямые и обратные гармоники МДС приняты равными:

$$F_{p'n} = F_{p'0} = F_{p'}.$$

Магнитные силы, обусловленные полем (7.14), способны вызывать при эксцентриситете значительные вибрации на частотах эксцентриситета, что обусловлено образованием на этих частотах магнитных сил низких порядков ($r = 0, 1, 2, \dots$).

Все вращающиеся гармоники МДС с числом пар полюсов p' при наложении на зубцовые поля не приводят к возникновению высокочастотных полей.

Зубцовые поля статора, вызванные пространственными гармониками МДС несимметрии, можно представить суммой

$$B_{cz}(\alpha, t) = \sum_{p'} \sum_c \{ B_{p'i(n)} \cos[\omega_1 t - (p' \pm iz_c)\alpha] + B_{p'i(0)} \cos[\omega_1 t + (p' \pm iz_c)\alpha] \}.$$

То же для ротора:

$$B_{pz}(\alpha, t) = \sum_{p'} \sum_c B_{p'c(n)} \cos \left\{ \left[1 \pm c \frac{z_p}{p} (1-s) \right] \omega_1 t - (p' \pm cz_p)\alpha + \psi_{p'c(n)} \right\} + \\ + \sum_{p'} \sum_c B_{p'c(0)} \cos \left\{ \left[1 + c \frac{z_p}{p} (1-s) \right] \omega_1 t + (p'' \pm cz_p)\alpha + \psi_{p'c(0)} \right\},$$

где $c, i = 1, 2, 3, \dots$.

Опасные порядки сил от взаимодействия зубцовых полей статора и ротора при несимметрии могут образоваться, если пространственный порядок сил будет небольшой (при малом порядке образуется большое плечо сил, вызывающее деформацию кольца статора):

$$(p' \pm iz_c) \pm (p'' \pm cz_p) = 0, 1, 2, 3, 4, \dots,$$

где p' и p'' — порядки МДС статора и ротора при их произвольном сочетании.

Критерии возникновения опасных порядков сил при несимметрии:

$$|z_c - z_p| = p' + p''; p' + p'' \pm 1; p' + p'' \pm 2, \dots;$$

$$|z_c - z_p| = p + p'; p + p' \pm 1; p + p' \pm 2, \dots.$$

Так, например, в АД с $p = 2, z_c = 36, z_p = 26$ при межвитковом замыкании могут образоваться гармоники МДС обмотки статора с числом пар полюсов $p = 3; 5$. При этом (в порядке убывания амплитуд) могут возникнуть силы на зубцовой частоте f_r с порядками $r = 3; 2; 0$.

Таким образом, высшие ($p' < p$) гармоники МДС, несимметрии способствуют увеличению вибраций на частотах зубчатости, субгармоники ($p' < p$) — на низких частотах от $f_r = f_1$ до $(5\dots 6)f_1$.

В целом наиболее опасным с точки зрения усиления вибрации являются межвитковое и междуфазовое замыкания в машинах с числом пар полюсов $p > 2$, так как возникающая при этом несимметрия добавочной МДС $F_{\text{доб}}$ приводит к возникновению сил одностороннего магнитного притяжения. Эти силы могут значительно нагрузить подшипники и вызвать резкое (до 10...20 дБ) увеличение вибрации. В результате на виброграмме вся низкочастотная часть спектра от 20 до 250 Гц поднимается вверх.

Картина магнитного поля и магнитных сил, возбуждаемых добавочной МДС $F_{\text{доб}}$ в АД с числом пар полюсов машины $p = 3$, представлена на рис. 7.6. Вследствие квадратичной зависимости магнитной силы от индукции в зазоре образуется неуравновешенная сила p_{01} , которая имеет пульсирующий характер. Постоянная составляющая этой пульсирующей с двойной частотой сети силы вызывает радиальное нагружение подшипников, переменная — вибрацию на частоте $2f_1$.

7.5. Магнитная вибрация при несимметрии на стороне ротора



Несимметрия ротора возникает, как правило, вследствие неисправности клетки (обмотки) ротора или в случае гладкого ротора из-за наличия раковин и изломов в отливке гильзы. Характерной причиной неисправности клетки является обрыв стержней.

При обрыве стержня ротор становится несимметричным, так как изменяются значения токов, проходящих в клетке ротора, а следовательно, и его магнитное поле ротора.

Если в стержне имеется обрыв, то ток стержня равен нулю. Используя принцип наложения, отсутствие тока в стержне представим как результат включения в цепь стержня вспомогательного источника электродвижущей силы (ЭДС) e_1 , такого, что

$$e_1 = e_{\text{ст}} + i_{\text{ст}} R_{\text{ст}}$$

или

$$\dot{E}_1 = \dot{E}_{\text{ст}} + \dot{I}_{\text{ст}} \dot{Z}_{\text{ст}},$$

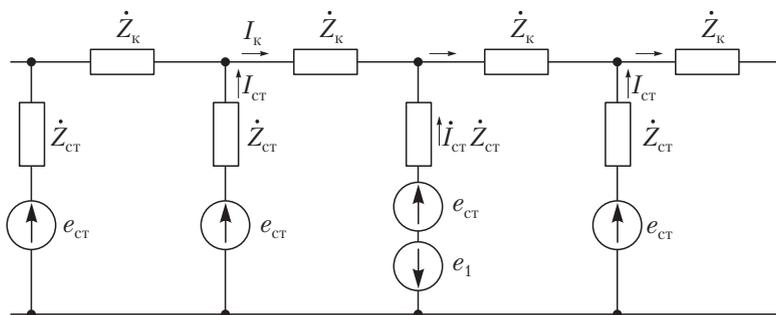


Рис. 7.7. Электрическая схема клетки ротора при обрыве стержня

где \dot{E}_1 — комплексная ЭДС, вводимая в цепь стержня, которая уравнивает ЭДС вращения \dot{E}_{ct} и падение напряжения в стержне с сопротивлением \dot{Z}_{ct} .

Таким образом, в стержне (рис. 7.7) проходят два встречно направленных тока $I'_{ct} = -I''_{ct}$, равных току необорванного стержня I_{ct} . Один ток ($I'_{ct} = I_{ct}$) вместе с токами исправных стержней образует симметричную картину токов ротора, второй ток (I''_{ct}) будет замыкаться через стержни в обратном относительно продольной оси направлении. Распределение токов и МДС для двух составляющих результирующей картины представлено на рис. 7.8.

Из анализа рис. 7.8 следует, что добавочное поле, образующееся при обрыве одного стержня, может после разложения его в ряд Фурье включать гармонические составляющие с числом пар полюсов $p_i = 1, 2, 3, \dots$

Если $p_i < p$, то поля называют *полями субгармоник*, если $p_i > p$ — *полями высших гармоник*. Добавочное поле является пульсирующим с частотой скольжения $f_2 = Sf_1$, где S — скольжение.

Представим пульсирующее поле в виде двух вращающихся. Относительно ротора они будут вращаться в противоположных направлениях

$$F_{\text{доб}}(\alpha, t) = \sum_{p_i = 1, 3, 5} F_p \cos(P_i \alpha \pm \omega_1 s t + \varphi_i).$$

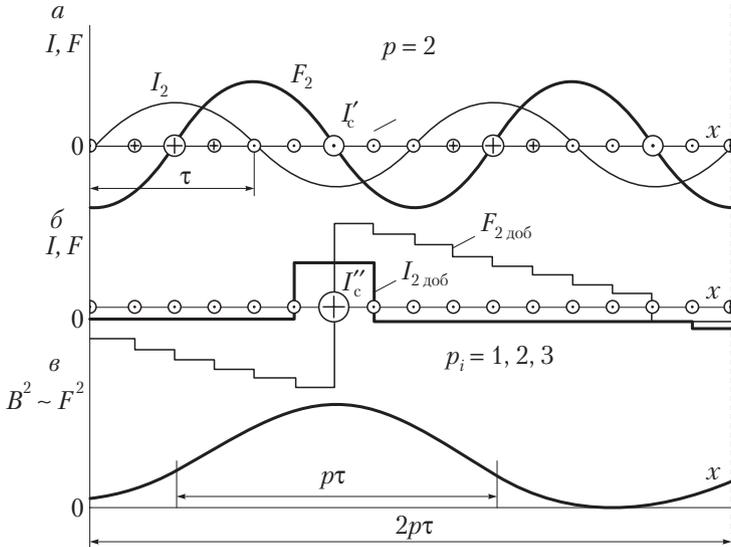


Рис. 7.8. Распределение токов и МДС основного (а), добавочного (б) поля и сил одностороннего притяжения (в) при обрыве стержня клетки ротора

Скорость поля прямой (–) и обратной (+) волн относительно ротора

$$\Omega_{pi} = \pm \frac{\omega_1 s}{p_i}.$$

В свою очередь ротор вращается относительно статора со скоростью $\frac{\omega_1}{p_i}(1 - s)$, следовательно, прямые и обратные волны добавочного поля ротора относительно статора имеют скорость

$$\Omega_{ci} = \pm \frac{\omega_1}{p_i}(1 - s) \pm \frac{\omega_1 s}{p_i},$$

где $\frac{\omega_1}{p_i}$ – синхронная скорость (скорость основного поля).

Относительно статора частота поля ротора

$$\omega_{с.доб} = \Omega_{ci} p_i = \omega_1 \left[\frac{p_i}{p} (1 - s) \pm s \right].$$

Таким образом, добавочные поля ротора имеют высокую частоту относительно статора. В обмотке статора вращающиеся поля ротора могут наводить ЭДС только в случае $p_i = p$. При $p_i \neq p$ эти поля вследствие магнитной развязки либо вообще не наводят ЭДС, если $p_i = kp$, где k — четные целые числа, либо ЭДС ослаблены в k раз, если k — нечетные целые числа. Вследствие этого статор практически не создает реакции на добавочные поля ротора, а следовательно, и не ослабляет их.

В системе координат статора вращающиеся добавочные поля ротора будут определяться выражением

$$B_{p,\text{доб}}(\alpha, t) = \sum_{p_i} B_{p_i} \cos \left\{ p_i \alpha - \omega_1 \left[\frac{p_i}{p} (1-s) \pm s \right] t \right\}.$$

Взаимодействие этих полей с основным полем вызовет радиальные электромагнитные силы:

$$\begin{aligned} p_r(\alpha, t) &= \frac{[B_1(\alpha, t) + B_{p,\text{доб}}(\alpha, t)]^2}{2\mu_0} \approx \\ &\approx \sum \frac{B_1 B_{p_i}}{4\mu_0} \left\{ \cos \left[(p_i + p)\alpha - \omega_1 \left(\frac{p_i}{p} (1-s) + 1 \pm s \right) t \right] + \right. \\ &\quad \left. + \cos \left[(p_i - p)\alpha - \omega_1 \left(\frac{p_i}{p} (1-s) - 1 \pm s \right) t \right] \right\}. \end{aligned}$$

Чем выше порядок p_i гармоники добавочного поля, тем меньше его амплитуда, а следовательно, и возбуждаемое этим полем магнитное притяжение. Возможные при различном соотношении чисел p и p_i порядки r и частоты f_r сил (а следовательно, и частоты вибраций) приведены в табл. 7.2.

Сравнивая частоты дополнительного спектра вибраций (частоты сил совпадают с частотами вибраций), возникающих при обрыве стержня (см. табл. 7.2), с частотами спектра при эксцентриситете (см. табл. 7.1), можно установить, что между ними имеется определенное сходство. В обоих случаях наблюдается рост уровней вибрации на оборотной частоте, на двойной частоте сети, на двойной частоте скольжения и на частотах, кратных оборотным.

Используя табл. 7.2, надо иметь в виду следующее:

□ гармоники добавочного поля четных порядков, как правило, малы по сравнению с гармониками нечетных порядков;

Таблица 7.2

Порядки r и частоты f_r сил в асинхронном двигателе при обрыве клетки ротора

Число пар полюсов до-бавочного поля	Число пар полюсов основного поля											
	$p = 1$ ($n = 3000$ об/мин)				$p = 2$ ($n = 1500$ об/мин)				$p = 3$ ($n = 1000$ об/мин)			
	r	f_r , Гц	Расчетная формула	r	f_r , Гц	Расчетная формула	r	f_r , Гц	Расчетная формула			
1	2	100	$[2 + 0]f_1^*$	3	25	$[1/2 + 0,53]f_1$	4	66	$[4/3 + 2/3s]f_1$	+1,6	83	
		95	$[2 + 2s]f_1^*$			-3,25		$[1/2 - 1,5s]f_1$				-3,4
	0	5		$-2sf_1$	1	75	$[3/2 + 0,5s]f_1$	2	33	$[2/3 + 1/3s]f_1$	+1,6	83
							-3,25		$[3/2 + 1,5s]f_1$			
2	3	150	$[3 - s]f_1$	4	100	$[2 + 0]f_1$	5	83	83	83	83	
			$[3 - 3s]f_1$			-5						$[2 - 2s]f_1$
	1	50		$[1 - s]f_1$	0	5	$-2sf_1$	1	17	17	17	
				$[1 - 2s]f_1$								
3	4	200	$[4 - 2s]f_1$	5	125	$[5/2 - 0,5s]f_1$	6	100	$[2 + 0]f_1$	0	5	
			$[4 - 4s]f_1$			-1,75		$[5/2 - 2,5s]f_1$				-5
	2	100		$[2 - 2s]f_1$	1	25	$[1/2 - 0,5s]f_1$	0	5	5	5	
				$[2 - 4s]f_1$			-1,75					$[1/2 - 2,5s]f_1$
4	5	250	$[5 - 3s]f_1$	6	150	$[3 - s]f_1$	7	-87,5	-87,5	-87,5	-87,5	
			$[5 - 5s]f_1$			-2,5						$[3 - 3s]f_1$
	3	150		$[3 - 3s]f_1$	2	50	$[1 - s]f_1$	1	-12,5	-12,5	-12,5	
				$[3 - 5s]f_1$			-2,5					$[1 - 3s]f_1$

* Для числовых значений f_r принято $f_1 = 50$ Гц, $s = 0,05$.



Рис. 7.9. Виброакустические характеристики асинхронного двигателя АМ-72-6

- гармоники поля с $p_i = p$ ослаблены за счет реакции статора;
- каждому порядку r соответствуют две силы с частотами, различающимися на двойную частоту скольжения;
- при увеличении нагрузки вибрации от эксцентриситета будут заметно уменьшаться, а вибрации от обрыва стержня — возрастать.

В области низких частот вибрации при обрыве стержня могут сопровождаться значительными биениями на двойной частоте скольжения. Независимо от числа пар полюсов p основного поля в машине при обрыве стержня возникают силы одностороннего притяжения (см. рис. 7.8, в), способствующие увеличению вибрации машины на оборотной частоте и на подшипниковых частотах.

На рис. 7.9 приведены виброакустические характеристики АД при обрыве фазы во время его работы.

Вопросы и задания для самоконтроля

1. Назовите причины магнитной вибрации асинхронных двигателей.
2. Перечислите виды неравномерности зазоров в асинхронных двигателях.
3. Какой порядок сил вызывает наибольшую магнитную вибрацию?
4. На каких частотах проявляется магнитная вибрация в асинхронных двигателях?

ПРИБОРЫ ВИБРОДИАГНОСТИРОВАНИЯ



8.1. Аналоговые виброанализаторы

Виброметры РМС-201А и РМС-208 фирмы РМС Beta (США). Виброметр РМС-201А предназначен для периодического эксплуатационного контроля вибрации подшипников. Он имеет автономное питание, стрелочный указатель и позволяет измерять виброскорость и виброперемещение, работает с электродинамическим вибродатчиком.

Прибор РМС-208 предназначен для вибрационной диагностики при периодическом контроле вибрационного состояния. В комплект входят перестраиваемые фильтры, позволяющие выполнять визуальный спектральный анализ. Прибор может работать в комплекте двухкоординатным самописцем РМС-3200.

Виброметр VM-350 и виброанализатор VM-126 фирмы Vibro Metric Inc (США). Малогабаритный стрелочный виброметр VM-350 предназначен для измерения виброскорости при эксплуатационном периодическом контроле вибрации подшипников. Он имеет автономное питание с электрическим вибродатчиком. Частотный диапазон измерений — 3...5000 Гц. Прибор измеряет эффективное значение виброскорости.

Виброанализатор VM-126 представляет собой прибор с цифровым отсчетом результатов измерений, имеет выходы для подключения самописцев и цифropечатающих устройств. Измеряет виброускорение, виброскорость и виброперемещение. Частотный диапазон — 5...15000 Гц. Пределы измерений: виброускорение — 0,2...200 м/с²; виброскорость — 2...2000 м/с; виброперемещение — 200...20000 мкм.

Виброметр модели 10 фирмы Schenck (ФРГ). Это переносной малогабаритный стрелочный прибор с автономным питанием и электродинамическим вибродатчиком. Предназначен для измерения эффективного значения виброскорости и виброперемещения в частотном диапазоне 10...1000 Гц при периодическом контроле вибрации электрооборудования. Имеется выход для подключения самописца и осциллографа.

Переносные виброметры моделей 708.00 и Vibrogard фирмы Deutlinger (ФРГ). Переносной виброметр модели 708.00 является малогабаритным прибором со стрелочными указателями и автономным питанием. Работает с вибродатчиком типа РМС 48/2056. С помощью этого прибора измеряется эффективное значение виброскорости в частотном диапазоне 10...1000 Гц. Виброметр имеет два предела измерений эффективного значения виброскорости: 0...2 и 0...20 мм/с.

Переносной виброметр модели Vibrogard кроме эффективного значения виброскорости позволяет измерять виброперемещение.

Оба прибора имеют выходы для подключения анализаторов спектра, выпускаемых той же фирмой, которые позволяют определять спектральные составляющие контролируемой вибрации. Анализатор спектра модели 703.00 дает возможность производить ручной анализ спектрального состава в частотном диапазоне 2...20 000 Гц. Анализатор спектра 704.00 позволяет осуществлять автоматический анализ составляющих спектра с записью на бумажной ленте в частотном диапазоне 20...20 000 Гц.

Виброметр общего назначения VU 034 фирмы «Диамех» (Россия). Эта модель обеспечивает измерение общего уровня виброперемещения, виброскорости или виброускорения (по выбору оператора) при нажатии соответствующей клавиши.

Диапазон измерений: виброускорение — 0,01...200 м/с²; виброскорость — 0,01...200 мм/с; виброперемещение — 0,1...2000 мкм.

Частотные диапазоны: виброускорение — 10...10 000 Гц; виброскорость — 10...1000 Гц; виброперемещение — 10...1000 Гц.

Комплектация: пьезоакселерометр РА022, кабель пьезоакселерометра, установочный магнит, измерительный щуп, запасной аккумулятор, зарядное устройство, руководство по использованию, высокотемпературный пьезоакселерометр РА030 (работает в диапазоне до 260 °С). Масса 375 г.

Микропроцессорный виброметр VU940 фирмы «Диамех». Данная модель обеспечивает измерение общего уровня вибро смещения, виброскорости и виброускорения. Прибор выполняет полосовой анализ, а также измеряет высокочастотные ударные импульсы. В приборе реализован режим автокалибровки, который выполняется после каждого включения и обеспечивает стабильную точность показаний прибора. Прибор имеет встроенный дифференциальный предусилитель заряда, который полностью компенсирует электромагнитные наводки.

Диапазон измерений: виброускорение 0,01...1000 м/с²; виброскорость 0,01...200 мм/с; вибро смещение 0,1...2000 мкм; погрешность измерений 5 %.

8.2. Виброанализаторы на основе микропроцессорных устройств



Обобщенные характеристики приборов виброанализа приведены в табл. 8.3.

Микропроцессорный виброметр с памятью ПР-110 фирмы «Приз» (Россия). В этой модели могут применяться датчики различных типов (тензодатчики, пьезодатчики), частотные диапазоны — 0...100, 200, 500, 1000, 2000, 10 000, 20 000 Гц. Количество спектральных линий 100, 200, 400, 800. Режимы работы: «Ввод и анализ сигнала по линейному входу от датчиков», «Ввод и анализ сигналов через усилитель зарядов»

Анализатор вибрации 795М (Украина). Прибор (рис. 8.1) позволяет проводить анализ колебаний во временной и частотной областях, уровня ударных импульсов и частоты вращения. Измеряет среднее квадратическое и пиковое значения параметра вибрации. Информация выводится на экран в текстовой и графической формах. В зависимости от модификации прибора можно измерять общий уровень или выполнять частотный анализ спектра вибрации.

Портативные виброанализаторы (балансировочные приборы) «Агат», «Агат-М» (Россия). Анализатор «Агат» имеет два канала для измерения вибрации и один канал для регистрации частоты

Таблица 8.3

Характеристики вибронализующих приборов

Характеристика	ПР-200А	СД-11	«Кварц», «Топаз»	СК-2300	СМ-3001	ДСА-2001	«Атлант-8»	«Диана-2»
Частотный диапазон в режиме измерения спектров	0,05 Гц... 20 кГц	0,02 Гц... 25,6 кГц	0,3 Гц... 10 кГц	0,5 Гц... 20 кГц	4 Гц... 20 кГц	10 Гц... 16 кГц	5 Гц... 5 кГц	До 10 кГц
Количество частотных диапазонов	9	11	10	8	7	8	—	—
Измерение спектров огибающих	Есть	Есть	Есть	Есть	Есть	Есть	Нет	Нет
Количество отсчетов в спектре	400, 800, 1600	400, 800, 1600	100, 200, 400, 800, 1600	400, 800, 1600, 3200	200, 400, 800, 1600	250, 500, 1000, 2000, 2500	100, 3200	400, 800
Количество каналов для подключения пьезоакселерометров	2	1	1	2	3	2	8	2
Количество каналов подключения датчиков по напряжению	1	1	1	8	3	2	8	—
Коммутатор	СКЗ*, пикфак-	4...16 СКЗ, пик-	4, 8, 16 СКЗ, эксцесс, выбег	— —	— Ампли- туда и фаза	— Кепстр, корреля- ция, фазо- вые харак- теристики	— —	— —
Дополнительные измерения	пикфак- тор, ре- жим ос- цилло- графа	пик, пик						

Балансировка	Есть								
Графический дисплей	Есть								
Время работы от аккумуляторов	8	10	8	8	6	4	4	4	8
Длина, мм	280	225	180	245	296	315	315	НД	180
Ширина, мм	135	150	170	165	96	325	325	НД	165
Высота, мм	65	45	75	47	36	110	110	НД	35
Масса, кг	1,7	1,7	1,8	2,0	1,0	4,5	4,5	6,0	1,1

* СКЗ — среднее квадратическое значение; НД — нет данных.



Рис. 8.1. Анализатор
вибрации 795М



Рис. 8.2. Двухканальный
анализатор параметров
вибрации «Агат-М»



Рис. 8.3. Вибро-
измерительный
прибор «Янтарь»

вращения. Частотный диапазон в режиме измерения — 5...10 000 Гц. Максимальное количество линий в спектре — 800.

Прибор «Агат-М» (рис. 8.2) — двухканальный анализатор параметров вибрации. Он используется также для проведения двухплоскостной динамической балансировки роторов. В комплекте с прибором поставляется программное обеспечение, которое упрощает процесс обработки и хранения данных балансировок. Прибор может использоваться с программным обеспечением «Диамант-2».

В прибор заложена функция экспресс-диагностирования подшипников качения, которая по однократному измерению позволяет определять дефекты монтажа и зарождающиеся дефекты подшипника.

Виброизмерительный прибор «Янтарь». Компактный прибор «Янтарь» (рис. 8.3) позволяет измерять общий уровень виброскорости, виброускорения и виброперемещения в частотном диапазоне 10...1000 Гц. В комплекте с прибором поставляются головные телефоны, позволяющие специалистам производить оценку агрегатов по шумам. Частотный диапазон измерений — 5...10 000 Гц, работа в режиме стетоскопа, датчик вибрации РА-023, имеет магнит и щуп для датчика.

Мультиплексоры МС-4, МС-16, МС-64 (Россия). В тех случаях, когда перестановка вибродатчиков невозможна (например, при ходовых испытаниях колесно-моторного блока электропоезда) или



Рис. 8.4. Мультиплексор



Рис. 8.5. Портативный виброанализатор «Кварц»



Рис. 8.6. Расширительный блок МС-60-2-08

нецелесообразна, при проведении могоплоскостной балансировки используются мультиплексоры (рис. 8.4) на различное число каналов. Мультиплексоры подключаются к приборам «Топаз-08» и «Кварц» (рис. 8.5) и позволяют выполнять измерения последовательно в нескольких точках (от 1 до 64).

Расширительный блок МС-60-2-08. Фирма «Диамех» разработала и выпускает расширительный восьмиканальный блок (рис. 8.6), который подключается к виброанализаторам «Топаз-08» и «Кварц» и позволяет измерять параметры вибрации одновременно в 2–8 измерительных точках. Использование этого блока вместе с функциональной базой приборов «Топаз-8» и «Кварц» дает возможность решать ряд проблем диагностирования сложных агрегатов. К блоку подключаются датчики вибрации РА 023, высокотемпературные датчики РА 031 и РА 032, низкочастотные датчики вибрации РА 057.

Виброизмерительный прибор «Опал» (Россия). Этот прибор (рис. 8.7) предназначен для измерения общего уровня среднего



Рис. 8.7. Виброизмерительный прибор «Опал»



Рис. 8.8. Анализаторы вибрации

квадратического значения виброскорости любого роторного оборудования. Предел среднего квадратического значения виброскорости — 1,5...100 мм/с. Диапазон частот — 10...1000 Гц. Прибор соответствует техническим требованиям ГОСТ ISO 2954–97. Работает с датчиками вибрации и шума.

Анализатор вибрации «Спектр-07» (Россия). Прибор (рис. 8.8, а) имеет по одному каналу для измерения вибрации, для регистрации частоты вращения, для измерения электрического сигнала. Частотный диапазон в режиме измерения — 0,125... 25 000 Гц. Максимальное количество линий в спектре — 1600.

Анализатор вибрации СД-12М (Россия). Прибор (рис. 8.8, б) имеет по одному каналу для измерения вибрации, для измерения шума, для измерения электрического сигнала, для регистрации частоты вращения. Частотный диапазон — 0,5...25 000 Гц. Максимальное число линий в спектре — 1600.

Виброметр «Корсар++» (Россия). Этот одноканальный прибор (рис. 8.9, а) для измерения общего уровня вибрации в диапазоне частот 10... 000 Гц. Максимальное количество линий в спектре — 400.

Анализатор вибрации «Диана-С» (Россия). Прибор (рис. 8.9, б) измеряет вибрацию в диапазоне 5...5000 Гц. Имеет по одному каналу для измерения вибрации для измерения частоты вращения. Максимальное число линий в спектре — 1600.

Анализатор вибрации АДП-3101 (Россия). Данный прибор (рис. 8.10) имеет по два канала для измерения вибрации, для из-



Рис. 8.9. Анализаторы вибрации



Рис. 8.10. Анализатор вибрации АДП-3101

мерения электрического сигнала и один канал для регистрации частоты вращения. Частотный диапазон в режиме измерения — 1...24 000 Гц. Максимальное число линий в спектре — 6400.

8.3. Компьютерные системы вибродиагностирования



Прибор МДП-11423. Специалисты Белорусского государственного университета совместно с ООО «Центр научно-прикладных проблем энергетики» разработали многоканальный многофункциональный прибор МДП-11423 (рис. 8.11) на базе ноутбука. Измерительные каналы: измерение вибрации — 2 канала; измерение тока — 2 канала; измерение напряжения — 2 канала; измерение оборотов — 1 канал; измерение магнитного поля — 2 канала.

Основные характеристики прибора:

- частотный диапазон в режиме измерения спектров — 0,5 Гц...40 кГц;
- количество отсчетов в спектре — 100, 200, 400, 800, 1600;
- количество каналов для подключения пьезоакселераторов — два (два аналого-цифровых преобразователя);
- количество каналов подключения датчиков по напряжению — один;
- количество каналов подключения датчиков по току — два;
- количество каналов подключения датчиков оборотов — один;



Рис. 8.11. Многоканальный диагностический прибор МДП-11423



Рис. 8.12. Анализатор вибрации «Атлант-8М»

□ измерения и анализ — среднее квадратического значение, пикфактор, режим осциллографа, выбег.

Прибор позволяет измерять вибрацию, количество оборотов ротора, величину и спектральный состав магнитного поля и тока статора, концентрацию напряжения в металле от тензодатчиков. Прибор совмещает функциональные возможности нескольких приборов, что очень важно для комплексного, оперативного диагностирования электрических машин.

Многоканальный анализатор сигналов «Атлант-8». Синхронный регистратор-анализатор вибросигналов «Атлант-8» (рис. 8.12) — это современный прибор, предназначенный для решения наиболее сложных задач в вибрационной диагностике состояния оборудования. Его основу составляет ноутбук, в котором объединены функции регистрации и обработки сигналов, а также хранения информации. Функции первичной обработки вибросигналов, фильтрации и синхронного цифрового преобразования реализуются во внешнем блоке, к которому подключаются вибродатчики и отметчик фазы, используемый при балансировке.

Основные технические характеристики прибора: количество каналов — 8; частотный диапазон — 5...5000 Гц; количество линий в спектре — 100...3200.

Основные достоинства рассмотренных компьютерных систем — возможность быстрого совершенствования программного обеспечения, удобный интерфейс пользователя, совместимость со стандартными текстовыми и графическими редакторами, возможность быстрой выдачи заключений и протоколов о техническом состоянии. Диагностическая система состоит из компьютера и специального устройства согласования для подключения датчи-

ков. Такие системы изготавливаются, как правило, многоканальными (двух-, четырех- и восьмиканальными). Для обеспечения высокой надежности используются не офисные, а специальные промышленные ноутбуки.

Вопросы и задания для самоконтроля

1. Каково различие между аналоговыми и цифровыми виброанализаторами?
2. Назовите параметры вибрации, которые можно измерить аналоговыми виброанализаторами. Каков порядок измерений?
3. Какие задачи вибродиагностирования можно решить с помощью приборов «Агат» и «Янтарь»?
4. Назовите достоинства компьютерных систем вибродиагностирования.
5. В каких случаях применяются мультиплексоры и расширительные блоки?

ПРИБОРЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ИЗОЛЯЦИИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

9.1. Приборы диагностирования изоляции обмоток статора электрических машин



Применяемый на практике способ оценки технического состояния изоляции электрических машин и кабелей на основе высоковольтных испытаний является разрушающим. Как показывает практика, в результате таких неоднократных испытаний повреждается изоляция, что приводит к сокращению ресурса, аварийным остановам и необоснованным затратам на ремонт. В настоящее время ученые разработали неразрушающие методы контроля степени износа изоляции обмоток, основанные на измерении следующих параметров:

- абсорбционной емкости изоляции ΔC (пФ);
- геометрической емкости изоляции C_{50} (пФ);
- коэффициента поляризации (коэффициента микропористости);
- тангенса угла диэлектрических потерь $\text{tg} \delta$ (%);
- частичных разрядов (пКл);
- температурного поля ($^{\circ}\text{C}$).

Для измерения указанных параметров применяются приборы ПКВ-7, МІС-2500, мост переменного тока Р5026, зонд частичных разрядов М4201 (рис. 9.1, а, б), томограф ИРТІС-2000 (рис. 9.1, в) и др.

На рис. 9.2 приведены приборы для диагностирования изоляции статора электрической машины.

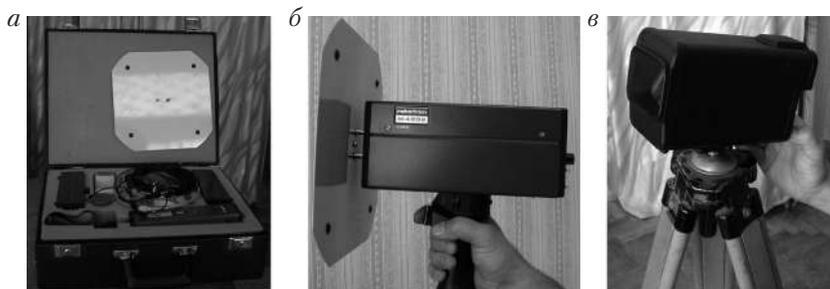


Рис. 9.1. Приборы для технического диагностирования:
 а, б — зонд частичных разрядов; в — ИРТИС-2000

Мост переменного тока Р5026 (рис. 9.3) применяется в комплекте, в который входят линейный автоматический трансформатор (ЛАТР), трансформатор напряжения НОМ-10, высоковольтный вольтметр (V), эталонный конденсатор C_0 .

К диэлектрическим характеристикам изоляционных конструкций, определяемым процессами в диэлектриках, относятся **электропроводность** и **поляризация**.

Электропроводность технических диэлектриков определяется наличием в них свободных ионов и характеризуется удельным объемным сопротивлением ρ_v . При приложении к изоляционной конструкции напряжения через нее проходит ток проводимости. Состояние изоляции характеризуется силой этого тока или обратной ему величиной — сопротивлением изоляции.

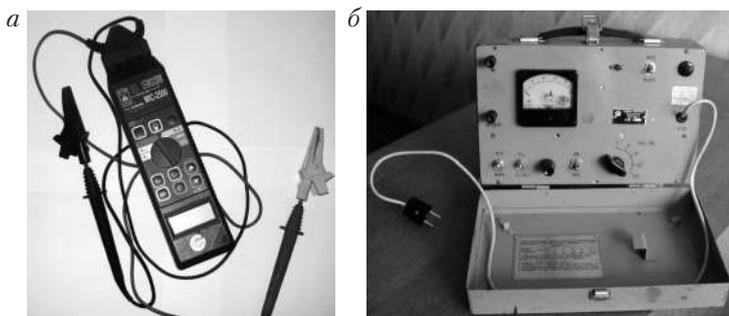


Рис. 9.2. Приборы диагностирования изоляции статора:
 а — МПС-2500; б — ПКВ-7

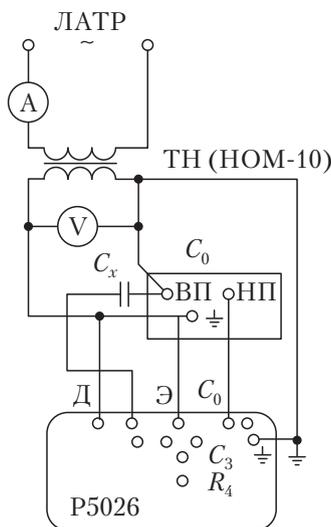


Рис. 9.3. Схема моста переменного тока P5026:
 ВП, НП — соответственно высокий и низкий потенциалы
 эталонного конденсатора

Поляризация происходит в диэлектрике при помещении его в электрическое поле. При этом на поверхности диэлектрика и в его объеме образуются связанные электрические заряды, изменяющие поле внутри вещества.

Одной из важнейших характеристик изоляции является **диэлектрическая проницаемость**, которая определяется степенью поляризации диэлектрика. Для изоляционной конструкции вместо диэлектрической проницаемости ϵ удобнее рассматривать пропорциональную ей емкость C между электродами. При поляризации происходит перемещение электрических зарядов, на которое затрачивается энергия поля. Некоторые процессы поляризации сопровождаются рассеиванием части этой энергии в объеме диэлектрика, т.е. диэлектрическими потерями. Диэлектрические потери и особенно их изменение характеризуют состояние диэлектрика.

Известно несколько видов поляризации: *электронная, ионная, дипольная, междуслойная (миграционная)* и ряд других. Виды поляризации различаются по времени, необходимому для ее уста-

новления. Это время иногда называют временем релаксации диэлектрика. К быстрым видам поляризации относятся электронная, ионная и дипольная, которые завершаются за очень малое время ($10^{-10} \dots 10^{-15}$ с).

Междуслойная поляризация, относящаяся к медленным видам поляризации, может иметь время релаксации, соизмеримое с периодом промышленной частоты или даже значительно превышающее его. Поляризация этого вида характерна для изоляционных конструкций высокого напряжения, в которых, как правило, используются диэлектрики с разными характеристиками. При междуслойной поляризации на поверхности раздела слоев разнородных диэлектриков происходит накопление свободных зарядов, называемых зарядами абсорбции. Перемещение этих зарядов создаст ток абсорбции.

Интенсивность и длительность абсорбционных процессов в изоляционной конструкции определяются диэлектрическими характеристиками неоднородных слоев и показаны на примере конденсатора (рис. 9.4). Дефекты изоляции, влияющие на степень ее неоднородности (увлажнение, расслоение), изменяют ход процесса междуслойной поляризации и, следовательно, характеристики тока абсорбции. Поэтому абсорбционные характеристики изоляции могут быть использованы в качестве диагностических. Контролируемые параметры — ток абсорбции и абсорбционная емкость.

Скорость изменения силы тока абсорбции зависит от соотношения параметров неповрежденной и поврежденной частей изо-

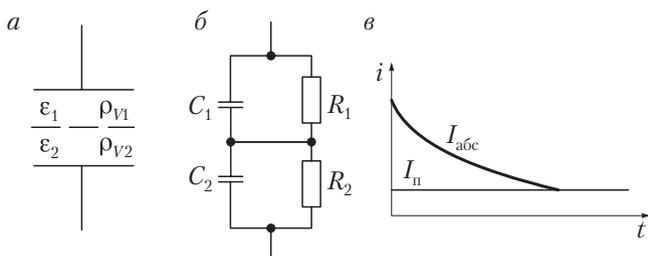


Рис. 9.4. Конденсатор с двухслойной изоляцией:

a — схема конденсатора; *б* — схема замещения; *в* — изменение во времени силы тока, проходящего через неоднородную изоляцию; $I_{абс}$ — ток абсорбции; $I_{п}$ — ток проводимости

ляции. Измеряя ток абсорбции в заданные моменты времени, можно получить данные, характеризующие дефекты определенного вида.

Скорость изменения тока абсорбции следует определять через 0,1 с после начала его прохождения. Практически скорость изменения тока определяется по результатам двукратного измерения его через небольшой промежуток времени после закорачивания предварительно заряженного объекта. Отнесение скорости изменения тока к заряду упрощает нормирование, исключая влияние емкости объекта и напряжения измерительной установки на точность измерения.

Емкостные методы измерений основаны на определении зависимости абсорбционной емкости объекта от времени и ряда других факторов (частоты, температуры). Производится интегрирование тока абсорбции в течение заданного промежутка времени. Полученное таким образом значение заряда, пропорциональное соответствующему значению абсорбционной емкости, относится к значению, соответствующему геометрической емкости.

Диагностические параметры:

$$\Delta C/C_{50}; (C_2 - C_{50})/C_{50},$$

где ΔC — изменение емкости, вызванное абсорбционными процессами (абсорбционная емкость); C_{50} — геометрическая емкость (значение, соответствующее измеренному при частоте 50 Гц).

Диэлектрическими потерями называется суммарная мощность P_d , рассеиваемая в диэлектрике при приложении к нему переменного напряжения:

$$P_d = UI_x \cos \varphi,$$

или

$$P_d = UI_x \operatorname{tg} \delta,$$

где U , I_x — действующие значения напряжения и тока; угол δ , дополняющий угол φ до $\pi/2$, называется **углом диэлектрических потерь**.

Мощность потерь зависит не только от характеристик диэлектрика и частоты приложенного к нему напряжения, но и от объема изоляции. Поэтому для оценки состояния изоляции обычно используется тангенс угла диэлектрических потерь. Он почти не за-

висит от размеров изоляционной конструкции, так как при их изменении пропорционально изменяются активная и реактивная составляющие тока, проходящего через диэлектрик. В практике значение $\operatorname{tg} \delta$ иногда выражается в процентах.

Величина $\operatorname{tg} \delta$ дает усредненную объемную характеристику состояния диэлектрика, поскольку активная составляющая тока, вызванная диэлектрическими потерями в местном дефекте, при измерении относится к общему емкостному току объекта. Как правило, измерение $\operatorname{tg} \delta$ позволяет обнаружить общее (т. е. охватывающее бóльшую часть объема) ухудшение изоляции.

Местные дефекты, т. е. дефекты, охватившие сравнительно небольшую часть объема диэлектрика, а также **сосредоточенные дефекты** плохо обнаруживаются измерением $\operatorname{tg} \delta$, причем тем хуже, чем больше объем изоляции объекта. Тангенс угла диэлектрических потерь практически не зависит от напряжения. Однако это справедливо лишь при отсутствии частичных разрядов в изоляции; при наличии разрядов появляется зависимость $\operatorname{tg} \delta$ от напряжения.

Как показали исследования, $\operatorname{tg} \delta$ изменяется в широком диапазоне. Как диагностический параметр $\operatorname{tg} \delta$ не зависит ни от габаритов машины, ни от приложенного напряжения. Изменения $\operatorname{tg} \delta$ от приложенного напряжения свидетельствует об износе изоляции и наличии частичных разрядов (рис. 9.5).

Однако по изменению $\operatorname{tg} \delta$ трудно определить степень износа изоляции, поэтому вводится второй параметр — **коэффициент микропористости** $K_m = \Delta C / C_{50}$ или коэффициент поляризации $K_{II} = R_{\text{из}}^{(600)} / R_{\text{из}}^{(60)}$, где $R_{\text{из}}^{(600)}$, $R_{\text{из}}^{(60)}$ — сопротивление изоляции соответственного через 600 и 60 с.

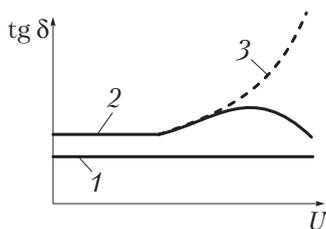


Рис. 9.5. Зависимость $\operatorname{tg} \delta$ от приложенного напряжения:

1 — хорошее состояние изоляции; 2 — кратковременные появления частичных разрядов; 3 — интенсивный износ изоляции

9.2. Диагностирование дефектов ротора электрических машин



Для ротора электрических машин характерны следующие дефекты:

- износ пазовой витковой изоляции обмоток;
- обрыв стержней или обмотки ротора;
- неравномерные зазоры между ротором и статором.

Износ пазовой и витковой изоляции обмотки ротора контролируется прибором ИДВИ-03 или ИДО-05 (рис. 9.6). Для этого в нем имеется два датчика на различную ширину паза — 5 и 11 мм.

Обрыв стержней или обмотки ротора выявляется виброанализатором на основе спектрального анализа тока статора с помощью датчиков Холла (рис. 9.7). Для этих целей применяется прибор МДП-11423, к которому подключаются два вибродатчика ускорения с датчиком тока или прибор ИДО-05.

В электрических двигателях большой мощности передние щиты, как правило, отсутствуют. Дефекты обмотки ротора в этих случаях можно выявить с помощью тепловизора. Для диагностирования активного железа в электрических машинах применяются простые эндоскопы (рис. 9.8) и электронные эндоскопы с изображением информации на мониторе компьютера.



Рис. 9.6. Прибор ИДО-05

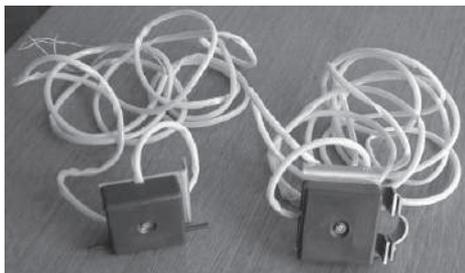


Рис. 9.7. Датчики Холла для измерения магнитного поля и тока статора



Рис. 9.8. Эндоскоп с блоком питания

Вопросы и задания для самоконтроля

1. Назовите диагностические параметры изоляции обмотки статора.
2. Как изменяется $\operatorname{tg} \delta$ в зависимости от степени износа изоляции статора?
3. Как вычисляется и измеряется коэффициент поляризации изоляции?
4. Назовите параметры, измеряемые с помощью моста переменного тока Р5026.
5. Какие приборы используются для диагностирования обмотки ротора?

ВИБРОДИАГНОСТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

10.1. Типовые дефекты подшипников качения



Дефекты подшипников качения составляют около 60% всех дефектов АД. Они подразделяются на заводские и эксплуатационные.

К *заводским дефектам* относятся:

- некруглость тел качения;
- овальность внутреннего кольца;
- трехвыпуклость внутреннего кольца;
- неравномерность зазоров между телами качения и кольцами

(разные диаметры тел качения);

- повышенная волнистость колец;
- раковины на кольцах и телах качения.

К *эксплуатационным дефектам* относятся:

заводские дефекты, которые приводят к интенсивному износу узлов подшипников качения;

- перекос внутреннего кольца;
- перекос наружного кольца;
- трещины на внутреннем кольце;
- износ сепаратора;
- неоднородный радиальный натяг;
- износ тел качения;
- загрязнение смазки.

Уровень вибрации подшипника зависит от его типа и величины зазора между телами качения и кольцами (рис. 10.1).

Зависимость уровня вибрации подшипника от его типа и амплитуды микроволнистости показаны на рис. 10.2.

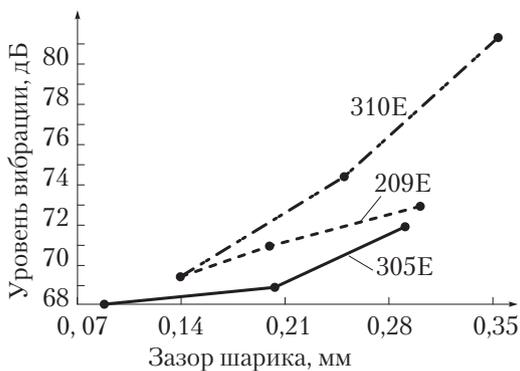


Рис. 10.1. Зависимость уровня вибрации подшипника от его типа в шарике и величины зазора

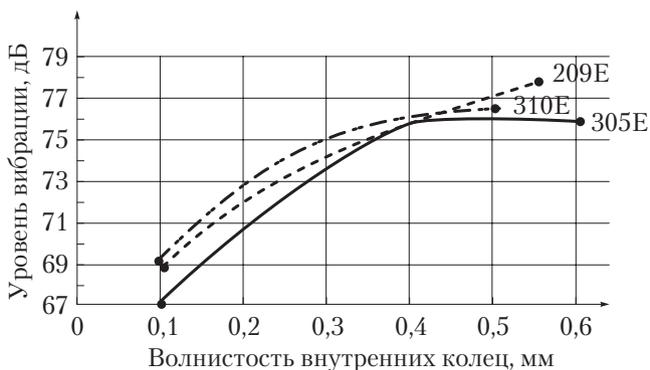


Рис. 10.2. Зависимость уровня вибрации подшипника от его типа и амплитуды микроволнистости

10.2. Вычисление частот вибрации подшипников качения



Если принять толщину внутреннего и наружного колец подшипника одинаковой, то радиус внутренней поверхности можно вычислить по формуле

$$R_{\text{вн}} = \frac{d + D}{4} - r_{\text{ш}},$$

где d, D — диаметры соответственно внутреннего и наружного колец; $r_{\text{ш}}$ — радиус шарика.

Вал вращается с угловой скоростью ω_p . Так как шар одновременно с вращением катится по неподвижной наружной поверхности, то точка касания P является мгновенным центром скоростей. Используя понятие мгновенного центра скоростей, определим линейную скорость точки O (рис. 10.3):

$$v_O = \frac{1}{2} v_B = \frac{\omega_p R_{\text{вн}}}{2}.$$

Следовательно, угловая скорость центра шара

$$\Omega = \frac{v_O}{R_{\text{вн}} + r_{\text{ш}}} = \frac{\omega_p R_{\text{вн}}}{2(R_{\text{вн}} + r_{\text{ш}})}.$$

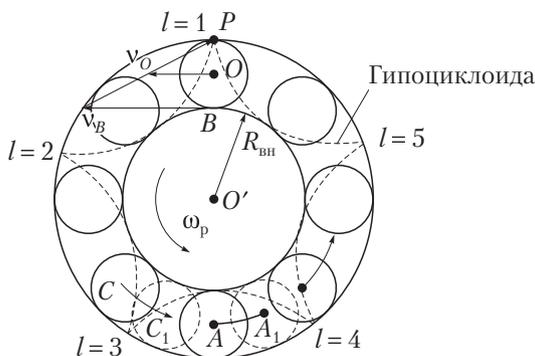


Рис. 10.3. Схема для вычисления частоты вращения сепаратора и опрокидывания вала в подшипнике в неустойчивом состоянии

Тогда частота вращения центра шара (сепаратора) определяется по формуле

$$f_O = \frac{f_p R_{BH}}{2(R_{BH} + r_{ш})}.$$

Поскольку линейная скорость точки B равна $\omega_p R_{BH}$, то угловая скорость шара вокруг собственной оси

$$\omega = \frac{v_B}{2r_{ш}} = \frac{\omega_p R_{BH}}{2r_{ш}}$$

или

$$f_{ш} = \frac{f_p R_{BH}}{2r_{ш}}.$$

С частотой $f_{ш}$ шар вращается не только вокруг собственной оси, но и относительно сепаратора. Следовательно, дефекты шаров, сепаратора, а также недостаточное количество смазки проявляются на этой частоте.

Частота вращения поверхности шара относительно поверхности внутреннего кольца определяется выражением

$$f' = f_{ш} - f_p.$$

Тогда частоты вибрации от взаимодействия дефектов шара и внутреннего кольца

$$f'' = (f_{ш} - f_p) Z_{ш} k,$$

где $Z_{ш}$ — число тел качения в подшипнике; $k = 1, 2$.

Для электрических машин, которые устанавливаются на горизонтальных лапах, кроме рассмотренного частотного спектра вибрации при большом износе подшипников качения характерна вибрация с частотой опрокидывания вала ротора. В момент, когда центр одного из опорных тел качения совпадает с линией действия веса ротора или статической силы, вал теряет устойчивость.

В конце фазы опрокидывания происходит удар вала по следующему шару, который перекачивается под вал. Частота колебаний вала при опрокидывании (рис. 10.4)

$$f_{оп} = f_O Z_{ш} = \frac{f_p R_{BH}}{2(R_{BH} + r_{ш})} Z_{ш}.$$

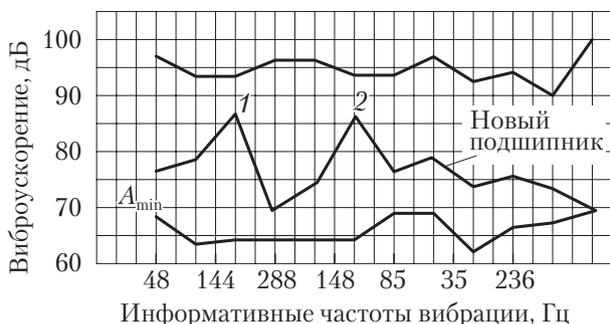


Рис. 10.4. Спектр вибрации нового подшипника качения № 314 с различными дефектами:

1, 2 — неравномерности зазоров между телом качения и кольцами

В том случае, если эти перемещения происходят случайным образом или имеются какие-либо другие дефекты на наружном кольце, частотный спектр вибрации определяется выражением

$$f_{н.к} = f_0 Z_{ш} k,$$

где $f_{н.к}$ — частота, на которой проявляются дефекты наружного кольца; $k = 1, 2$.

Относительно внутреннего кольца шары перемещаются с частотой $f'_{н.к} = f_p - f_0$. Тогда дефекты внутреннего кольца проявляются на частоте (рис. 10.5)

$$f_{в.к} = f'_{в.к} Z_{ш} k.$$

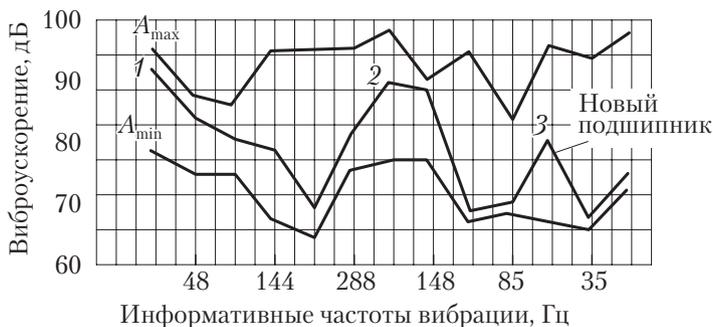


Рис. 10.5. Спектр вибрации нового подшипника качения № 317 с различными дефектами:

1 — овальность; 2 — дефекты тел качения; 3 — дефекты внутреннего кольца

Информативные частоты вибрации подшипников качения и их числовые значения приведены в табл. 10.1.

Таблица 10.1

Дефекты подшипников качения и частоты вибрации

Наименование дефекта	Расчетная формула	Подшипник № 307		Подшипник № 310	
		50 Гц	5,59 Гц	50 Гц	5,59 Гц
Дефекты сепаратора	$f_o = \frac{f_p R_{вн}}{2(R_{вн} + r_{ш})}$	18,78	2,102	19,04	2,147
Дефект наружного кольца	$f_{п.к} = f_o Z_{ш} k$	131,46k	14,858k	152,3k	17,213k
Дефект внутреннего кольца	$f'_{в.к} = f_p - f_o$	31,2	3,526	30,96	3,499
	$f_{в.к} = f'_{в.к} Z_{ш} k$	218	24,638	247	27,916
Дефект поверхности шара	$f_{ш} = \frac{f_p R_{вн}}{2r_{ш}}$	75,5	8,533	79,9	9,030
	$f'_{ш} = f_{ш} Z_{ш}$	529	59,788	639	72,220
Дефект внешнего кольца и поверхности шара	$f' = f_{ш} - f_p$	25,6	2,712	29,9	3,379
	$f'' = (f_{ш} - f_p) Z_{ш} k$	178	20,118	239,9	27,113
Радиальный зазор	$f'_{оп} = \frac{f_p R_{вн}}{2(R_{вн} + r_{ш})} Z_{ш}$	131,46	14,858	152,3	17,213
Перекас внутреннего кольца	$f'_{п.в.к} = 2(f_p - f_o) Z_{ш}$	436	49,277	492	55,606
Перекас наружного кольца	$f_{п.н.к} = 2f_o Z_{ш}$	262,92	29,715	304,6	34,426

При наличии ряда дефектов уровень вибрации увеличивается в широком диапазоне частот (рис. 10.6).

Для выявления заводских дефектов подшипников качения перед установкой на механизм целесообразно проверять их качество на специальном стенде (рис. 10.7).

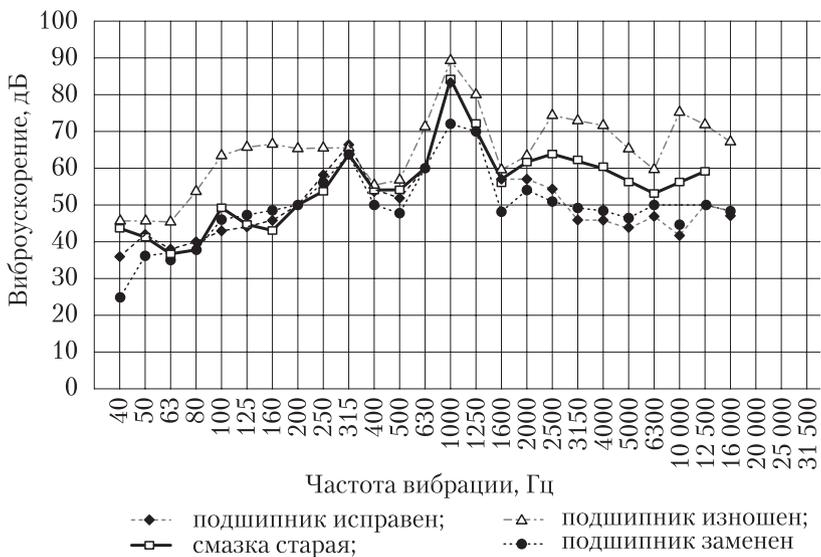


Рис. 10.6. Виброакустические характеристики двигателя АМ-71-4

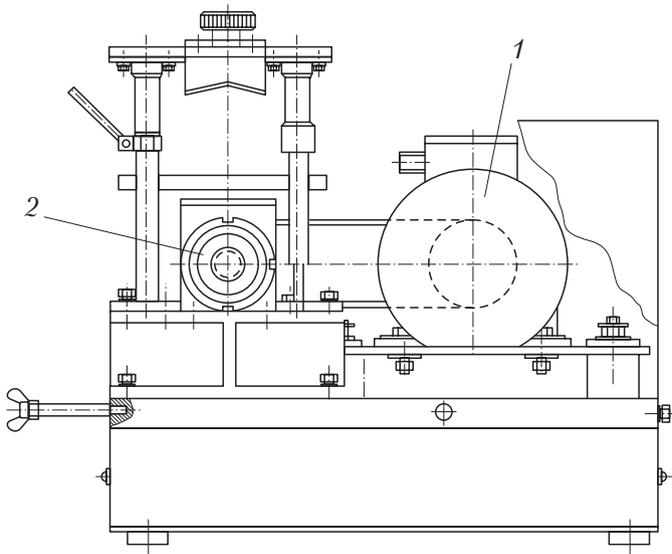


Рис. 10.7. Схема стенда для входного контроля подшипников качения:
 1 — устройство контроля подшипников качения; 2 — двухскоростной асинхронный двигатель

10.3. Обозначение подшипников качения

Пример расположения основных знаков условных обозначений подшипников представлен на рис. 10.8. Маркировка подшипников по типам приведена в табл. 10.2.



Рис. 10.8. Пример расположения основных знаков условных обозначений подшипников

Таблица 10.2

Маркировка подшипников по типам

Тип подшипника	Обозначение
Шариковый радиальный	0
Шариковый радиальный сферический	1
Роликовый радиальный с короткими цилиндрическими роликами	2
Роликовый радиальный со сферическими роликами	3
Роликовый радиальный с длинными цилиндрическими или игольчатыми роликами	4
Роликовый радиальный с витыми роликами	5
Шариковый радиально-упорный	6
Роликовый конический	7

Окончание табл. 10.2

Тип подшипника	Обозначение
Шариковый упорный, шариковый упорно-радиальный	8
Роликовый упорный, роликовый упорно-радиальный	9

Примечание. Тип подшипника, обозначенного цифрой 0, в маркировке не проставляется, если серия ширин — 0, конструктивная разновидность — 00. В этом случае обозначение подшипника будет состоять из двух или трех цифр.

На рис. 10.9 приведен пример условного обозначения подшипника с дополнительными знаками.

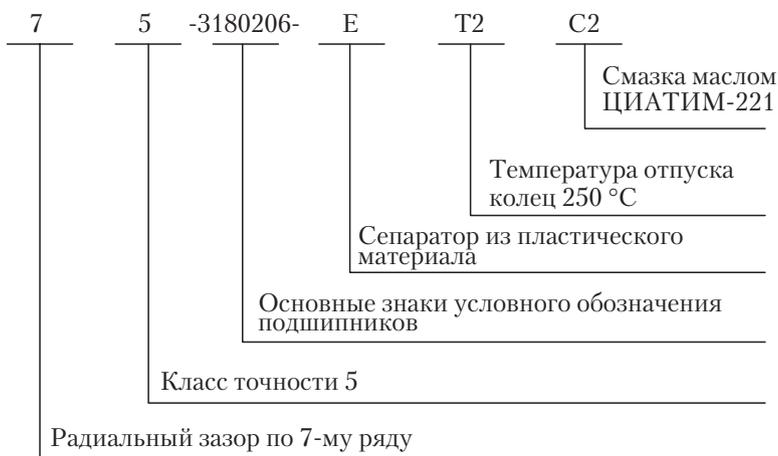


Рис. 10.9. Пример условного обозначения подшипника с дополнительными знаками

10.4. Выбор предельного уровня вибрации оборудования



Датчики вибрации рекомендуется устанавливать в местах максимального сигнала как на корпусе электрической машины, так и на корпусе подшипниковых опор (рис. 10.10). Кроме того, датчики следует располагать каждый раз на одном и том же месте, чтобы исключить погрешности измерения.

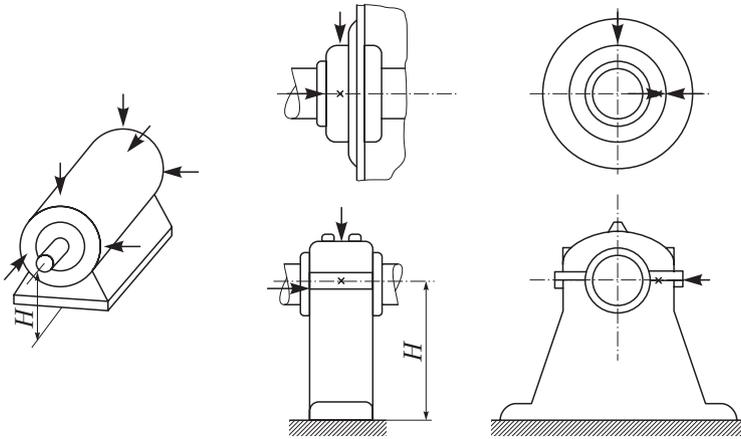


Рис. 10.10. Схема для выбора точек измерения вибрации электрических машин и подшипников скольжения

Измерение вибрации в вертикальной плоскости позволяет выявлять следующие дефекты:

- овальность цапфы в подшипнике скольжения или овальность внутреннего кольца подшипника качения;
- нарушение работы масляного клина в подшипнике скольжения или старение смазки в подшипнике качения;
- дефекты тел качения;
- дефекты наружного и внутреннего колец;
- дефекты сепаратора;
- неравномерную жесткость крепления лап электрической машины к фундаменту;
- неравномерность зазора между ротором и статором;
- овальность или прогиб ротора;
- ослабление прессовки листов активного железа в статоре и в полюсах;
- высыхание изоляции обмотки статора и полюсов;
- ослабление жесткости крепления обмотки статора в лобовых частях;
- крутильные колебания вала;
- обрывы стержней ротора и статора;
- ослабление расклиновки обмотки статора или ротора (якоря);
- нарушение балансировки ротора.

Измерение вибрации в осевом направлении позволяет выявить следующие дефекты:

- износ зубчатой муфты;
- неправильную установку муфты;
- угловое или радиальное смещение вала электрической машины по отношению к валу рабочего механизма;
- конусность цапфы;
- перекос наружного кольца подшипника качения;
- сдвиг оси магнитного поля статора по отношению к магнитному полю ротора;
- прогиб вала;
- противофазный дисбаланс ротора.

Диапазоны интенсивности, вибрации и примеры их применения для машин малой мощности (класс I), средней мощности (класс II), большой мощности (класс III) и турбомашин (класс IV) приведены в табл. 10.3.

Таблица 10.3

Диапазоны интенсивности вибрации электрических машин

Виброскорость в пределах диа- пазона, мм/с	Примеры качественной оценки для отдельных классов машин			
	Класс I (15 кВт)	Класс II (15, 300 кВт)	Класс III (> 300 кВт)	Класс IV (турбонасосы)
0,28	A	A	A	A
0,45				
0,71				
1,12	B	B	B	B
1,8				
2,8	C	C	C	C
4,5				
7,1	D	D	D	D
11,2				
18				
28				
45				
71				

Вопросы и задания для самоконтроля

1. Назовите заводские дефекты подшипников качения.
2. Перечислите эксплуатационные дефекты подшипников качения.
3. Какие существуют типовые дефекты ротора и статора асинхронного двигателя?
4. Определите частоты вибрации при дефектах магнитной системы асинхронного двигателя.
5. Почему в подшипниках качения при повышенном зазоре и при наличии микроволнистости на коленах действуют разные законы изменения вибрации?
6. Расшифруйте обозначение подшипника качения 5-3180306-Е.

РЕМОНТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

11.1. Дефектация электрических машин на основе комплексного диагностирования



Дефектация электрических машин на основе комплексного диагностирования проводится многоканальным диагностическим прибором.

Компьютерная программа позволяет выявлять указанные ниже дефекты.

Дефекты асинхронных двигателей:

- неисправности подшипников скольжения;
- неисправности подшипников качения;
- нарушение соосности магнитных полей статора и ротора;
- ослабление расклиновки обмотки статора;
- ослабление жесткости обмотки статора в лобовой части;
- нарушение изоляции стяжных болтов активного железа статора;
- ослабление прессовки крайних пакетов электротехнической стали статора;
- магнитная несимметрия в двигателе;
- электрическая несимметрия фаз двигателя;
- насыщение магнитной цепи двигателя при нарушении отношения U/f по сравнению с расчетным при работе от вентильных преобразователей;
- старение и высыхание изоляции статорной обмотки;
- овальность ротора и бочки статора.

Компьютерная программа выявления дефектов подшипников качения позволяет обнаруживать как заводские, так и эксплуатационные дефекты.

К эксплуатационным дефектам относятся:

- заводские дефекты, которые приводят к интенсивному износу узлов подшипников качения;
- перекос внутреннего кольца;
- перекос наружного кольца;
- трещины на внутреннем кольце;
- износ сепаратора;
- неоднородный радиальный натяг;
- износ тел качения;
- загрязнение смазки.

Также компьютерная программа позволяет выявить *дефекты центробежных насосов и редукторов*:

- износ подшипников качения;
- износ подшипников скольжения;
- износ лопастей рабочего колеса;
- гидродинамическую неуравновешенность;
- образование каверн на внутренней стенке корпуса насоса;
- развитие кавитации;
- биение ведущей шестерни;
- перекос осей в цилиндрических зубчатых передачах;
- нарушение режима смазки;
- нарушение соосности валов элементов машинного агрегата;
- неравномерный износ зубьев шестерен.

Вывод параметров диагностируемых электродвигателя и механизма на монитор компьютера представлен на рис. 11.1, 11.2.



Рис. 11.1. Вывод параметров диагностируемого электродвигателя

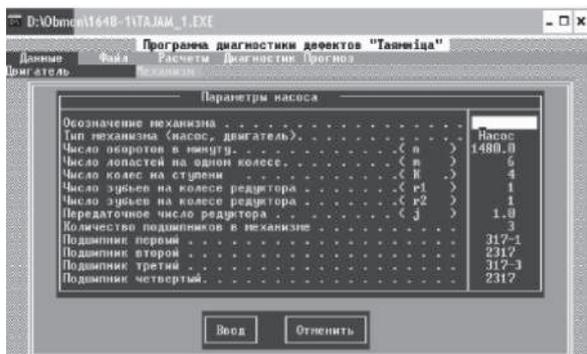


Рис. 11.2. Вывод параметров диагностируемого механизма

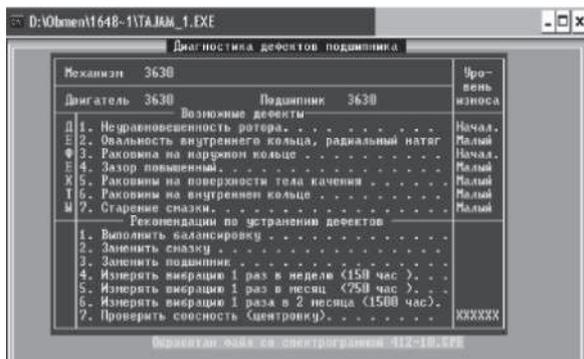


Рис. 11.3. Протокол диагностирования дефектов подшипника

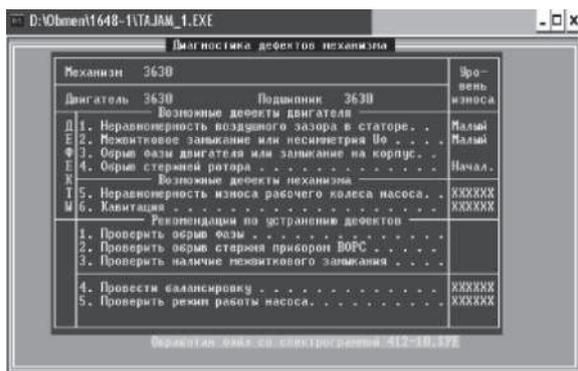


Рис. 11.4. Протокол диагностирования дефектов механизма

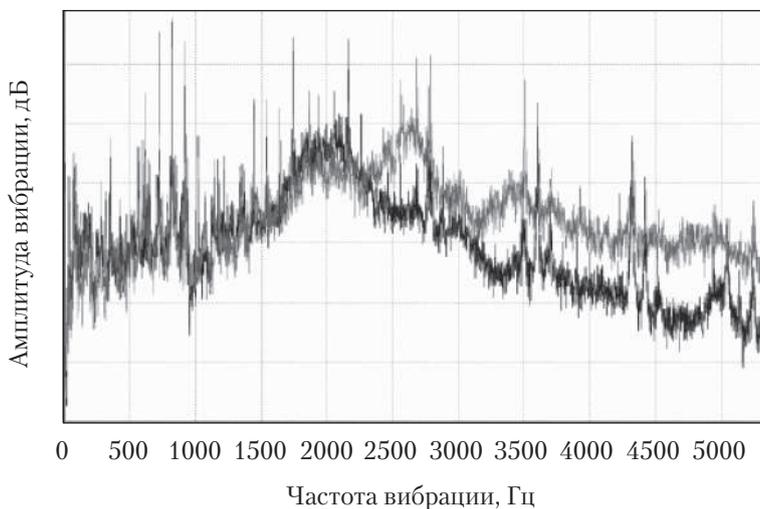


Рис. 11.5. Спектр вертикальной вибрации корпуса электродвигателя Н-216 (250 кВт) в различных режимах работы

Протоколы по результатам компьютерной обработки спектров вибрации приведены на рис. 11.3, 11.4, спектр вертикальной вибрации корпуса электродвигателя Н-216 в различных режимах работы — на рис. 11.5.

Как видно из спектра вертикальной вибрации, загрязнена смазка подшипника, поскольку изменение вибрации наблюдается в области высоких частот.

11.2. Технологический процесс ремонта электрических машин



Схема технологического процесса ремонта электрических машин представлена на рис. 11.6.

График сетевого планирования ремонта электрических машин приведен на рис. 11.7.

На рис. 11.8 приведена схема технологического процесса ремонта электрических машин по результатам технического диагностирования.

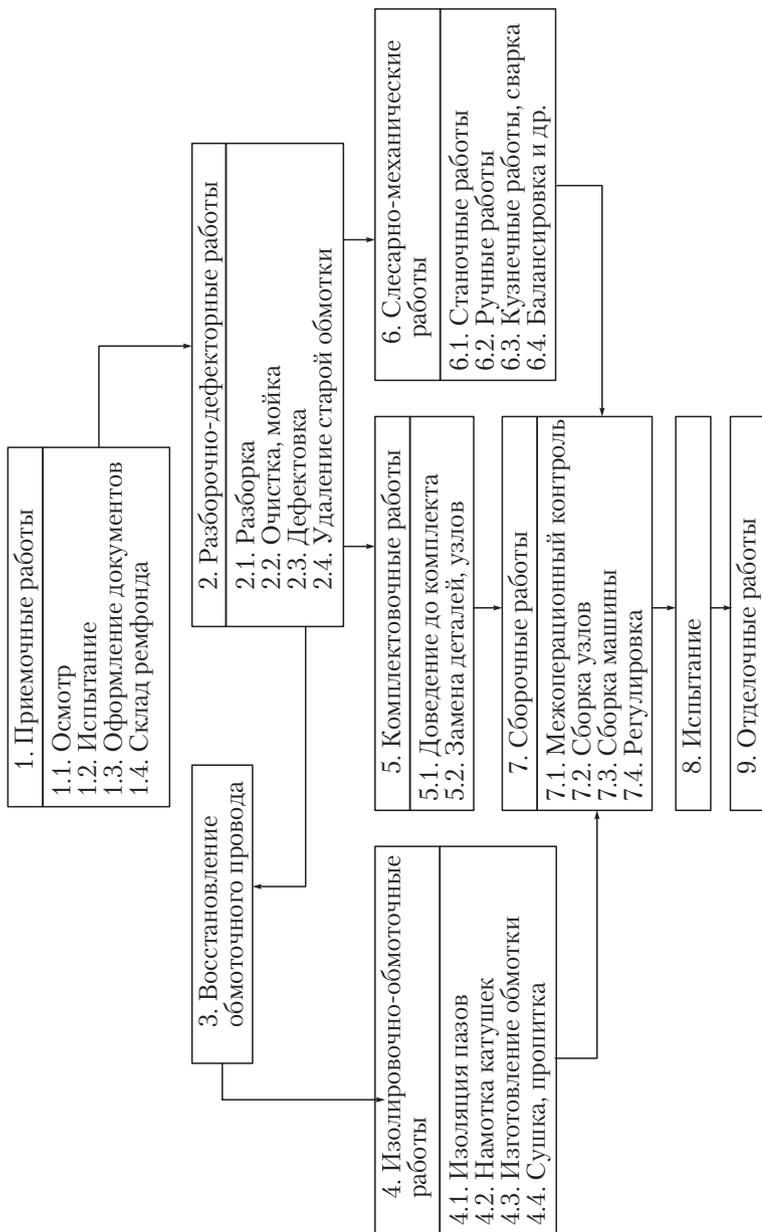


Рис. 11.6. Схема технологического процесса ремонта электрических машин без технического диагностирования

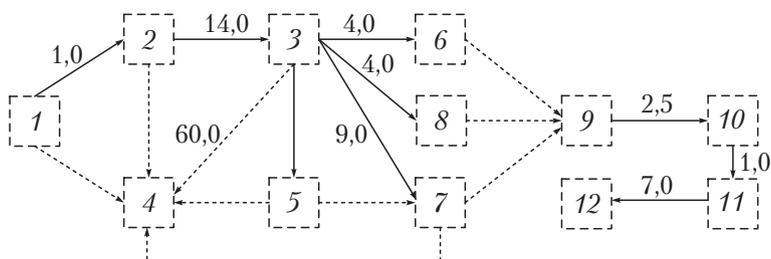


Рис. 11.7. График сетевого планирования ремонта электромашин: 1–2 – приемочные работы; 2–3 – разборочно-дефектовочные работы; 3–5 – восстановление обмоточного провода; 3–6 – слесарно-механические работы; 5–7 – подготовка обмоточного провода к работе; 3–7 – изолировочно-обмоточные работы; 3–8 – комплектовочные работы; 6–9 – передача деталей механической части на сборку; 7–9 – передача на сборку узлов с обмотками электромашин; 8–9 – передача на сборку комплектующих деталей; 9–10 – сборка двигателя; 10–11 – испытание; 11–12 – отделочные работы; 2–4 – сдача в металлолом не пригодных к ремонту машин; 3–4 – сдача в металлолом деталей машин и обмоток, не пригодных для восстановления; 7–4 – сдача в металлолом срезов проводов обмоток



Рис. 11.8. Схема технологического процесса ремонта электрических машин по результатам технического диагностирования

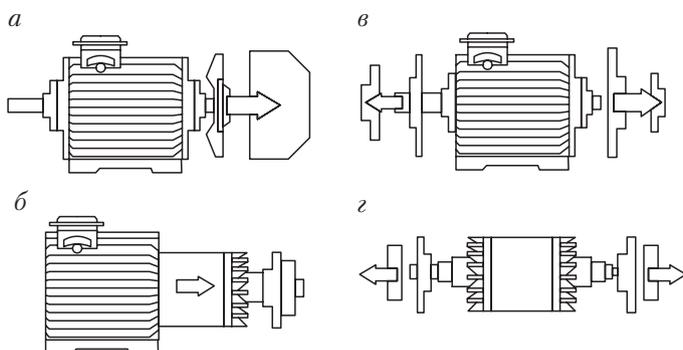


Рис. 11.9. Последовательность разборки АД типа 4А:

а — снятие кожуха вентилятора; *б* — снятие подшипниковых шипов; *в* — удаление ротора из корпуса статора; *г* — снятие подшипников качения

Последовательность разборки АД типа 4А (мощностью до 10 кВт) показана на рис. 11.9.

11.3. Организация замены и ремонт подшипников качения



Прежде чем принять решение о замене подшипников качения, необходимо произвести вибродиагностирование подшипникового узла и определить наличие дефектов и степень их опасности.

Очень часто причиной повышенной вибрации подшипников качения является нарушение балансировки ротора и повышенный зазор между наружным кольцом и подшипниковым щитом. Поэтому замена подшипников качения при таких условиях эксплуатации не только бесполезна, но даже вредна, так как при неоднократном съеме подшипника повреждается посадочное место на валу. Если по результатам вибродиагностирования будет выявлено значительное нарушение балансировки, т.е. высокий уровень вибрации на частоте вращения ротора, то в первую очередь необходимо выполнить балансировку ротора.

Очень важно в процессе вибродиагностирования выявить овальность внутреннего кольца подшипников качения (вала).

В этом случае после снятия подшипника обязательно следует проверить овальность вала и устранить выявленный дефект. Если этого не сделать, то высока вероятность того, что после посадки на вал нового подшипника с хорошими виброакустическими характеристиками будет внесен такой дефект, как овальность внутреннего кольца, так как подшипник насаживается на вал с натягом.

При ремонте подшипниковых узлов подшипников качения необходимо соблюдать ряд правил.

1. Без крайней необходимости снятие подшипников с вала не допускается: каждая такая операция связана с ослаблением посадок и возможностью их разрушения. Вместе с тем посадки внутреннего кольца подшипника на валу должны быть плотными и в эксплуатации не должны допускать проворачивания колец ни при каких условиях (иначе произойдет повышенный нагрев, заклинивание ротора). Поэтому в электрических машинах подшипники насаживаются на вал с натягом. Растягивание (деформация) на валу внутреннего кольца подшипника прямо пропорционально величине натяга, оно уменьшает радиальный зазор и может привести к заклиниванию ротора. Это учитывается при установке подшипников проверкой уровня вибрации.

2. Не допускается под действием ударов молотка перемещение подшипников вдоль вала через мягкую прокладку (дерево, текстолит, алюминий и т.п.). Во всех случаях используется нагрев

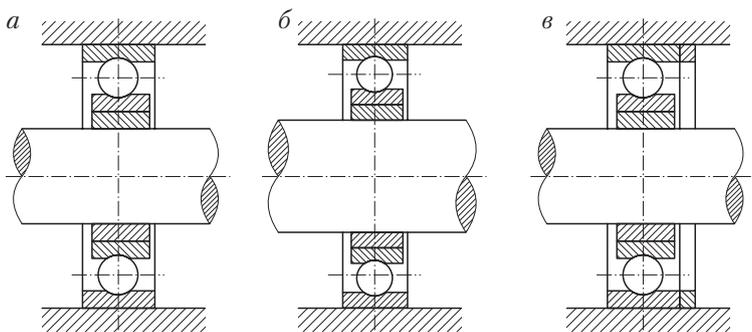


Рис. 11.10. Установка подшипников-заместителей:

a — с внутренней ремонтной втулкой; *б* — с наружной ремонтной втулкой;
в — с упорной шайбой

в масле или специальных установках. Наружные кольца в гнездах подшипниковых щитов обычно имеют более свободную посадку, допускается проворачивание.

3. Если ремонт подшипников связан с их заменой подшипниками другого номера, то он чаще всего требует установки дополнительных деталей (рис. 11.10).



11.4. Ремонт подшипников скольжения

В современных электрических машинах малой и средней мощности применяют главным образом шариковые или роликовые подшипники качения, закрепляемые в подшипниковых щитах. Такие подшипники просты в эксплуатации, хорошо противостоят резким колебаниям температуры, легко заменяются при износе.

Машины мощностью свыше 1000 кВт изготавливают на подшипниках скольжения, которые опираются на стояковые опоры, устанавливаемые на общей фундаментной плите вместе со станиной двигателя.

В большинстве случаев *ремонт подшипников скольжения* сводится к замене изношенных втулок или перезаливке вкладышей.

Работа подшипников скольжения зависит от величины зазора между шейкой вала и втулкой подшипника. Чем больше диаметр шейки вала, тем больше должен быть зазор. В подшипниках скольжения изнашиваемой деталью является баббитовая заливка вкладыша. Если зазор между вкладышем и шейкой вала превышает допускаемую величину или при ремонте машины обнаруживают отслаивание баббита от стенки стакана вкладыша, то баббит перезаливают.

Заливать вкладыши можно статическим, центробежным способами или под давлением.

Для заливки применяют баббит марки Б-16, состоящий из сплава олова (16 %), свинца, сурьмы и меди, или баббит марки Б-83 (олова — 83 %), используемый для быстроходных двигателей и двигателей с тяжелыми для подшипников условиями работы (турбогенераторы, насосы, компрессоры магистральных трубопроводов и крановые двигатели). Баббит плавят в специальном тигле на горне или с помощью паяльной лампы, нагревая его до темпе-

ратуры 450 °С (для марки Б-16) и 400 °С (для марки Б-83). Температуру измеряют специальным прибором — пирометром, предназначенным для измерения высоких температур. Превышение температуры может привести к ухудшению качества сплава. Расплавленный баббит для предохранения от окисления посыпают слоем древесного угля, который при температуре 400...450 °С начинает краснеть, и перемешивают нагретым докрасна стальным прутом. Перед заливкой с расплавленной поверхности снимают шлак и уголь.

Наиболее простой способ заливки разъемных вкладышей — *статический*. Обе половины разъемного вкладыша устанавливают вертикально и стягивают хомутом, предварительно проложив между ними тонкую полоску железа или асбеста для получения припуска на механическую обработку плоскостей стыка. Внутри вкладыша устанавливают и имеющий небольшую конусность книзу сердечник, диаметр которого меньше вала машины. Для вкладышей с диаметром расточки 60...80 мм диаметр сердечника на 10...12 мм выбирают меньше диаметра вала, а для вкладышей диаметром 100...150 мм — на 16...20 мм.

Подготовленный к заливке вкладыш обмазывают снаружи глиняной смазкой (на 100 весовых частей глины — 26 частей поваренной соли и 18 частей воды). Вместо глиняной смазки иногда используется асбест, которым плотно обертывают вкладыш, закрывая все щели и отверстия. Перед заливкой вкладыш с сердечником нагревают до температуры 250...270 °С, которая соответствует температуре плавления прутка олова при соприкосновении с сердечником.

При заливке вкладыша необходимо соблюдать правила безопасности, предохраняясь от ожогов. Во время заливки вкладыш с сердечником подогревают. Через 2...3 мин после заливки вкладыш с сердечником охлаждают водой, начиная с нижней части. Отлитый вкладыш протачивают внутри и прошабривают на валу (т.е. с помощью шабера удаляют выступающие неровности поверхности), оставляя допустимые зазоры. Внутри просверливают спускные отверстия, прорезают продольные маслораспределительные канавки и окна для смазочных колец. После обработки готовый вкладыш очищают от опилок, обдувают сжатым воздухом и промывают керосином.

Заливка вкладышей *центробежным способом* и *под давлением* относится к прогрессивным способам заливки, которые не требуют больших припусков дорогого металла на обработку, ускоряют процесс заливки и создают плотную структуру металла. Центробежную заливку можно осуществлять на обычном токарном станке с применением специального приспособления. Заливка под давлением — самая производительная, но требует специальных заливочных машин при массовом изготовлении подшипников.



11.5. Ремонт обмотки статора

Поиск витковых замыканий в обмотке машины показан на рис. 11.11.

Для определения поврежденной секции с короткозамкнутыми витками и пазов в расточке статора, где она помещается, используются в основном следующие приборы и приспособления: подковообразный электромагнит, электронные приборы (ИДВИ-03), а также ферромагнитный шарик.

При определении витковых замыканий с помощью ферромагнитного шарика (рис. 11.12) к поврежденной обмотке, соединенной по схеме «звезда» либо «треугольник», от источника трехфазного тока подводится пониженное или регулируемое напряжение (например, от сварочного трансформатора). Оно должно быть та-

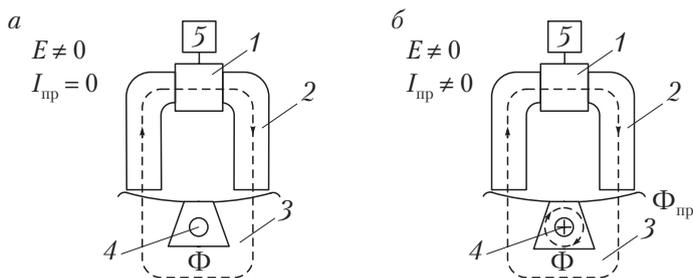


Рис. 11.11. Схема прибора ИДВИ-03 при отсутствии (а) и наличии (б) виткового замыкания в секциях:

1 — обмотка датчика; 2 — магнитопривод датчика; 3 — зубцы электрической машины; 4 — проводник секции; 5 — показывающий прибор

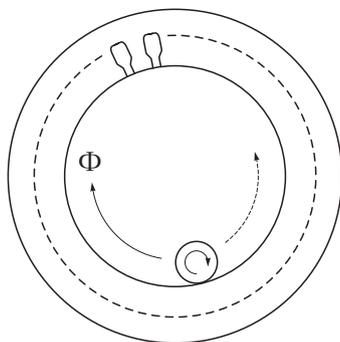


Рис. 11.12. Определение поврежденной секции с помощью ферромагнитного шарика

кой величины, при которой ток в фазных обмотках не превысит ток номинального значения. Этот ток создает в расточке статора АД вращающееся магнитное поле. Помещенный туда ферромагнитный шарик (можно от шарикоподшипника) вращается в направлении этого потока. Над пазы, в которых лежат активные стороны секции с короткозамкнутыми витками, шарик останавливается («залипает»). Такое явление объясняется наличием стоячих электромагнитных полей вокруг этих проводников, создаваемых в короткозамкнутых витках токами короткого замыкания.

Старые обмотки удаляют одним из следующих способов: механическим, термомеханическим, химическим, термохимическим. При выборе способа удаления учитываются его достоинства и недостатки, конструкции ремонтируемых машин, возможности ремонтного предприятия, экономические соображения.

В случае применения *механического метода* обмотки удаляются из магнитопровода без предварительного разрушения старой изоляции. Порядок выполнения операций следующий:

- 1) из верхней части пазов извлекаются клинья, крепящие обмотку;

- 2) фрезой или резцом на станке (зубилом и молотком вручную) срезают лобовую часть обмотки с одной стороны сердечника;

- 3) после закрепления корпуса машины на столе ломиком или специальными приспособлениями захватывают секции

за оставшиеся лобовые части с другой стороны магнитопровода и вынимают их из пазов.

К достоинствам механического способа удаления старых обмоток относится его простота, а также то, что не требуется специального оборудования для сжигания старой изоляции, расход для этого энергии, не нарушается состояние изоляции между листами электротехнической стали в пакетах, не происходит коробления корпусов. Его недостатки: необходимы большие механические усилия, в пазах остается много старой трудноудаляемой изоляции, часто расслоение пакетов магнитопровода по краям, а также относительно малая производительность, невозможность восстановления обмоточного провода.

Как правило, механический способ удаления обмоток применяется в мелких мастерских.

Термомеханический способ отличается от механического тем, что перед удалением секций из пазов сжигают старую изоляцию обмоток в специальных печах при температуре 280...350 °С. Естественно, чем выше температура, тем быстрее разрушается изоляция, но и выше риск коробления корпусов машин, особенно из алюминиевых сплавов.

Старую обмотку можно удалять как со срезом одной лобовой части, так и без среза.

Недостатки термомеханического способа: в пакетах между листами стали выгорает изоляция (после двух-трех обжигов прессовка магнитопровода нарушается), увеличиваются потери холостого хода и снижается КПД электродвигателя.

При *химическом способе* старая изоляция обмоток разрушается специальными химически активными жидкостями типа МЖ-70 в специальных емкостях.

Термохимический способ заключается в том, что старая изоляция обрабатывается в камерах раствором каустической соды или щелочи, нагретым до температуры 80...100 °С.

При использовании химического и термохимического способов обмотки удаляются из пазов так же, как и при ранее рассмотренных.

К достоинствам химического и термохимического способов относится отсутствие коробления корпусов, сохранение изоляции между листами стали в пакетах, возможность восстановления об-

моточного провода. Их недостаток — токсичность. Использование этих способов рационально при наличии дешевых реактивов, но они требуют повышенного внимания к обеспечению безопасности работ.



11.6. Сушка изоляции электрических машин

Назначение сушки изоляции. Сушку изоляции электрических машин, как правило, производят до их установки. Но нередки случаи, когда уже установленные машины длительное время бездействуют в связи с задержкой пуска объекта или технологического комплекса, в результате чего их изоляция увлажняется и не отвечает нормативным требованиям. В таких случаях изоляцию электрических машин сушат перед их пуском. Цель сушки — удаление влаги из изоляции обмоток и других токопроводящих частей с целью повышения сопротивления до значений, позволяющих поставить машины под напряжение.

Способы сушки изоляции. Сушку изоляции выполняют: внешним нагревом, нагревом от тока постороннего источника, индукционным способом, током короткого замыкания в генераторном режиме, на «ползучей скорости» (для двигателей постоянного тока) и вентиляционными потерями.

В том случае, если один из перечисленных способов не создает необходимой для сушки температуры или обогрев происходит неравномерно, применяют комбинированную сушку. При этом одновременно используют не один, а каких-либо два способа.

Сушка внешним нагревом. Для внешнего нагрева машин применяют чугунные сопротивления или ящики сопротивлений, а также специально изготовленные нагреватели, которые располагают под машиной таким образом, чтобы исключить возможность местных перегревов от прямого излучения теплоты или чрезмерно близкого размещения нагревателя.

Во время сушки следят за тем, чтобы температура горячего воздуха, поступающего в машину, не превышала 90 °С, а температура обмоток в наиболее нагретой части — 70 °С. Температуру измеряют термометрами, установленными на патрубке воздухопроводки и в наиболее нагретой части обмотки, а в электрических

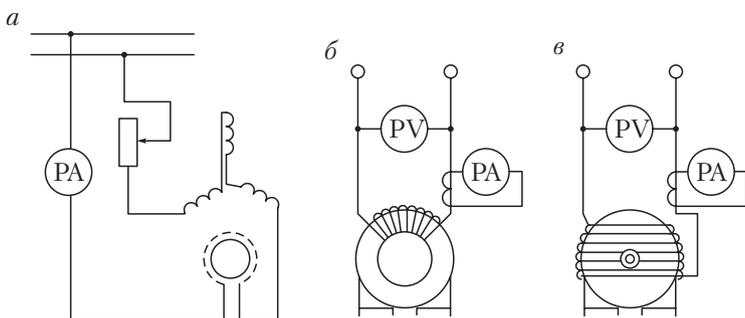


Рис. 11.13. Схемы подключения при сушке нагревом током от постороннего источника (а) и индукционным способом (б, в)

машинах большой мощности — встроенными температурными индикаторами (термопарами). Этот способ применяют для сушки сильно отсыревших машин.

Сушка нагревом от тока постороннего источника. Для сушки машин этим способом применяют ряд схем (рис. 11.13, а). Ниже рассматриваются только наиболее распространенные из них.

Синхронные машины сушат последовательным подключением всех трех фаз и ротора (при близких значениях тока ротора и статора) к источнику постоянного тока. Ток сушки должен составлять $(0,5...0,7)I_{\text{ном}}$ ротора.

Асинхронные двигатели сушат трехфазным током в режиме короткого замыкания. Для этого ротор затормаживают, а его обмотку закорачивают на кольцах специальной перемычкой (во избежание подгорания колец). Сила тока сушки должна быть не более $0,7I_{\text{ном}}$, следовательно, подводимое напряжение должно быть не более $0,7$ напряжения короткого замыкания.

Сушка индукционным способом. Она может быть рекомендована для всех электрических машин. При данном способе применяют одну из двух разновидностей:

- потерями в активной стали статора;
- потерями в корпусе статора.

Нагрев производят за счет создания переменного магнитного потока путем накладывания на статор намагничивающей обмотки, питаемой однофазным током.

В первом случае обмотку накладывают таким образом (рис. 11.13, б), что благодаря значительной разнице магнитных проводимостей корпуса и активной стали в корпус отводится больший магнитный поток. Во втором случае намагничивающую обмотку накладывают так, как показано на рис. 11.13, в.



11.7. Ремонт обмотки ротора и коллектора

Основным повреждением короткозамкнутых АД, выполненных в виде беличьих клеток, является нарушения паяк в местах соединения стержней и короткозамыкающих колец (медных и латунных). Эти нарушения определяются по наличию в данном месте цвета побежалости, темных пятен и окалины вследствие повышенного нагрева. Такие неисправности устраняют путем перепайки соединений. Поврежденные места зачищают, протирают чистой ветошью, смоченной в бензине (ацетоне), протравливают в течение 15..30 с в азотной кислоте и спаивают с последующей промывкой в горячей воде. Беличьи клетки электродвигателей с тяжелыми условиями пуска паяют серебряным припоем марки ПСр или медно-цинковым марки ПМЦ.

Объем и содержание ремонта коллекторов соответствуют конструкции коллектора (рис. 11.14) и видам неисправностей.

Потемнения контактных пластин и шероховатости ведут к тем же последствиям, что и у контактных колец АД. Ликвидируются они ветошью, смоченной в бензине, а если этого недостаточно — обработкой стеклянной бумагой, шлифованием, полированием.

Подгары на пластинах обычно обусловлены плохой пайкой петушков с повышенным биением рабочей поверхности из-за нарушения формы коллектора (в результате неравномерного износа)

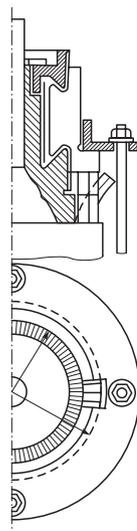


Рис. 11.14. Коллектор машины постоянного тока

или с ослаблением прессовки медных пластин. При последней неисправности характерно смещение (выступы) отдельных контактных пластин или их изоляции. Подгары увеличивают сопротивление контакта и нагрев коллектора. Смещение пластин вызывает усиленную вибрацию, искрение с повышенной эрозией контактной поверхности, выкрашивание щеток и ухудшение коммутации машины постоянного и переменного тока.

При нарушении контакта петушков осуществляется перепайка тех пластин, которые имеют хотя бы незначительные признаки почернения. Подгар снимается так же, как и при потемнении пластин.

Ослабление прессовки у коллектора со стальным корпусом устраняется после его подогрева до температуры 120...130 °С.

Обработки рабочей поверхности коллектора осуществляется в такой последовательности:

1) обтачивание — удаление минимального слоя меди с поверхности пластин; делается резцом на токарном станке, у крупных машин большой мощности — вращением якоря в собственных подшипниках;

2) продоразживание — понижение (выпиливание) изоляции между контактными пластинами коллектора; производится специальной пилой вручную или фрезой на станке на глубину от поверхности коллектора для малых машин — 0,5...0,8 мм, для средних — 1,0...1,5 мм, для крупных — 2,0 мм. Большая глубина недопустима, так как может стать причиной короткого замыкания пластин вследствие заполнения канавок щеточной пылью;

3) продувка сжатым воздухом или обработка пылесосом для удаления медной и слюдяной пыли, оставшейся после второй операции;

4) снятие фаски на краях медных пластин для лучшего удаления пыли со щеток;

5) шлифовка и полирование — осуществляется соответственно стеклянной бумагой (или карборундовым мелкозернистым бруском) и колодками либо щетками из твердых пород дерева (бук, клен) для получения зеркально гладкой и прочной поверхности коллектора.

Щеточно-коллекторный узел в машинах постоянного тока и других машинах является наименее надежным узлом и требует

тщательного технического обслуживания. Для обеспечения безыскровой работы необходимо выполнение ряда условий, гарантирующих надежный контакт между щеткой и коллектором и равномерную допустимую нагрузку током рабочей поверхности щетки.

Зазор между щеткодержателем и коллектором в машинах большой мощности должен быть 2...4 мм, в машинах малой мощности — 1,0...2,5 мм. Люфт щетки в гнезде щеткодержателя в направлении вращения коллектора не должен превышать 0,1...0,2 мм при толщине щетки 8...16 мм и 0,15...0,25 мм при толщине свыше 16 мм.

Большой зазор приводит к наклону щетки вследствие действия силы трения о коллектор, увлекающей за собой нижний край щетки, и затрудняет ее перемещение в гнезде. Большой люфт особенно проявляется в реверсивных машинах, так как при изменении направления вращения щетка наклоняется в противоположную сторону, что уменьшает площадь поверхности ее прилегания к коллектору. Вдоль оси коллектора допускается люфт в гнезде от 0,2 до 0,5 мм.

Устройство для измерения давления щетки на коллектор представлено на рис. 11.15.

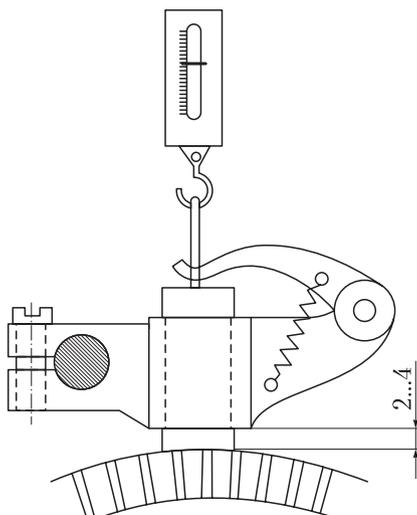


Рис. 11.15. Схема устройства для измерения давления щетки на коллектор

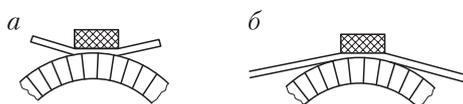


Рис. 11.16. Схема притирки щеток к коллектору:
а — неправильно; *б* — правильно

При выработке щеток их заменяют. Допустимая выработка указывается в технической документации на каждую электрическую машину и на каждый тип щеток. После установки новых щеток производят их притирку (рис. 11.16) и шлифование. Для притирки между щеткой и коллектором устанавливают стеклянную шкурку с мелким зерном и прижимают ее в направлении вращения коллектора. Рабочая поверхность шкурки придает щетке предварительный радиус, близкий к радиусу коллектора. Затем щеточный аппарат продувают сжатым воздухом для очистки от пыли и пришлифовывают щетки при вращающейся на холостом ходу машине. Пришлифовку можно считать законченной тогда, когда не менее половины площади поверхности щетки прилегает к коллектору. При этом на коллекторе должна быть политура. Если коллектор имеет царапины, незначительные подгары, то их удаляют путем шлифования. При этом на коллекторе должна быть политура. После шлифовки коллектора необходимо создать на нем политуру, вращая машину на холостом ходу.



11.8. Ремонт коробки выводов

Дефекты коробки выводов (клеммной коробки) нередко становятся причиной серьезных аварий (коротких замыканий, работы электрической машины в неполнофазном режиме и т.д.). Характер ее ремонта определяется материалом, из которого она изготовлена, и конструкцией выводов.

Трещины алюминиевых коробок заваривают газовой сваркой или запаивают припоем. Стальные коробки заваривают электросваркой с последующей обработкой. При полном разрушении коробок их заменяют.

Подгары на изоляционных клеммных панелях (колодках, щитках) зачищают стеклянной шкуркой и покрывают лаком. При про-

гарах в панелях изготавливают новые панели по размерам старых из текстолита гетинакса и других материалов.

Нарушение резьбы на клеммных винтах и гайках вследствие плохого контакта приводит к их перегреву. Неисправность устраняют путем замены на новые детали.

Обломы проводов жил выводов приводят к разрыву электрической цепи. Поврежденные участки удаляют кусачками. При необходимости наращиваются концы.

Дефекты изоляции концов выводов часто становятся причиной короткого замыкания, нарушения контакта. Их устраняют с помощью липкой ленты.

Утерянные наконечники выводов восстанавливают припайкой новых. При их отсутствии конец жилы вывода изгибают в виде кольца и залуживают. В соответствии с ГОСТом начало обмоток трехфазных АД обозначают следующим образом: С1, С2, С3, а концы — С4, С5, С6.

При отсутствии маркировки концов выводов обмоток ее восстанавливают.

11.9. Испытание электрических машин после ремонта



Изоляция контактов и их элементов с внутренними электрическими соединениями должна выдерживать без пробоя и перекрытия по поверхности испытательное напряжение 1 кВ переменного тока частотой 50 Гц. Испытания проводят:

- между входом и выходом каждого полюса при разомкнутых контактах;
- между соседними контактами при замкнутых контактах;
- между оболочкой контактора и всеми зажимами главных цепей и цепей управления контактором.

Испытательный трансформатор TV (рис. 11.17) должен иметь коэффициент трансформации не выше 3000/100 В. Обычно применяют специальные трансформаторы с коэффициентом трансформации 100 (1500...2000 В), позволяющие более плавно повышать

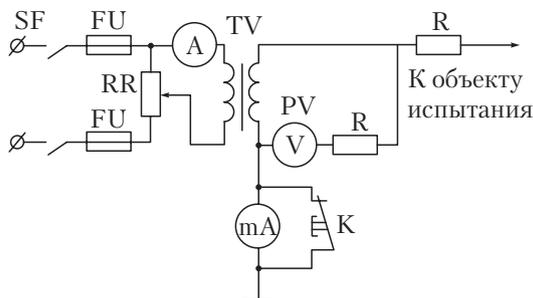


Рис. 11.17. Схема испытания контактов повышенным напряжением 1000 В

и снижать напряжение, что является обязательным требованием при испытании изоляции. Питание трансформатора осуществляется от линейного напряжения через двухполюсный рубильник SF, предохранители FU и потенциометр RR. Ограничительное сопротивление R служит для ограничения тока короткого замыкания при пробое изоляции. Значение сопротивления принимается равным примерно 1000...1500 Ом. Для того чтобы миллиамперметром mA не измерялся ток, потребляемый вольтметром PV (в ряде случаев он соизмерим с током утечки), вольтметр с добавочным сопротивлением R подключают параллельно обмотке трансформатора до миллиамперметра. Во избежание пробоя вольтметра высоким напряжением его включают со стороны заземленного вывода обмотки.

Согласно ГОСТ 183–74 асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором подвергаются приемосдаточным испытаниям в следующем объеме:

- 1) внешний осмотр, проверка качества сборки и комплектности;
- 2) измерение сопротивления изоляции между корпусом и обмотками, а также между обмотками (в отдельных случаях);
- 3) измерение сопротивления обмоток постоянному току практически в холодном состоянии;
- 4) испытание электрической прочности изоляции обмоток относительно корпуса и (при возможности) между обмотками разных фаз повышенным напряжением;

- 5) испытание межвитковой изоляции обмоток на электрическую прочность повышенным напряжением;
- 6) измерение силы тока и потерь на холостом ходу двигателя;
- 7) определение силы тока и потерь в случае короткого замыкания при токе, близком к номинальному;
- 8) проверка маркировки, упаковки и комплектности необходимой сопроводительной документации.

Для асинхронных двигателей с фазным ротором после выполнения п. 3 определяют коэффициент трансформации.

В случае сомнения в качестве ремонта механической части электродвигателя проводят дополнительное испытание при повышенной частоте вращения ротора. Испытание обмотки статора высоковольтных электрических машин целесообразно заменить измерением частичных разрядов, тангенса угла диэлектрических потерь и коэффициента поляризации.



11.10. Конструкционные материалы

При ремонте электрических машин, трансформаторов и распределительных устройств применяют различные конструкционные материалы.

Серьезный недостаток слоистых пластиков — низкая дугостойкость. При проскакивании искры на их поверхности остается науглероженный след, проводящий электрический ток.

Основные характеристики некоторых пластиков:

□ гетинакс — электрический пробивной потенциал $E_{пр}$ в направлении, перпендикулярном к слоям, равен 20...40 МВ/м (при температуре 20 °С) и 12...35 МВ/м (при температуре 90 °С), нагревостойкость класса А;

□ текстолит (на основе хлопчатобумажной и шелковой ткани) — $E_{пр}$ в направлении, перпендикулярном к слоям, равен 5...10 МВ/м (при температуре 90 °С), нагревостойкость класса А;

□ стеклотекстолит — $E_{пр}$ в направлении, перпендикулярном к слоям, равен 6...27 МВ/м (при температуре 90 °С), нагревостойкость класса В;

□ асботекстолит — $E_{пр}$ в направлении, перпендикулярном к слоям, равен 1,0...1,5 МВ/м (при температуре 90 °С), нагревостойкость класса С;

□ древесно-слоистый пластик — $E_{пр}$ в направлении, перпендикулярном к слоям, равен 3...4 МВ/м (при температуре 90 °С), нагревостойкость класса А.

Промышленностью выпускаются слоистые пластики в виде досок, а также фасонных изделий — намотанных бакелитовых (гетинаксовых) трубок, цилиндров. По свойствам намотанные изделия уступают листовым.

К слоистым электроизоляционным материалам следует отнести и фибру.

Фибра — это бумага, пропитанная хлористым цинком, сложенная в несколько слоев и спрессованная. Электрическая прочность ее невысокая: $E_{пр} = 1,0...3,5$ МВ/м (при температуре 20 °С и частоте 50 Гц), механическая прочность достаточно большая. Фибра очень гигроскопична, поэтому она часто теряет форму и диэлектрические свойства. Выпускается в виде досок и фасонных изделий, применяется для прокладок, панелей, в трубчатых разрядниках и т. д.

Миканиты — материалы из отдельных пластинок слюды, склеенных лаками или смолами, иногда с использованием бумаги либо ткани, которые подклеиваются к слоям слюды с одной или двух сторон. Такая подложка увеличивает механическую прочность материала при изгибах. Выпускаются в виде листов и рулонов.

По назначению миканиты подразделяются на *коллекторные* (в марках обозначается буквой К), *прокладочные* (П), *формовочные* (Ф), *гибкие* (Г), *микафолий* (М), *микаленты* (Л). Различаются они в основном клеящим веществом и технологией изготовления. Вторая буква марки означает вид слюды: М — мусковит, Ф — флогопит, С — их смесь. Третья буква или цифра указывает дополнительные характеристики материала.

Слюдиниты, слюдопласты (слодяные бумаги) — это материалы на основе слюды, чаще отходов (щипки слюды), со специальной технологией изготовления. На их основе выпускается много различных изоляционных изделий, например стеклослюденитовые непропитанные ленты.

Микалекс — твердый материал с повышенным содержанием слюды. В качестве связующего применяется легкоплавкое стекло. Из данного материала прессованием получают фасонные изоляционные изделия, отличающиеся высокой нагревостойкостью, дугостойкостью, большой механической прочностью. Микалекс можно обрабатывать и шлифовать. Однако следует учитывать, что это дорогой материал. Область применения миканитов и других слюдяных изделий обширна. Из них изготавливают прокладки, шайбы, детали электрических машин, аппаратов и многое другое.

Лаки — это коллоидные растворы пленкообразующих веществ в растворителях. В качестве их основы используются главным образом смолы естественного и искусственного происхождения, битумы, высыхающие масла, а в качестве растворителей — спирт, уайт-спирит, толуол, ксилол, скипидар, вода и пр. При сушке растворитель удаляется и основа переходит в твердое состояние. В зависимости от основы $E_{пр} = 30...75$ МВ/м (при температуре 20 °С), нагревостойкость от А до Н (в зависимости от состава лака).

По применению лаки разделяют на пропиточные, покровные и клеящие.

Пропиточные лаки служат для замещения в пустотах изоляции воздуха лаком, что улучшает все ее изоляционные характеристики. К пропиточным лакам относится также большинство эмалей. **Эмали** — это лаки с добавкой пигментирующих веществ. Пигменты (в основном окислы металлов) вводят для придания лаковой пленке определенной окраски, улучшения ее механической прочности и приставаемости к поверхности, на которую наносится эмаль.

Покровные лаки используются для образования на поверхности электроизделий механически и электрически прочной, влагостойкой, гладкой пленки.

Клеящие лаки применяются для склеивания или изготовления различных твердых электроизоляционных материалов (изоляционных цилиндров, трубок, миканитов и т.п.), а также приклеивания их к металлам.

По режиму сушки лаки подразделяют на лаки *горячей* и *холодной сушки*. Первые дают пленку с высокими изоляционными

свойствами только при нагревании до температуры выше $+70\text{ }^{\circ}\text{C}$, вторые — при сушке в условиях комнатной температуры.

Как правило, лаки горячей сушки дают более качественную во всех отношениях пленку.

По основе лаки классифицируют на смоляные, целлюлозные, масляные, битумные, масляно-смоляные и масляно-битумные.

К *смоляным лакам*, основой которых являются смолы, относятся следующие разновидности:

□ бакелитовые — раствор бакелита в спирте;

□ глифталевые — раствор глифталевой смолы в смесях спирта с жидкими углеводородами или в подобных им растворителях. Лаки пропиточные, клеящие. Они термореактивные, горячей сушки. Гибкость пленок таких лаков выше, чем бакелитовых, влагостойкость — ниже. Применяются в основном для изоляции трансформаторов;

□ кремнийорганические — лаки пропиточные и клеящие, горячей сушки, термореактивные. Они дают пленку с высокими электроизоляционными характеристиками. Используются там, где изоляция работает при повышенной температуре, в атмосфере повышенной влажности и т. п.;

□ поливинилхлоридные — лаки покровные, термореактивные, горячей сушки. Их пленки обладают повышенной химической стойкостью. Применяются там, где на изоляцию действуют пары бензина, масел, кислот.

Целлюлозные лаки — растворы эфиров целлюлозы. Из них наиболее массово применяются нитролаки. Все они покровные, в отдельных случаях пропиточные (например, для хлопчатобумажной оплетки автомобильных проводов). Чаще всего это лаки холодной сушки, термопластичные. Пленки (особенно нитролаков) блестящие, с высокой механической прочностью, влаго- и химостойкие, устойчивые к воздействию кислорода воздуха, света, масел. Вместе с тем нитролаки плохо держатся на металлах, поэтому до их нанесения требуется грунтовка металла.

Основой *масляных лаков* являются высыхающие масла. В состав могут входить также сиккативы и растворители (бензин, керосин). Лаки главным образом пропиточные и покровные. Они термореактивные, горячей сушки, но при высоком содержании

сиккативов могут быть и холодной сушки. Пленки высокоэластичные, маслостойкие. Применяются для изготовления лакокрасочных, лакобумаг, изоляции листов электротехнической стали.

Битумные лаки — растворы битумов в органических растворителях. Они термопластичны, холодной сушки. Пленки имеют низкие электроизоляционные характеристики и малую гибкость, нагревостойкость невысокая. Используются для антикоррозийных покрытий.

Масляно-смоляные лаки содержат кроме высыхающих масел естественные или искусственные смолы. По назначению они могут быть пропиточными, покровными и клеящими. Это лаки горячей сушки, термореактивные. Характеристики изоляционных пленок зависят от состава лака. Например, масляно-глифталевые лаки по сравнению с чисто масляными, имеют повышенную эластичность, клеящую способность, более нагревостойкие, а по сравнению с чисто глифталевыми лаками имеют пониженную гигроскопичность. Применяются в изоляции трансформаторов, обмотках электрооборудования, работающего в атмосфере с химически активными реагентами.

Масляно-битумные лаки содержат кроме высыхающих масел битум, растворители бензол, толуол и другие вещества. По назначению они бывают пропиточные и покровные. Это лаки горячей сушки, термопластичны. Пленки размягчаются при нагревании, неустойчивы к маслам и другим органическим растворителям, но вместе с тем влаго- и химостойкие, менее гигроскопичные, слабо подвержены старению.

Все лаки имеют буквенно-цифровое обозначение. Буквами указывается состав основы лака (БТ — масляно-битумный, ГФ — масляно-глифталевый и т.д.). В шифре первые цифры указывают назначение лака (например, 9 — электроизоляционный), последующие — его конкретный вид.

Компаунды отличаются от лаков тем, что в них отсутствует растворитель и они могут быть в исходном состоянии твердыми. Однако для изготовления изоляции компаунды переводят (нагретыми до соответствующей температуры) в жидкое состояние, добиваясь требуемой вязкости. В их состав входят смолы, битумы, масла.

Вопросы и задания для самоконтроля

1. Укажите порядок работы на компьютере при обработке спектров.
2. В чем особенности ремонта электрических машин по результатам технического диагностирования?
3. Каковы особенности ремонта подшипниковых узлов?
4. Назовите способы заливки баббита.
5. Укажите способы выявления витковых замыканий в пазах.
6. Какой способ удаления статорных обмоток приводит к увеличению потерь холостого хода?
7. Перечислите особенности ремонта коллектора.

МОНТАЖ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ КАБЕЛЕЙ

12.1. Монтаж кабельных линий напряжением до 10 кВ



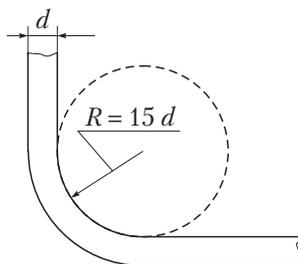
Размотка кабеля с барабана. Перед размоткой кабеля барабан устанавливают на домкраты и поднимают на 0,15...0,20 м от поверхности земли, кузова автомобиля или другого транспортного средства таким образом, чтобы барабан мог свободно вращаться, не смещаясь при этом вдоль оси. Барабан размещают так, чтобы кабель разматывался с его верхней части.

Радиусы изгиба кабелей. На поворотах трасс кабель не должен изгибаться больше допустимых норм. Кратность радиуса R внутренней кривой изгиба кабеля по отношению к его наружному диаметру d должна быть:

- для кабелей с бумажной изоляцией напряжением 1...10 кВ в алюминиевой оболочке — не менее 25, в свинцовой — не менее 15;
- для кабелей с пластмассовой изоляцией напряжением до 1 кВ бронированных без оболочки — не менее 10;
- для небронированных кабелей в пластмассовой оболочке — не менее 6.

Соотношение R и d кабелей приведено на рис. 12.1.

Допустимые усилия тяжения кабелей. Допустимые усилия тяжения для кабелей на напряжение до 10 кВ нормированы. Усилия тяжения при размотке кабеля контролируют с помощью динамометра или другого контрольного устройства, устанавливаемого на лебедке. Рекомендуется применять контрольное устройство с автоматическим расцеплением лебедки, когда усилие тяжения достигнет установленного значения для прокладываемого кабеля.

Рис. 12.1. Соотношение R и d кабелей

Допустимые разности уровней кабелей. При прокладке по вертикальным и наклонным участкам трассы кабелей с бумажной нормально пропитанной изоляцией ограничивают перепад уровня их высшей и низшей точек для того, чтобы предотвратить стекание пропитывающего состава. Кабели в свинцовой оболочке прокладывают с максимальным перепадом уровней 25 м при напряжении 1...3 кВ и 15 м — при напряжении 6...10 кВ; кабели в алюминиевой оболочке — 25 м — при напряжении 1...3 кВ, 20 м — при напряжении 6 кВ и 15 м — при напряжении 10 кВ. Если указанный перепад уровней выдержать нельзя, то кабельные линии секционируют, устанавливая стопорные или эпоксидные соединительные муфты, даже если кабель имеет одну строительную длину. Кабель с обедненной бумажной изоляцией прокладывают с перепадом уровней до 100 м (при наличии общей оболочки для всех жил) и 300 м, если каждая жила заключена в отдельную оболочку. Для кабелей с бумажной нестекающей пропиткой, резиновой или пластмассовой изоляцией перепад уровней не ограничивают.



12.2. Способы прогрева и прокладки кабелей

Допустимые температуры при прокладке кабелей без предварительного подогрева приведены в табл. 12.1.

При температуре воздуха ниже минимально допустимой прокладка силовых кабелей с нормальной, нестекающей, обедненно пропитанной бумажной, а также с пластмассовой изоляцией

и оболочкой допускается только после их предварительного подогрева и выполнения прокладки в сжатые сроки: при температуре от 0 до -10 °С в течение не более 60 мин, от -10 до -20 °С — в течение не более 40 мин, от -20 °С и ниже — в течение не более 30 мин.

Таблица 12.1

**Допустимые температуры при прокладке кабелей
без предварительного подогрева**

Тип кабеля	Конструкция кабеля	Допустимая температура кабеля и окружающей среды при прокладке, °С, не ниже
С бумажной изоляцией, пропитанной нестекающим составом, и пропитанной изоляцией	Все марки	0
С пластмассовой изоляцией	С изоляцией жил и шлангом из полиэтилена, без защитного покрова, содержащего волокнистые материалы	-20
	С оболочкой или шлангом из поливинилхлоридного пластика, без защитного покрова, содержащего волокнистые материалы, а также с броней из профилированной стальной оцинкованной ленты	-15
	Все остальные марки кабелей с защитным покровом	-7

При невозможности осуществления работы в указанный срок в процессе прокладки должны предусматриваться постоянный подогрев кабеля или организация перерывов для его дополнительного подогрева.

Рекомендуются следующие способы прогрева кабелей, прокладываемых при отрицательной температуре окружающей среды:

□ трехфазным током при соответствующей теплоизоляции барабанов (войлочно-брезентовым капотом и т. п.);

□ в обогреваемых помещениях с температурой до $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$ (при наличии таких помещений вблизи от места прокладки и температуре наружного воздуха не ниже $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$);

□ в «тепляке» или палатке с паровым отоплением, печами, горелками инфракрасного излучения или обогревом тепловоздуховкой (при температуре до $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Для прокладки непосредственно в земле применяют бронированные кабели, защищенные от коррозии джутово-битумным покрытием или поливинилхлоридной оболочкой.

Кабели на напряжение до 10 кВ прокладывают на глубине 0,7 м от планировочной отметки при глубине траншеи 0,8 м, а при пересечении улиц, площадей — на глубине 1,1 м. На дно траншеи насыпают слой песка или чистой земли, не содержащей камней. Толщина слоя — не менее 0,1 м.

Все кабели на номинальное напряжение свыше 1 кВ, проложенные в траншеях, должны иметь защитные покрытия из красного кирпича (силикатный кирпич в земле разрушается) или бетонных плит, положенных на слой чистой земли либо песка толщиной 0,1 м. При глубине траншеи 1,0...1,2 м и напряжении до 10 кВ защита кабелей осуществляется кирпичом.

Строительными нормами и правилами (СНиП) установлено предельное количество кабелей в одной траншее — не более шести. Устройство траншей с большим количеством кабелей является неэкономичным. Ширина траншеи определяется количеством, сечениями и марками кабелей. Между силовыми кабелями расстояние в свету должно быть не менее 100 мм. Между контрольными кабелями, не нуждающимися в охлаждении, расстояние не нормируется. Допускается совместная прокладка силовых и контрольных кабелей в одной траншее. При этом расстояние между контрольным и силовым кабелями должно быть не менее 100 мм. Кабель укладывают в траншее «змейкой» с небольшим запасом, составляющим 1,5...2 % общей длины траншеи, на случай возможных смещений почвы и температурных деформаций кабеля в разное время года. В месте установки соединительной муфты предусматривают расширение траншеи для устройства петли запаса и возможности вырезки и замены поврежденной муфты.

12.3. Классификация и область применения кабельных муфт и заделок



При монтаже кабельных линий возникает необходимость как соединения кабелей между собой (для чего применяют соединительные и ответвительные муфты), так и подсоединения их к различным электрическим аппаратам и устройствам (для этого используют концевые заделки и муфты). Для выполнения муфт и заделок сначала производится ступенчатая разделка кабеля. Технология выполнения разделки кабеля зависит от назначения муфты или заделки ее материала и номинального напряжения, при котором она должна применяться.

В маркировку муфт и заделок входят буквенные и цифровые символы.

Первая буква определяет назначение муфты (заделки): С — муфта соединительная, О — муфта ответвительная, Ст — муфта стопорная, СП — муфта переходная, КВ — муфта концевая внутренней установки, КН — муфта концевая наружной установки.

Вторая буква обозначает материал муфты: Ч — чугун, С — свинец, А — алюминий, Э — эпоксидный компаунд, Б — стальная воронка, заливаемая битумным составом.

Следующие буквы определяют различные характеристики муфт и заделок: ТВ — с термоусаживаемыми поливинилхлоридными трубками, Н — с трубками из наиритовой резины, Т — с трехслойными трубками, В — с корпусом, имеющим продольный разъем в вертикальной плоскости, С — отливаемая в съемной форме, О — овальной формы, К — круглой формы.

Если перед обозначением исполнения муфты (заделки) ставится буква П, это говорит о том, что муфта предназначена для кабелей с пластмассовой изоляцией.

Кабельная муфта — устройство, предназначенное для соединения, ответвления кабелей и присоединения их к электроаппаратам или воздушным линиям электропередачи.

Схема раскатки кабеля с кабелеукладчика показана на (рис. 12.2).

При прокладке над кабелями сигнально-предупредительной ленты присыпка должна быть не менее 0,3 м, т.е. лента должна на-

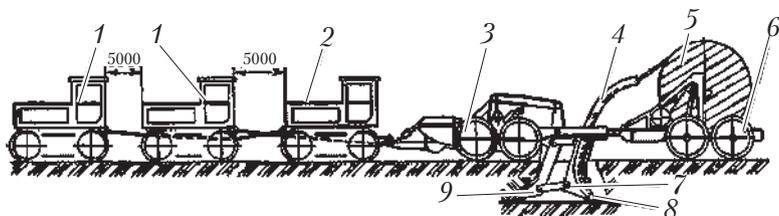


Рис. 12.2. Механизированная колонна для прокладки кабеля кабелеукладчиком:

1, 2 — тракторы Т-100М и Т-100МБГ; 3 — кабелеукладчик КУ-150; 4 — входной лоток кассеты; 5 — барабан с кабелем; 6 — кабельный транспортер ТК-5; 7 — кассета для кабеля; 8 — кабель; 9 — нож

ходиться на глубине 0,4 м от планировочной отметки. Сигнально-предупредительная лента из поливинилхлоридного пластика должна быть красного цвета толщиной 0,5...1,0 мм и шириной не менее 150 мм. Одну ленту можно прокладывать над двумя кабелями.

В готовой траншее кабель прокладывают, раскатывая его с барабана, установленного на транспортном средстве, перемещающемся вдоль траншеи.

Если по условиям трассы применение автомеханизмов затруднено, то кабель раскатывают в траншее с помощью лебедки по специальным кабельным роликам, которые устанавливают на прямолинейных участках трассы по дну траншеи через 3...5 м. На всех поворотах трассы размещают угловые ролики. Линейный и угловой универсальные распорные ролики показаны на рис. 12.3.

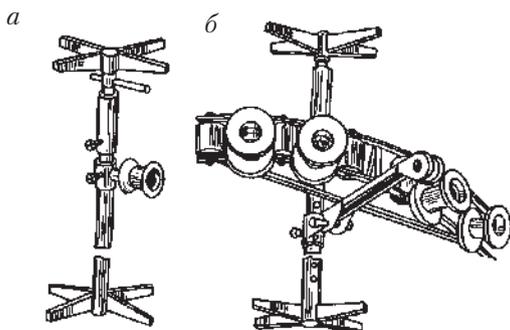


Рис. 12.3. Универсальные распорные ролики:
а — линейный; б — угловой



12.4. Прокладка кабеля внутри зданий

Общие сведения. Внутри помещений прокладывают только бронированные кабели без наружного горючего покрова и небронированные кабели с негорючей оболочкой. В помещениях с агрессивной средой применяют кабели в оболочках, устойчивых к воздействию этой среды. Внутри зданий, в том числе и в производственных помещениях, кабели прокладывают непосредственно по стенам, потолкам, балкам, фермам и другим строительным конструкциям либо предварительно установленным на опорных поверхностях кабельным конструкциям или лоткам. Во всех случаях кабели должны быть доступны для осмотра и ремонта при эксплуатации.

Прокладка кабеля в блоках. Она рекомендуется в местах пересечений с железными и автомобильными дорогами, в условиях стесненности трассы на территории предприятий, а также внутри цехов в полах (наряду с прокладкой кабелей в стальных трубах). В местах изменения направления трассы или глубины заложения блоков, а также на прямолинейных участках большой длины делают кабельные колодцы.

До затяжки кабеля в канал блока необходимо очистить его от бетонного раствора, попавшего при стыковании блоков, и строительного мусора. Это делают путем протягивания через канал с помощью лебедки каната с прикрепленным к нему приспособлением в виде стального контрольного цилиндра и ершей.

Схемы прочистки каналов и протяжки кабеля на одном участке представлены на рис. 12.4.

Прокладка кабеля в каналах. *Кабельным каналом* называется подземное непроходное замкнутое сооружение, предназначенное для прокладки небольшого количества кабелей (до 20). Прокладка в каналах позволяет проложить новый или заменить действующий кабель без производства земляных работ, обеспечивает возможность осмотра и ремонта линий в процессе эксплуатации, а также надежную защиту кабелей от механических повреждений.

Прокладка кабеля в туннелях. *Кабельным туннелем* называется подземное проходное замкнутое сооружение, предназначенное

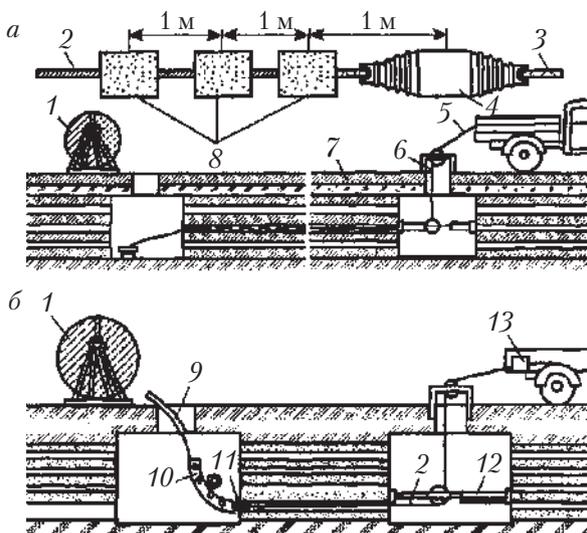


Рис. 12.4. Схемы прочистки каналов (а) и протяжки кабеля на одном участке (б):

1 — барабан с кабелем; 2 — трос для протяжки кабеля; 3 — трос для прочистки канала; 4 — контрольный цилиндр; 5 — трос лебедки; 6 — место зачалки троса лебедки; 7 — блоки; 8 — ерши; 9 — направляющий сектор; 10 — распорный угловой ролик; 11 — воронка; 12 — распорный ролик для троса; 13 — установка для контроля усилия тяжения

ное специально для размещения кабельных линий, контрольных кабелей и кабелей связи. Для прокладки в туннелях применяют кабели с негорючими оболочками и защитными покровами.

Контрольные кабели размещают только над силовыми кабелями или только под ними и отделяют их горизонтальной перегородкой. Допускается прокладка контрольных кабелей рядом с силовыми напряжением до 1 кВ. Последние прокладывают над кабелями напряжением свыше 1 кВ и отделяют их горизонтальной негорючей перегородкой.

Применение в кабельных туннелях небронированных кабелей с полиэтиленовой оболочкой по условиям пожарной безопасности запрещается.

Для раскатки кабеля на прямых участках трассы устанавливают линейные ролики на расстоянии от 3 до 7 м друг от друга (в за-

висимости от массы кабеля и условий прокладки), а на поворотах трассы — угловые ролики. Линейные и угловые ролики закрепляют таким образом, чтобы при протяжке кабеля они не смещались. Радиус кривой угловых роликов должен быть не меньше радиуса изгиба, допустимого для прокладываемого кабеля.

Заземление кабелей и кабельных конструкций. В кабельных линиях к частям, подлежащим заземлению, относятся металлические оболочки и броня силовых и контрольных кабелей, металлические кабельные соединительные и концевые муфты, металлические кабельные конструкции, лотки, короба, тросы, на которых укреплены кабели, и стальные трубы, в которых проложены кабели (в помещениях).

Соединение брони и оболочки с соединительными и концевыми муфтами выполняется с помощью гибких многопроволочных медных проводников. На концах кабельных линий медные проводники присоединяются к магистрали заземления (табл. 12.2).

Таблица 12.2

Характеристики медных проводников для силовых кабелей

Площадь сечения жил кабеля, мм ²	Площадь сечения проводника заземления, мм ²	Площадь сечения жил кабеля, мм ²	Площадь сечения проводника заземления, мм ²
До 10	6	50, 70, 95, 120	16
16, 25, 35	10	150, 185, 240	25



12.5. Монтаж муфт и концевых заделок

Монтаж соединительных и концевых кабельных муфт и заделок. *Кабельная муфта* — устройство, предназначенное для соединения, ответвления кабелей и присоединения их к электроаппаратам или воздушным линиям электропередачи.

Под *кабельной концевой заделкой* понимают устройство, предназначенное для присоединения кабеля к электроаппаратам внутренней установки, имеющим специальный защитный корпус.

Концевая кабельная муфта — устройство, предназначенное для присоединения кабелей к электроаппаратам наружной либо внутренней установки или воздушным линиям электропередачи.

Соединительная кабельная муфта — устройство, предназначенное для соединения кабелей.

Для соединения или оконцевания кабелей необходимо прежде всего произвести разделку заводской изоляции на конце кабеля. Она заключается в последовательном удалении наружного джутового покрова, брони, бумажной или волокнистой подушки под броней, общей поясной изоляции и изоляции каждой жилы. Такая разделка кабеля называется *ступенчатой*. Размеры разделки зависят от напряжения, марки, сечения жил кабеля и приводятся в справочниках.

При монтаже муфт и заделок у кабелей с бумажной изоляцией предварительно проверяют наличие в ней влаги. Для этого с конца кабеля обрывают отдельные бумажные ленты и опускают их в парафин, разогретый до температуры 140...150 °С. Если бумажная изоляция увлажнена, наблюдается легкое потрескивание и выделение пены.

Для кабелей на напряжение 6...10 кВ применяют соединительные муфты преимущественно двух типов: эпоксидные и свинцовые.

Эпоксидные соединительные муфты устойчивы к агрессивной среде и могут выполнять функции стопорных муфт для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией. Для их изготовления используют эпоксидные компаунды с добавлением наполнителя и отвердителя. Последний вводят в смесь компаунда с наполнителем непосредственно перед заливкой муфты для ускорения процесса затвердевания.

В комплект эпоксидной муфты на напряжение 6...10 кВ для кабелей с бумажной изоляцией входят литой эпоксидный корпус муфты из двух полумуфт, банка с компаундом в смеси с наполнителем, пузырек с отвердителем и набор необходимых вспомогательных материалов.

При установке в туннелях, каналах и других кабельных сооружениях эпоксидные муфты следует защищать кожухом из стальной трубы диаметром не менее 150 мм с толщиной стенки не менее 5 мм и длиной 1250 мм. Внутри трубу обкладывают двумя слоями листового асбеста толщиной 4...5 мм. Торцы трубы закрывают крышками из асбоцемента толщиной 20 мм.

Свинцовые соединительные муфты применяют для кабелей на напряжение 6...10 кВ со свинцовой и алюминиевой оболочками. Такие муфты изготавливают из свинцовых труб диаметром 60...110 мм и длиной 450...650 мм (в зависимости от сечения и напряжения кабелей).

Разделку концов производят так же, как и при монтаже эпоксидных соединительных муфт. Затем надевают на кабель свинцовую муфту, соединяя его жилы пайкой или другим способом. Место пайки или сварки очищают и промывают (пропаривают) кабельной массой МП-1, нагретой до температуры 120...130 °С (для удаления влаги). После этого восстанавливают заводскую изоляцию жил кабеля подмоткой кабельной бумагой, пропитанной маслом.

Бумажную изоляцию жил кабеля в месте их соединения восстанавливают с помощью роликов и рулонов из кабельной бумаги, поставляемых кабельными заводами вместе с пряжей для подмотки, и бандажей в герметичных банках, заполненных пропиточной массой МП-1. Данные комплекты пронумерованы в зависимости от количества и размеров бумажных рулонов и роликов.

Заливку свинцовых муфт выполняют кабельными массами марок МБ-70 (в земле), МБ-90 и маслоканифольными массами марки МК-45 при напряжении 10...35 кВ. Перед заливкой кабельную массу нагревают и заливают в предварительно подогретую муфту. После охлаждения и усадки кабельной массы ее подливают до полного заполнения муфты, после чего заливочные отверстия запаивают.

Свинцовые соединительные муфты, устанавливаемые внутри сооружений, заключают в защитные стальные кожухи аналогично эпоксидным муфтам. В земле свинцовые муфты защищают от механических повреждений чугунными кожухами негерметичного исполнения или кожухами из стеклопластика.

Стопорно-соединительные муфты. Для ограничения перепадов уровней кабелей с бумажной пропитанной изоляцией в качестве стопорных муфт могут использоваться эпоксидные соединительные муфты. Применяются также специальные стопорные (СТ) и стопорно-переходные (СТП) муфты. Схема установки стопорного устройства при монтаже стопорных муфт показана на рис. 12.5.

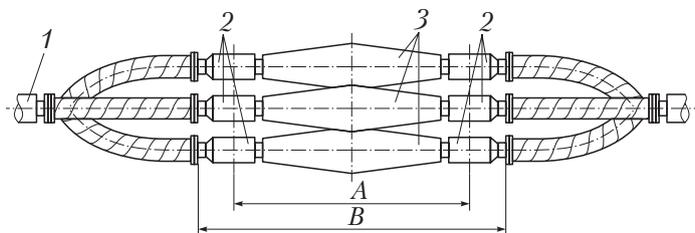


Рис. 12.5. Схема установки стопорного устройства при монтаже стопорных муфт:
 1 — кабель; 2 — соединительная гильза; 3 — стопор

Стопорное устройство таких муфт состоит из точеных медных или алюминиевых стержней, изолированных многослойной конусной обмоткой из бакелизированной бумаги. Три отдельных стопора монтируют вместе в текстолитовую или гетинаксную перегородку, имеющую латунную обойму. Стопорное устройство размещают в середине латунной муфты, к стенкам которой припаивают латунную обойму стопорной перегородки. Жилы кабеля с помощью гильз соединяют пайкой со стержнем стопоров. Таким образом предотвращается стекание пропиточной массы по жилам кабелей. Стопорную муфту заливают маслोकанифольной массой марки МК-45. Для соединения кабелей на напряжение до 1 кВ применяют чугунные муфты, а кабелей с пластмассовой изоляцией — эпоксидные муфты.

Концевые муфты наружной установки на напряжение до 10 кВ. Для оконцевания в наружных установках трехжильных кабелей с бумажной изоляцией и сечением жил площадью до 240 мм² на напряжение 6...10 кВ применяют концевые трехфазные муфты с алюминиевым (КНА), чугунным (КНЧ) или стальным (КНСт) корпусом.

Для кабелей на напряжение 6...10 кВ применяют в основном концевые муфты наружной установки типа КН, имеющие стальной корпус с фарфоровыми изоляторами, и концевые эпоксидные муфты типа КНЭ-10. В комплект последних входят литой эпоксидный корпус муфты, литые эпоксидные изоляторы и вспомогательные материалы, необходимые для монтажа.

Концевые эпоксидные заделки кабелей типов КВЭз и ПКВ на напряжение 10 кВ показаны на рис. 12.6.

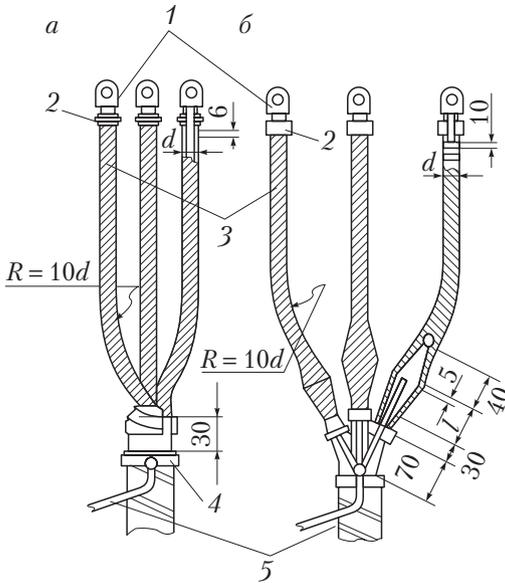


Рис. 12.6. Концевые эпоксидные заделки кабелей типов КВЭз (а) и ПКВ (б) на напряжение 10 кВ:

1 — наконечник; 2 — подмотка из хлопчатобумажной ленты с промазкой эпоксидным компаундом; 3 — подмотка липкой лентой ПВХ; 4 — подмотка с экраном; 5 — провод заземления

Для оконцевания кабелей внутри помещений, а также для наружных установок при условии полной защиты заделки в настоящее время предпочтение отдается заделкам с применением термоусаживаемых полимерных материалов, эпоксидных компаундов и самосклеивающихся лент, а при их отсутствии — битумных воронок и др.

Монтаж термоусаживаемых соединительных и концевых муфт. Кабельную арматуру на основе термоусаживаемых материалов предлагает ряд производителей. Выпускаемые ими муфты всех видов технологичны, экологически чистые, не требуют дополнительных затрат на варку массы и пропитку рулонов. На монтаж одной муфты из термоусаживаемых материалов бригадой из двух электромонтеров затрачивается в 2 раза меньше времени, чем на монтаж муфты типа СС. Более чем в 2 раза сокращается расход газа при монтаже.

Монтаж концевых и соединительных муфт представляет собой сборку отдельных термоусаживаемых частей, поставляемых в растянутом состоянии, что позволяет легко надевать их на разделанные концы кабеля. При нагревании с помощью пропан-бутановой газовой горелки происходит усадка этих частей с плотным водонепроницаемым охватом кабеля, причем термоусаживаемый клей заполняет все пустоты. В месте соединения кабельная муфта создает новую изоляцию, полностью соответствующую установленным требованиям. Основой термоусаживаемой соединительной и концевой арматуры фирмы «Райхем» (рис. 12.7) являются вулканизируемые полимеры, обладающие рядом уникальных свойств. Наряду с высокими изоляционными параметрами и герметичностью муфты фирмы «Райхем» обладают особой механической прочностью, стойкостью к воздействию окружающей среды и т. д.



Рис. 12.7. Муфта фирмы «Райхем»

Широкий диапазон термоусаживаемости отдельных частей позволяет использовать один типоразмер муфт для нескольких видов кабелей с пропитанной бумажной изоляцией (площадь сечения жил — 70...120 и 150...240 мм²), что значительно сокращает количество необходимого запасного материала.

Подольский завод электромонтажных изделий разработал и освоил промышленное производство современных соединительных и концевых муфт марок Стп и КВтп для силовых кабелей с пропитанной бумажной изоляцией на напряжение 1, 6 и 10 кВ. В конструкциях муфт применяются усовершенствованные термоусаживаемые изделия (трубки, перчатки), герметизирующие полимеры композиции для регулирования электрического поля. Жилы кабелей сращиваются между собой и с наконечниками с помощью болтовых соединителей, размеры которых зависят от сечения жил кабеля. Болты соединителей, закручиваются комплектным ключом до скручивания их.

Монтаж муфты Стп-10 показан на рис. 12.8.

Муфты этого типа предназначены для соединения силовых кабелей с бумажной пропитанной изоляцией на напряжение до 10 кВ, проложенных в земле и в кабельных сооружениях.



Рис. 12.8. Монтаж муфты СТП-10

При выполнении монтажа муфты необходимо соблюдать следующие правила:

- при использовании газовой горелки отрегулировать ее таким образом, чтобы получить мягкое пламя с языком желтого цвета;
- перемещать пламя горелки от середины муфты к ее концу;
- термоусаживаемые детали прогревать равномерно со всех сторон по длине и окружности;
- направлять пламя горелки в сторону усадки для предварительного прогрева материала;
- усаженные детали должны плотно прилегать к элементам кабеля и не иметь морщин и складок;
- при монтаже выполнять требования, изложенные в технической документации на муфты для силовых кабелей с бумажной и пластмассовой изоляцией на напряжение до 35 кВ;
- подключение кабеля производить после остывания муфты до температуры окружающей среды.

Соответствие монтируемого кабеля используемой муфты необходимо проверить по табл. 12.3.

Таблица 12.3

Технические характеристики муфт

Типоразмер муфты	Количество жил кабеля	Площадь сечения жил кабеля, мм ²
СТП-10-35/50	3	35, 50
СТП-10-70/120	3	70, 95, 120
СТП-10-150/240	3	150, 185, 240

Ниже указан порядок монтажа муфты.

1. На один из соединяемых кабелей надевают наружный шланг и внутреннюю трубу. Внутренние поверхности деталей защищают от загрязнения полиэтиленовым пакетом. С концов кабелей снимают наружный покров и броню. Облуживают оболочку и бронеленту в местах пайки заземляющего проводника.

2. С конца кабеля снимают оболочку и поясную изоляцию. При обрыве бумаги поясной изоляции для получения ровного края используют бандаж из хлопчатобумажной нити (рис. 12.9).

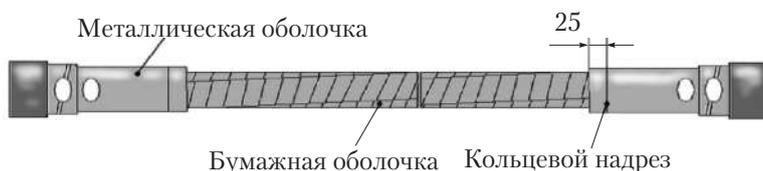


Рис. 12.9. Подготовка кабеля для монтажа муфты

3. Разводят жилы кабеля и удаляют жгуты набивочной бумаги. На концах устанавливают временный бандаж поливинилхлоридной лентой. На жилы кабеля надевают до упора в «корешок» разделки фазные трубки (рис. 12.10). Эти трубки усаживают и начинают их прогрев от «корешка» разделки по направлению к концам жил.

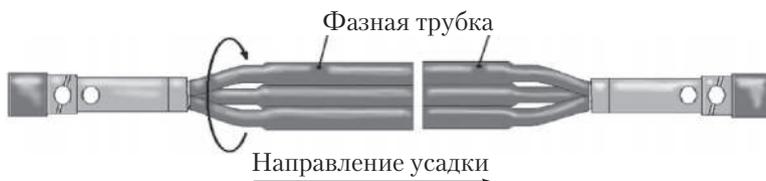


Рис. 12.10. Установка фазных трубок

4. Зачищают до металлического блеска и обезжиривают оболочку. Снимают предохраняющий поясok оболочки (25 мм). На слой полупроводящей бумаги накладывают бандаж из хлопчатобумажной нити на расстоянии 5 мм от среза оболочки. Снимают полупроводящий слой бумаги от бандажа до среза поясной изоляции. Отрезок ленты-регулятора отделяют от подложки,

сворачивают в виде конуса и тщательно заталкивают с помощью штока в «корешок» разделки. Ленту-регулятор отделяют от подложки, «корешок» разделки обматывают с натягом с заходом на оболочку на 10 мм, а на жилы — на 60 мм. Намотка, выполняемая от оболочки, должна иметь бочкообразную форму (рис. 12.11).

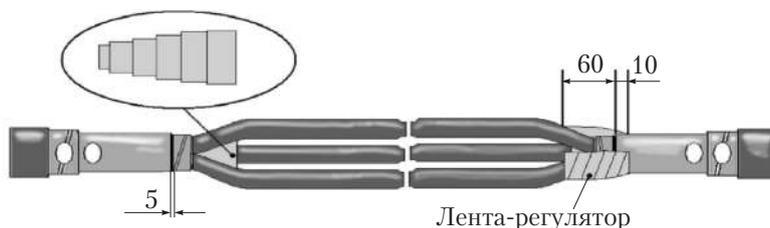


Рис. 12.11. Наложение бандаж из хлопчатобумажной нити

5. Беглым размытым пламенем горелки прогревают оболочку кабеля и промотку ленты-регулятора и, не давая остыть, надевают на жилы кабеля перчатку и продвигают горелку к «корешку» разделки до упора. Установка перчатки показана на рис. 12.12.

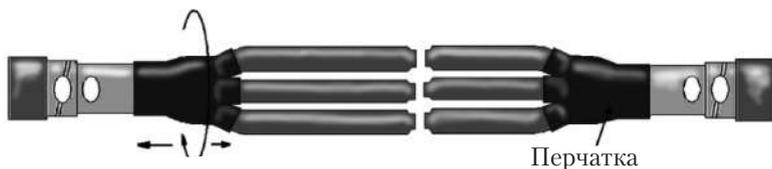


Рис. 12.12. Установка перчатки муфты на жилы кабеля

6. С концов жил удаляют фазную изоляцию на длине, равной глубине отверстия в гильзе до внутренней перегородки. Концы жил зачищают металлической щеткой и обезжиривают. На жилы надевают изолирующие манжеты и продвигают к «корешку» разделки (рис. 12.13). Жилы вставляют в отверстия гильз до упора и фиксируют, подтянув болты. Закручиваются сначала наружные, потом внутренние болты до срыва их головок. При необходимости удаляются выступающие концы болтов с помощью напильника.

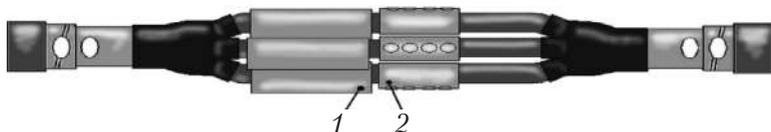


Рис. 12.13. Установка изолирующей манжеты:
1 – манжета; 2 – соединитель

Соединительные гильзы и фазные трубки на длине 50 мм в обе стороны от гильз обезжириваются.

7. Отделяют пластину-регулятор от подложки и располагают симметрично относительно гильзы (рис. 12.14). Гильзу обматывают, не вытягивая пластины, обжимают руками. Нахлест пластины должен располагаться поверх болтов. Изолирующие манжеты надвигают на гильзы, располагая их симметрично относительно торцов гильз.

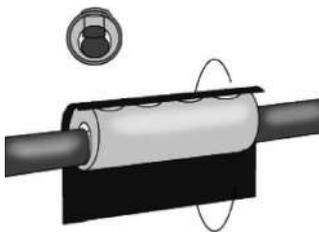


Рис. 12.14. Установка пластины-регулятора

8. Усаживают изолирующие манжеты, одновременно прогревая все три манжеты от середины к торцам так, чтобы появился контур гильз (рис. 12.15). Затем усаживают концы изолирующих манжет.



Рис. 12.15. Порядок прогрева манжеты

9. Между жилами вставляют межфазную распорку (рис. 12.16). Жилы максимально сводят и с помощью коротких отрезков стеклоленты устанавливают бандаж.

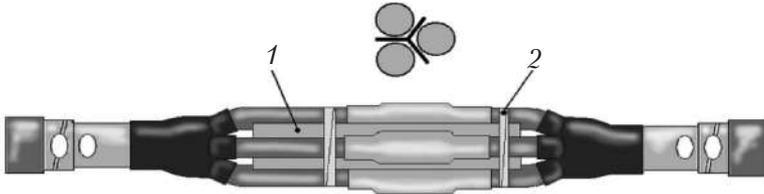


Рис. 12.16. Установка межфазных распорок:
1 — распорка; 2 — бандаж стеклолентой

10. Отделяют пластины межфазного заполнителя от подложки и располагают их между соседними жилами кабеля (рис. 12.17). Заполнитель утапливают в пространство между жилами и между пальцами перчаток. Заполнителю придают цилиндрическую гладкую форму по всей длине муфты.

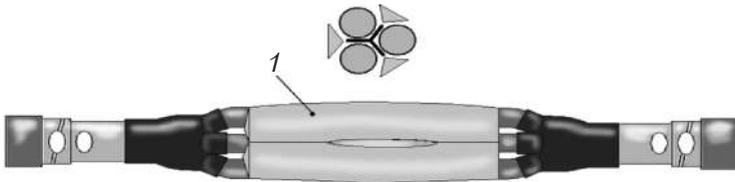


Рис. 12.17. Установка межфазного заполнителя 1

11. Поверх межфазного заполнителя выполняют стягивающий бандаж стеклолентой с натягом и 30 %-м перекрытием (рис. 12.18). Необходимо добиваться максимального сведения жил кабеля. Конец намотки фиксируют липкой поливинилхлоридной лентой.

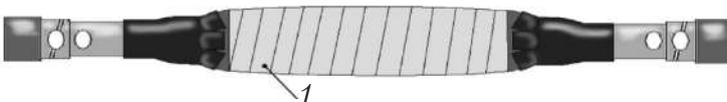


Рис. 12.18. Намотка стягивающего бандажа из стеклоленты 1

12. Тщательно обезжиривают оболочки кабелей. Устанавливают внутреннюю трубу по центру муфты и усаживают ее, прогревая от середины к торцам (рис. 12.19).



Рис. 12.19. Установка внутренней трубы и направление прогрева

13. Поверх внутренней трубы выполняют плотную намотку алюминиевой ленты с 30 %-м перекрытием и заходом на оболочки соединяемых кабелей на 10 мм (рис. 12.20). Оба конца намотки закрепляют на оболочках бандажом из проволоки. Алюминиевую ленту разглаживают до полного прилегания к поверхности муфты. На поверхности ленты не допускаются острые выступающие края и неровности. Провод заземления раскладывают вдоль муфты, закрепляют его концы бандажом из проволоки в местах полуды и припаивают проводник. Затем выполняется намотку лентой герметизирующего материала.

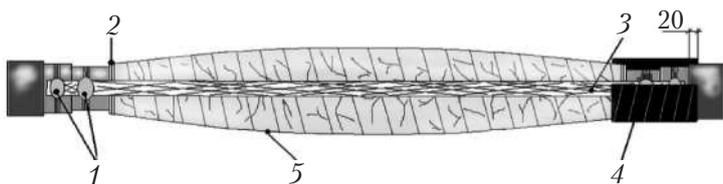


Рис. 12.20. Намотка алюминиевой ленты:

1 – пайка; 2 – проволочный бандаж; 3 – провод заземления; 4 – герметик; 5 – алюминиевая фольга

14. Надвигают на место соединения наружный шланг, располагая его симметрично относительно центра муфты, и усаживают, начиная прогрев от середины к торцам (рис. 12.21).



Рис. 12.21. Установка наружного шланга с усадкой



12.6. Методы испытания изоляции кабелей

Испытания силовых кабельных линий. Перед сдачей в эксплуатацию смонтированные силовые кабельные линии проходят ряд испытаний.

Проверка целостности и фазировки жил кабеля. До начала и после испытания с помощью мегомметра проверяют исправность жил и правильность присоединения одноименных фаз с обоих концов кабельной линии всех напряжений.

Измерение сопротивления изоляции. Измерение производят мегомметром при напряжении обмотки 2,5 кВ в течение 1 мин. Для силовых кабелей на напряжение до 1 кВ сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 МОм. Для силовых кабелей на напряжение свыше 1 кВ сопротивление изоляции не нормируется. Измерение следует выполнять до и после испытания повышенным напряжением.

Испытание повышенным напряжением выпрямленного тока. Силовые кабели на напряжение свыше 1 кВ испытываются повышенным напряжением выпрямленного тока. Повышенным напряжением осуществляют испытания каждой жилы по отношению к двум другим, соединенным с оболочкой и броней кабеля. В процессе испытания отмечают характер изменения тока утечки. Кабель считается выдержавшим испытание при отсутствии пробоя изоляции, скользящих разрядов и толчков (или нарастания) тока утечки после того, как испытательное напряжение достигнет нормативного значения. После испытания исправный кабель необходимо разрядить.

Измерение распределения тока по одножильным кабелям проводится на линиях всех напряжений. Неравномерность распределения тока на кабеле не должна превышать 10 %.

Измерение сопротивления заземления производится на линиях всех напряжений для концевых заделок. Значения сопротивления должны соответствовать приведенным в ПУЭ.

Значение испытательного напряжения и длительность его приложения при приемосдаточных испытаниях приведены в табл. 12.4.

Таблица 12.4

Значение испытательного напряжения и длительность его приложения при приемосдаточных испытаниях

Изоляция и марка кабеля	Испытательное напряжение, кВ, для кабелей на рабочее напряжение, кВ				Продолжительность испытания, мин
	2	3	6	10	
Бумажная	12	18	36	60	10
Резиновая марок ГТШ, КШЭ, КШВГ, КШВГЛ, КШБГД	—	6	—	20	5
Пластмассовая	—	15	36	60	10

Приемка кабельных линий в эксплуатацию. В техническую документацию, представляемую приемочной комиссией, должны входить следующие документы:

- технический проект на строительство кабельной линии (КЛ);
- исполнительный чертеж трассы, согласованный с заинтересованными организациями;
- акты приемки траншей, каналов, тоннелей, блоков под монтаж кабелей;
- акты на скрытые работы по прокладке труб;
- протоколы заводских испытаний барабанов с кабелем, а при их отсутствии — протоколы испытаний кабелей до прокладки на монтажной площадке;
- протоколы осмотра и проверки изоляции кабелей на барабанах перед прокладкой;
- протоколы прогрева кабелей на барабанах перед прокладкой при низких температурах (если производился прогрев);
- акты осмотра кабельной канализации в траншеях и каналах перед закрытием;
- акты (журналы) разделки кабельных муфт на напряжение выше 1 кВ (кроме соединительных эпоксидных муфт);
- контрольно-учетные паспорта на соединительные эпоксидные муфты на напряжение выше 1 кВ;
- протоколы испытания повышенным напряжением выпрямленного тока силовых кабелей после монтажа;
- протоколы измерения сопротивления изоляции кабелей перед включением;

□ схема КЛ с указанием заводских номеров барабанов проложенных кабелей и длины кабелей, последовательности укладки барабанов и нумерации соединительных муфт при прокладке кабелей в траншее (для кабельных линий напряжением выше 1000 В).

В результате осмотра принимаемой в эксплуатацию кабельной линии комиссия делает заключение:

□ о наличии защиты мест возможных повреждений кабелей трубами, коробами и т.п.;

□ надежном закреплении в конечных пунктах, местах изгибов, у соединительных муфт, воронок и т.п.;

□ отсутствии наружного покрова из пожароопасной кабельной пряжи у кабелей, проложенных в трубах, туннелях, коллекторах, каналах и производственных помещениях;

□ наличии на проложенных кабелях бирок с указанием марки, напряжения, сечения и длины кабелей.

На бирках муфт и заделок должны быть указаны также дата и фамилия кабельщика, производящего работы. Перед приемкой кабелей в эксплуатацию они проходят испытания в соответствии с ПУЭ и установленными нормами.

Эксплуатация кабельных линий. При эксплуатации кабельных линий необходимо вести наблюдение и контроль за их трассами и нагрузкой. В процессе эксплуатации кабелей важно регулярно проводить их паспортизацию. Паспорт кабельной линии кроме технической характеристики кабелей и условий их прокладки содержит сведения о результатах предыдущих испытаний и ремонтов, что помогает установить правильный режим их эксплуатации.

Все смонтированные кабели должны иметь маркировку (бирки) стандартной формы:

□ круглой — для силовых кабелей высокого напряжения;

□ прямоугольной — для силовых кабелей до 1 кВ;

□ треугольной — для контрольных кабелей.

Для кабелей, проложенных в земле и сооружениях, применяют бирки из пластмассы, привязываемые к кабелю оцинкованной проволокой. Надписи на пластмассовых бирках выполняют несмываемыми красками, на металлических набивают буквы и цифры. Бирки на кабелях, проложенных в земле, устанавливают через каждые 100 м трассы (на всех поворотах, у каждой муфты

и при входах в сооружения) и обматывают двумя-тремя слоями смоляной ленты.

Кабельные трассы маркируют опознавательными знаками (пикетами) в виде столбиков из бетона. Допускаются опознавательные знаки в виде надписей на стенах постоянных сооружений. Пикетные столбики (или надписи на стенах) делают через каждые 100...150 м трассы, на всех поворотах и у мест нахождения соединительных муфт.

Большую опасность для проложенных в земле кабелей представляют земляные работы, выполняемые механизированным способом. Допускаемые границы выполнения таких работ зависят от типа и марки применяемых механизмов. Однако во всех случаях расстояние от трассы кабеля должно быть не менее 1 м. На более близком расстоянии от трассы работы выполняют только вручную лопатами.

Периодичность осмотров устанавливает главный энергетик предприятия, руководствуясь местными условиями.

Правила технической эксплуатации (ПТЭ) предписывают следующую периодичность осмотров кабельных трасс:

- кабелей в траншеях, коллекторах и туннелях — 1 раз в 3 месяца;
- кабелей в колодцах и концевых муфт на линиях напряжением 1 кВ — 1 раз в 6 месяцев;
- концевых муфт кабелей на напряжение до 1 кВ — 1 раз в 12 месяцев;
- кабельных муфт в трансформаторных помещениях, распределительных пунктах — одновременно с осмотром другого оборудования.

Обращают внимание на чистоту (отсутствие остатков материалов и т.п.) в туннелях, коллекторах и аналогичных кабельных сооружениях. Осмотр этих сооружений проводят обычно два лица, сначала проверяя с помощью газоанализатора отсутствие в них газа. Затем проверяют состояние освещения и вентиляции; измеряют внутреннюю температуру, которая не должна превышать температуру наружного воздуха более чем на 10 °С; осматривают антикоррозионные покрытия кабелей, внешнее состояние муфт; следят за отсутствием натяжений, смещений, провесов кабелей и т.п.

Особое внимание обращают на кабели, проложенные в районах прохождения электрифицированного транспорта. В течение первого года эксплуатации такой кабельной линии необходимо не менее 2 раз измерять уровни потенциалов и блуждающих токов.

При эксплуатации кабелей следят за их номинальной нагрузкой. Максимально допустимые нагрузки кабелей приведены в ПУЭ по участку трассы, имеющему наихудшие тепловые условия при длине не менее 10 м.

Нагрузку кабелей контролируют в сроки, определяемые главным энергетиком предприятия, но не менее 2 раз в год. Один раз контроль осуществляют в период осенне-зимнего максимума нагрузки по показаниям амперметров на питающей подстанции, а при их отсутствии — с помощью токоизмерительных клещей.

Для кабелей на напряжение до 10 кВ допускаются перегрузки 15...30 % только на время ликвидации аварий, но не более чем на 5 суток. Перегрузки допускаются только в том случае, если в период, предшествующий аварии, максимальная нагрузка кабеля не превышает 80 % допустимой.

При прокладке кабелей в почве, агрессивной по отношению к их металлическим оболочкам (болота, солончаки, насыпной грунт со шлаком и строительным материалом), возникает почвенная коррозия свинцовых оболочек, что приводит к их разрушению. В этих случаях проверяют коррозионную активность грунта относительно свинцовой оболочки кабелей. Проверку осуществляют, сравнивая фактическое удельное электрическое сопротивление и данные анализа проб грунта и воды с соответствующими допускаемыми значениями, приведенными в Правилах защиты подземных металлических сооружений от коррозии.

Определение мест повреждений кабельных линий. Виды повреждений кабельных линий:

□ повреждение изоляции, вызывающее замыкание одной фазы на землю; повреждение изоляции, вызывающее замыкание двух или трех фаз на землю либо двух или трех фаз между собой;

□ обрыв одной, двух или трех фаз без заземления либо с заземлением как оборванных, так и необорванных жил;

□ заплывающий пробой изоляции;

□ повреждения линии одновременно в двух или более местах (каждое из которых может относиться к одной из вышеуказанных групп).

Аналогичные виды повреждений могут быть и в четырехжильных кабельных линиях напряжением до 1000 В.

Наиболее распространенным видом повреждения кабельных линий является повреждение изоляции между жилой и металлической оболочкой кабеля или муфты, т.е. однофазное повреждение.

Для определения места повреждения необходимо иметь малое переходное сопротивление в месте повреждения кабельной линии. Снижение переходного сопротивления до необходимого уровня осуществляется прожиганием изоляции в месте повреждения кенотронно-газотронной установкой.

При прожигании мест повреждений кабельных линий, проложенных в туннелях, коллекторах, подвалах и других помещениях, необходимо выставлять наблюдателей для обнаружения мест повреждений и предотвращения возможности возгорания кабелей.

Перед производством измерений кабельную линию необходимо отсоединить разъединителями от питающего источника, а также от линии должны быть отсоединены все электроприемники.

После проведения всех необходимых измерений составляется схема вида повреждения кабельной линии, которая заносится в протокол измерения.

Примечание. Испытание изоляции кабелей изложено согласно ТКП 181-2009. Автор данного пособия не разделяет такой подход к оценке изоляции, так как он является губительным и сокращает срок службы оборудования.

Вопросы и задания для самоконтроля

1. Как определяется радиус изгиба кабеля?
2. Назовите способы прогрева кабелей.
3. Как составляется маркировка муфт? Назовите типы муфт.
4. Укажите порядок монтажа термоусаживаемых муфт.
5. С какой периодичностью осуществляется осмотр кабельных линий?

ТЕХНИЧЕСКОЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЕ КАБЕЛЕЙ



13.1. Планово-профилактические испытания

Для обеспечения надежной работы силовых кабельных линий в настоящее время применяется система планово-профилактических испытаний, при которой кабели периодически подвергаются испытаниям постоянным напряжением достаточно высокого уровня (в 4–6 раз превышающим номинальное напряжение КЛ) с измерением токов утечки.

Планово-профилактические испытания повышенным постоянным напряжением не гарантируют безаварийную последующую работу КЛ, а во многих случаях приводят к сокращению срока их службы. Такие испытания опасны для КЛ с длительными сроками эксплуатации или с сильно состаренной изоляцией. Кроме того, испытания повышенным постоянным напряжением силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ-кабели), которые находят все более широкое применение, не только практически бесполезны, так как сшитый полиэтилен обладает высокой электрической прочностью и малыми токами утечки, но и оказывают негативное воздействие на полиэтиленовую изоляцию.

Для силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена гораздо более эффективным и экономичным является щадящий метод испытаний напряжением сверхнизкой частоты 0,1 Гц, которое не превышает более чем в 3 раза номинальное напряжение КЛ.

Испытания при очень низких частотах со сменой полярности позволяют выявлять дефекты в изоляции без формирования объемных зарядов в структуре полиэтиленовой изоляции.

При испытаниях силовых кабелей с бумажной пропитанной изоляцией применение указанного метода позволяет в значительной степени уменьшить испытательное напряжение по сравнению с испытаниями постоянным напряжением.

Лидер в разработке метода испытаний напряжением сверхнизкой частоты — фирма Seba KMT (Германия). Эта фирма выпускает серию испытательных установок (VLF 20 kV, VLF 28 kV, VLF 40 kV, VLF 54 kV, VLF 60 kV и др.), предназначенных для проведения испытаний напряжением сверхнизкой частоты 0,1 Гц силовых КЛ номинальным напряжением от 6 до 35 кВ включительно.

Для повышения надежности электроснабжения за счет уменьшения количества аварийных ситуаций и исключения затрат на проведение ремонтов КЛ гораздо более предпочтительным является применение неразрушающих методов диагностики силовых КЛ. Использование этих методов позволяет не только получать информацию о текущем состоянии изоляции силовых КЛ, не травмируя ее, но и рационально и обоснованно планировать сроки проведения ремонтов КЛ или замены кабелей с выработанным ресурсом изоляции. Наибольшие успехи в этом направлении достигнуты в Германии, США, Японии и в ряде других стран.

К настоящему времени на основе применения современных технологий созданы достаточно компактные системы и приборы для неразрушающей диагностики силовых КЛ, которые могут использоваться как отдельные переносные системы либо быть встроены в передвижные кабельные лаборатории.

Можно выделить следующие неразрушающие методы диагностики силовых КЛ напряжением до 35 кВ, которые широко используются за рубежом:

□ метод измерения и локации частичных разрядов в силовых КЛ (с использованием диагностической системы OWTS);

□ метод измерения и анализа возвратного напряжения в изоляции силовых кабелей (с использованием диагностических систем CD 31 и CDS);

□ метод измерения тока релаксации в изоляции СПЭ-кабелей (с использованием диагностических систем KDA-1 и CDS);

□ метод измерения диэлектрических характеристик изоляции кабелей (с использованием диагностических систем OWTS, IDA 200 и др.);

□ метод импульсной рефлектометрии для предварительной локализации низкоомных повреждений в силовых КЛ (с использованием рефлектометров Teleflex, Interflex, РЕЙС-105М1 и др.);

□ импульсно-дуговой метод для предварительной локализации высокоомных повреждений в КЛ (с использованием рефлектометров и устройств стабилизации дуги);

□ метод контроля целостности оболочки силовых кабелей и определения мест неисправности в оболочках (с использованием приборов MFM 5-1, MVG 5 и др.).

Применительно к силовым кабелям с бумажной пропитанной изоляцией, которые в странах СНГ остаются основным типом кабелей в кабельных сетях напряжением до 35 кВ включительно, наиболее эффективными методами, используемыми для неразрушающей диагностики, являются метод измерения и локации частичных разрядов в КЛ и метод измерения и анализа возвратного напряжения в изоляции кабелей.

13.2. Метод измерения и локации частичных разрядов в кабельных линиях



В силовых кабельных линиях напряжением до 35 кВ включительно основными причинами снижения электрической прочности изоляции в процессе длительной эксплуатации (т.е. старения изоляции) являются воздействия частичных разрядов (ЧР) и повышенных температур.

Одной из наиболее современных и эффективных диагностических систем для оценки состояния изоляции кабелей всех типов напряжением до 35 кВ методом контроля характеристик ЧР является система OWTS, разработанная фирмой Seba KMT. Эта система, в которой реализован метод измерения ЧР осциллирующим затухающим напряжением, позволяет:

- определять величину и место расположения ЧР;
- количество ЧР в локальных местах КЛ;
- напряжение возникновения и гашения ЧР;
- тангенс угла диэлектрических потерь в изоляции, емкости и ряде других величин.

По совокупности указанных параметров может быть сделано обоснованное заключение о техническом состоянии и проблемных местах диагностируемой линии.

В системы OWTS последних разработок (OWTS M 28 и OWTS M 60) входят высоковольтный блок, блок обработки сигнала и ноутбук с адаптером для беспроводной связи с высоковольтным блоком.

Высоковольтный блок состоит из источника постоянного напряжения и резонансной катушки с интегрированным высоковольтным переключателем для создания переменного испытательного напряжения. Туда же встроен высоковольтный делитель и контроллер для цифровой обработки данных и сигналов ЧР.

Управление системой, сохранение, анализ и оценку результатов измерения характеристик ЧР осуществляют с помощью ноутбука с использованием специального программного обеспечения.

Технические характеристики систем OWTS разных модификаций представлены в табл. 13.1.

Таблица 13.1

Технические характеристики систем OWTS

Параметр	OWTS 25	OWTS M 28	OWTS M 60
Максимальное выходное напряжение, кВ	25	20	42
Диапазон частот осцилляции	50 Гц...1,0 кГц	50 Гц...800 Гц	
Допустимая емкость кабеля, мкФ	0,01...2	0,025...2	
Постоянный ток заряда, мА	12	10	7
Диапазон измерения ЧР	1 пКл...100 нКл		
Полоса частот при локации ЧР	150 кГц...10 МГц	150 кГц...45 МГц	
Коэффициент потерь	0,001 ... 0,1		
Напряжение питания	230 В/50 Гц, 115 В/60 Гц		
Рабочая температура, °С	+5...+40	-10...+40	
Масса, кг	65 + 32	55 + 2	80 + 32

Диагностика с помощью системы OWTS выполняется на кабельной линии, отсоединенной с двух сторон.

Перед началом диагностики производится калибровка системы с целью уточнения длины линии и определения ожидаемой амплитуды ЧР.

После калибровки каждая фаза линии последовательно заряжается в течение нескольких секунд постоянным напряжением до выбранного значения, не превышающего амплитуду номинального линейного напряжения линии. После зарядки фаза линии подключается через резонансную катушку к заземленному экрану кабеля.

В процессе разрядки кабеля возникают затухающие синусоидальные колебания, частота которых зависит от емкости диагностируемого объекта. Бегущая волна инициирует ЧР в изоляции КЛ, которые фиксируются и сохраняются в памяти компьютера системы OWTS для последующей обработки с целью определения амплитуды и местоположения ЧР по длине линии. Так как амплитуда испытательного напряжения является затухающей, можно точно определить напряжение, при котором возникают и погасают ЧР. Колебательное напряжение прикладывается к объекту в течение нескольких сот миллисекунд и поэтому не нагружает кабель и не повреждает его. Локализация ЧР в кабельной линии осуществляется с использованием метода рефлектометрии по результатам регистрации двух импульсов от одного и того же ЧР — первичного импульса и импульса, отраженного от конца линии.

Обработанные и учтенные импульсы ЧР представляются на карте распределения ЧР различной величины по длине КЛ (рис. 13.1) как для всех трех фаз линии, так и для каждой фазы в отдельности.

Карта дефектных мест может быть преобразована в гистограмму распределения количества ЧР по длине кабельной линии (рис. 13.2) как для всех трех фаз линии, так и для каждой фазы в отдельности.

В ряде стран Европы (Германия, Италия, Швейцария, Англия и др.) в фирмах, успешно эксплуатирующих систему OWTS в течение достаточно длительного времени, уже разработаны критерии оценки результатов диагностики по характеристикам ЧР. Так,

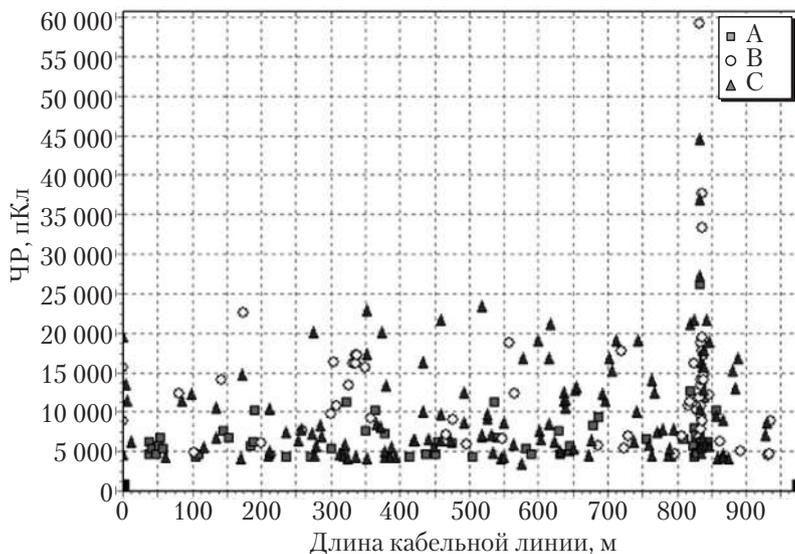


Рис. 13.1. Карта распределения ЧР различной величины по длине кабельной линии для трех фаз

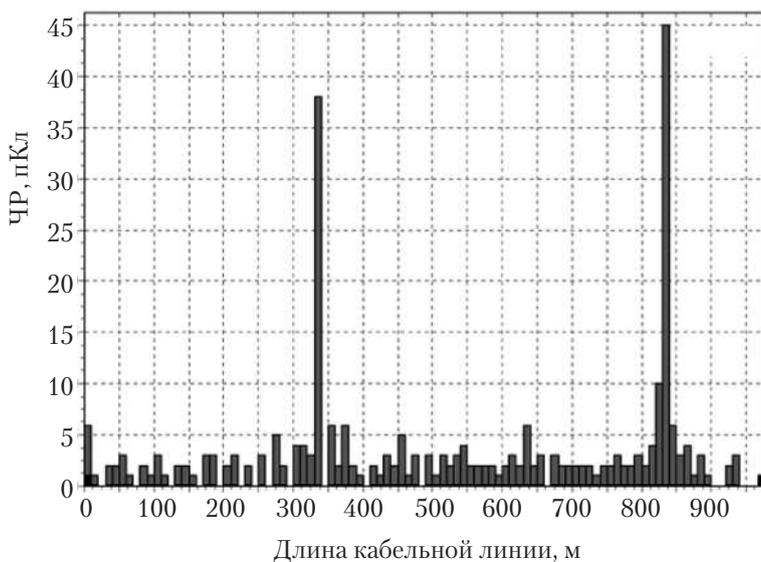


Рис. 13.2. Гистограммы распределения количества ЧР по длине кабельной линии для трех фаз

например, в Германии при диагностировании кабельных линий с использованием системы OWTS предельным значением принят уровень ЧР, равный 1000 пКл, в Италии — 1200 пКл. В случае превышения указанных значений линия подлежит ремонту.

На основании большого количества практических результатов диагностики кабельных линий с использованием системы OWTS были разработаны нормативные показатели для оценки технического состояния эксплуатируемых силовых кабельных линий напряжением 6...35 кВ с изоляцией разного типа (с бумажной пропитанной изоляцией, с изоляцией из сшитого полиэтилена, с поливинилхлоридной изоляцией). Техническое состояние линии оценивается по наихудшему из трех диагностируемых параметров:

- максимальная величина ЧР в локальном месте;
- напряжение возникновения ЧР (амплитудное значение);
- среднее количество ЧР в локальном месте за один цикл измерений.

Кабельная линия напряжением 6 кВ с бумажной пропитанной изоляцией при максимальной величине ЧР в локальном месте до 1200 пКл подлежит повторному диагностированию через 5 лет; от 1200 до 7500 пКл — повторному диагностированию в течение года; от 7500 до 15 000 пКл — ремонту в течение года с последующей диагностикой; свыше 15 000 пКл — эксплуатации не подлежит. Разработаны и нормативы по напряжению возникновения ЧР и по среднему количеству ЧР в локальном месте.

Примечание. Прибор OWTS М 28 успешно применяется на отдельных предприятиях Республики Беларусь.

13.3. Метод измерения и анализа возвратного напряжения в изоляции кабелей



Метод измерения и анализа возвратного напряжения в изоляции кабелей основан на измерении и анализе зависимостей его от времени прохождения тока зарядки в процессе зарядки емкости диагностируемого кабеля постоянным напряжением 1 и 2 кВ. Эти

зависимости характеризуют состояние, степень старения и содержание влаги в изоляции силовых кабельных линий.

Степень старения изоляции оценивается по максимальному возвратному напряжению, скорости нарастания возвратного напряжения и коэффициенту нелинейности (соотношение измеренных величин при разных значениях зарядного напряжения). Степень увлажнения изоляции кабелей оценивается по силе тока зарядки (установившееся значение), характеризующей интенсивность процессов проводимости в изоляции.

Одним из лидеров в разработке указанного метода и установок для проведения диагностики методом анализа возвратного напряжения в условиях эксплуатации является фирма Seba KMT. Ею была создана диагностическая система CD 31, предназначенная для диагностики силовых кабельных линий напряжением до 35 кВ как с полиэтиленовой, так и с бумажной пропитанной изоляцией.

Система состоит из высоковольтного блока (включающего генератор высокого постоянного напряжения, высоковольтный выключатель и разрядное устройство), блока управления и высоковольтных соединительных кабелей. Она подключается к портативному компьютеру через интерфейс для управления процессом диагностики, записи, обработки и архивирования результатов измерения.

Технические характеристики диагностической системы CD 31 приведены в табл. 13.2.

Таблица 13.2

Технические характеристики диагностической системы CD 31

Характеристика	Числовое значение
Испытательное постоянное напряжение, кВ	0...35
Выходной ток, мА	1,5
Максимальная допустимая емкость кабеля, мкФ	10
Напряжение питания, Гц	230 В/50 Гц; 115 В/60 Гц
Потребляемая мощность, В · А	Около 200
Рабочая температура, °С	0...55
Масса, кг	30

Достоинства системы CD 31:

- возможность проведения диагностики одновременно на трех фазах кабельной линии (трехканальная измерительная аппаратура);
- незначительное (по сравнению с другими диэлектрическими методами) влияние посторонних помех на результаты измерений;
- упрощенная процедура подключения кабеля к диагностической системе.

Недостаток метода диагностики с использованием системы CD — возможность оценки только общего состояния изоляции всей линии, а не отдельных ее участков.

Результатом диагностирования кабельной линии с использованием системы CD 31 является протокол измерений и анализа возвратного напряжения для каждой фазы диагностируемой линии, который автоматически составляется системой, записывается в память портативного компьютера и может быть распечатан на принтере.

Результаты диагностики с использованием системы CD 31 (рис. 13.3, 13.4) показали следующее: для кабелей с бумажной

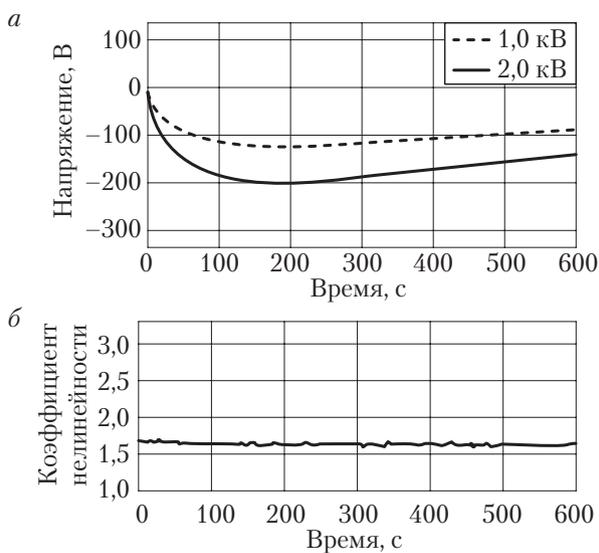


Рис. 13.3. Кривые возвратного напряжения (а) и коэффициента нелинейности (б) для нового кабеля на напряжение 10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией

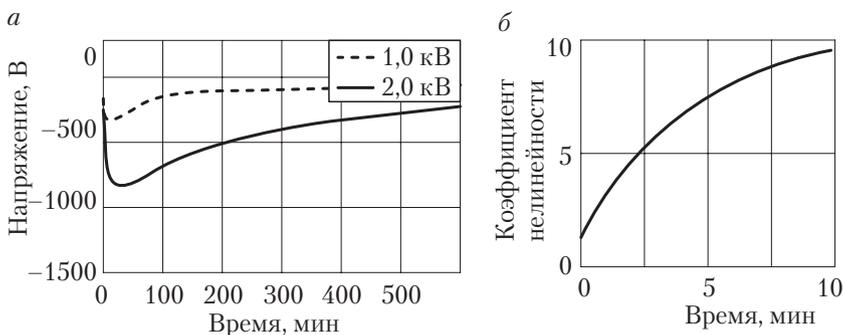


Рис. 13.4. Кривые возвратного напряжения (а) и коэффициента нелинейности (б) для состаренного кабеля на напряжение 10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией

пропитанной изоляцией наиболее информативной характеристикой, чувствительной к старению изоляции (гораздо более чувствительной, чем максимальное возвратное напряжение или другие характеристики изоляции), является скорость нарастания возвратного напряжения.

Изоляция новых (несостаренных) кабелей имеет малую интенсивность процессов поляризации и соответственно малую скорость нарастания возвратного напряжения. Для новых кабелей скорости нарастания возвратного напряжения при зарядных напряжениях 1 и 2 кВ (GR1 и GR2) не превышают 5 и 10 В/с соответственно (см. рис. 13.3).

Для кабелей с длительным сроком эксплуатации (более 30–40 лет) скорость нарастания возвратного напряжения в сильно состаренной изоляции может вырасти в 10–15 раз и более по сравнению со скоростью нарастания возвратного напряжения, характерной для несостаренной бумажной пропитанной изоляции (см. рис. 13.4).

По увеличению коэффициентов нелинейности можно судить о состоянии изоляции диагностируемых кабелей. Для сильно состаренной бумажной пропитанной изоляции характерно значительное изменение коэффициента нелинейности в зависимости от времени измерения возвратного напряжения (см. рис. 13.4).

В последние годы фирмой Seba KMT была создана универсальная комбинированная система CDS для интегральной диагностики кабелей. Диагностика кабелей с бумажной пропитанной изоляцией проводится методом измерения и анализа возвратного напряжения, а диагностика кабелей с полиэтиленовой изоляцией — методом анализа изотермического тока релаксации.

Комбинированная система благодаря небольшому зарядному напряжению не оказывает влияние на изоляцию кабеля и муфт.

Основные технические характеристики установки CDS: максимальное напряжение — 5 кВ постоянного тока; диапазон измерения тока составляет $-130...+130$ нА, потребляемая мощность — 50 Вт, масса — 26 кг.

Внедрение неразрушающих методов диагностики силовых КЛ с использованием современного оборудования будет способствовать повышению надежности электроснабжения потребителей, а также позволит эффективнее планировать ремонт и замену силовых линий по их фактическому техническому состоянию.

При переходе на систему технического обслуживания, контроля технического состояния и ремонта силовых КЛ по их техническому состоянию может быть получен существенный экономический эффект путем:

- снижения количества аварий на линиях и соответственно затрат на их устранение;
- исключения затрат на проведение необоснованных ремонтов линий;
- повышения качества монтажных работ за счет проведения диагностики на линиях после их ремонта или при вводе линии в эксплуатацию;
- выявления и устранения дефектов в линиях на ранней стадии их развития;
- продления срока эксплуатации линий с невыработанным ресурсом изоляции;
- рационального планирования действительно необходимых ремонтов линии в обоснованные сроки.

13.4. Методы определения мест повреждений кабельных линий



В кабельных линиях сначала определяют зону повреждения, а затем уточняют место повреждения непосредственно на трассе.

Для определения зоны повреждения линии применяют следующие методы: импульсный, колебательного разряда, петли, емкости, а для определения места повреждения непосредственно на трассе — индукционный, акустический и метод накладной рамки.

Импульсный метод применяется для определения расстояния до места повреждения в кабельных и воздушных линиях (при однофазных и межфазных замыканиях, а также при обрывах жил). Работы производят с помощью приборов ИКЛ-5, Р5-1А, Р5-5, которые посылают в кабель кратковременный импульс переменного тока. Дойдя до места повреждения, импульс отражается и возвращается. Характер повреждения кабеля (короткое замыкание или обрыв) определяют по изображению, появляющемуся на экране электронно-лучевой трубки. Расстояние до места повреждения можно определить, зная время прохождения импульса и скорость его распространения.

При измерениях приборами РЕЙС-105М1, ИКЛ-5 и Р5-1А погрешность обычно не превышает 1,5 %, а прибором Р5-5 — 0,5 %, что вполне допустимо. Достоинствами импульсного метода являются быстрота, наглядность, простота измерений, возможность определения повреждений любого вида в разных местах кабеля при условии, что переходное сопротивление не превышает 200 Ом. При этом, как правило, достаточно выполнить измерения только на одном конце линии, не производя никаких присоединений на противоположном ее конце, а путем непосредственного измерения расстояния от конца линии до места повреждения кабеля по экрану или шкале калиброванной задержки независимо от длины и типа кабельной линии.

Метод колебательного разряда заключается в измерении периода (полупериода) свободных колебаний, возникающих в заряженной кабельной линии при пробое изоляции в месте повреждения от выпрямительной установки. При пробое изоляции в кабеле происходит разряд колебательного характера. Период колебаний T

этого разряда соответствует времени четырехкратного пробега волны до места повреждения, поэтому

$$T = 2t = 4l_x/v,$$

где l_x — расстояние до места пробоя, м; v — скорость распространения волны колебания, равная 160...103 км/с.

Прибором ЭМКС-58М измеряют время полупериода колебания. Тогда $l_x = t/(2v)$. Расстояние до места повреждения фиксируется по шкале прибора, градуированной в километрах.

Метод петли применяют для определения зоны повреждения в случае одно- и двухфазных замыканий при наличии одной неповрежденной жилы или параллельного кабеля с неповрежденными жилами. Данный метод основан на принципе измерительного моста постоянного тока, позволяющего определять соотношение сопротивлений поврежденной жилы кабеля от места измерения до точки замыкания и обратной петли. Для этого поврежденную и неповрежденную жилы кабеля соединяют на одном конце линии перемычкой в форме петли (рис. 13.5).

В результате образуется четырехплечевой мост: регулируемые сопротивления r_1 , r_2 и сопротивления жил кабеля (поврежденной и неповрежденной). После уравнивания моста с помощью сопротивлений r_1 и r_2 расстояние от места измерения до места повреждения линии определяется по формуле

$$l_x = 2lr_1/(r_1 + r_2) \text{ [м]}.$$

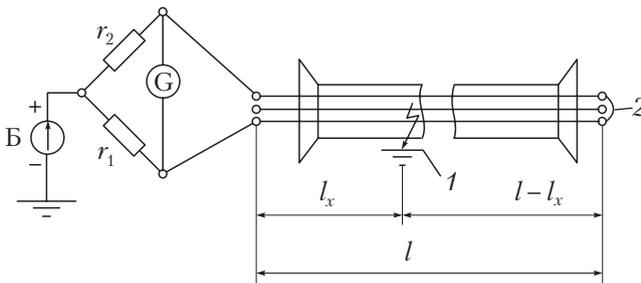


Рис. 13.5. Схема определения места повреждения кабеля методом петли: 1 — фазы испытуемой кабельной линии; 2 — перемычка (закоротка); Б — источник питания; r_1 , r_2 — регулируемые плечи моста; l — длина кабельной линии; l_x — расстояние от конца линии до места повреждения

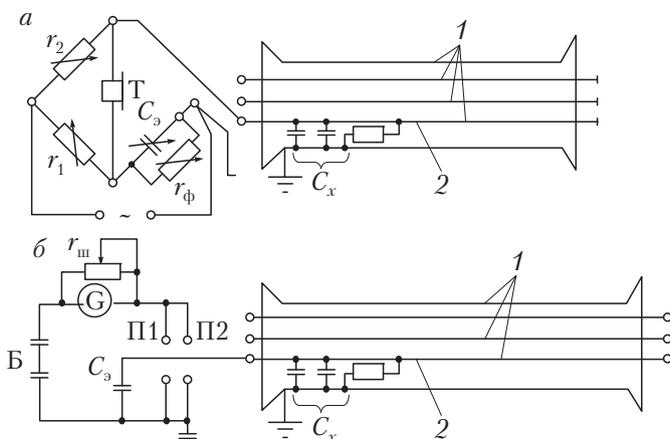


Рис. 13.6. Схемы определения зоны повреждения методом емкости: а — с помощью моста переменного тока; б — с помощью баллистического гальванометра; 1 — жилы испытываемого кабеля; 2 — место обрыва жилы; П1, П2 — переключатели; C_x — емкость в оборванной фазе; $C_з$, $r_ф$ — регулируемые емкость и сопротивление; r_1 , r_2 — регулируемые сопротивления по мостовой схеме; Т — телефон; G — гальванометр; Б — источник питания; $r_ш$ — сопротивление шунта

Метод емкости применяют для определения зоны повреждения при обрывах одной или нескольких жил кабельной линии, если хотя бы с одной стороны от повреждения изоляция не пробита. Он основан на зависимости емкости кабеля от его длины. Емкость оборванной жилы измеряют с помощью моста переменного тока (рис. 13.6, а) или баллистического гальванометра на постоянном токе (рис. 13.6, б).

Например, при обрыве жилы кабеля без заземления измеряется емкость оборванной жилы с обоих концов. Считая, что длина кабеля пропорциональна измеренным емкостям C_1 и C_2 , получают

$$\frac{C_1}{l_x} = \frac{C_2}{l - l_x},$$

откуда

$$l_x = \frac{lC_1}{C_1 + C_2}.$$

Для уточнения на трассе места повреждения кабеля пользуются *индукционным* (при повреждениях между жилами) и *акустиче-*

ским (при заплывающих пробоях) *методами*. При индукционном методе применяют генератор звуковой частоты. По поврежденным жилам кабеля пропускают ток звуковой частоты. Образующиеся вокруг кабеля электромагнитные колебания улавливаются приемной рамкой и прослушиваются телефоном на всей неповрежденной трассе кабеля (за местом повреждения звук в телефоне пропадает).

13.5. Профилактические испытания кабельных линий



Для предупреждения внезапного выхода из строя кабеля, муфт, заделок проводят **профилактические испытания** кабельных линий, цель которых — доведение ослабленных мест до пробоя и предупреждение тем самым аварийного выхода кабеля из строя.

Рассмотрим испытания вновь проложенных и бывших в эксплуатации кабельных линий повышенным напряжением.

Плановые испытания проводят обычно постоянным током (при переменном токе значительно увеличивается мощность испытательной установки). При этом выпрямленное напряжение изменяют ступенями от нуля до значения, установленного нормами (указания приведены в ПТЭ и СНиП 3.05.06–85). Если к концу испытания нарастание токов утечки не прекращается, это служит признаком дефектов в кабеле, и испытание продолжают до пробоя кабельной линии.

Внеочередные испытания проводят после ремонтных работ на линиях, земляных работ вблизи кабельных трасс, размывов почвы и т. п.

Кабели на напряжение до 1 кВ не испытывают повышенным напряжением. После выполнения мелких ремонтов, не связанных с перемонтажом этих кабелей, сопротивление их изоляции измеряют мегомметром на 2,5 кВ в течение 1 мин. Оно должно быть не ниже 0,5 МОм.

Испытания повышенным напряжением кабелей на напряжение более 1 кВ (кроме резиновых кабелей на 3...10 кВ) проводят в сроки, устанавливаемые системой планово-предупредительных ремонтов, но не реже 1 раза в 3 года. После капитального ремонта

кабельные линии с рабочим напряжением до 10 кВ испытывают напряжением $6U_{\text{ном}}$, а при профилактических испытаниях — напряжением $(5...6)U_{\text{ном}}$. Эти испытательные напряжения достаточны для выявления слабых мест в кабеле и муфтах. Продолжительность испытания каждой фазы составляет 5 мин.

Кабели на напряжение 3...10 кВ с резиновой изоляцией испытывают напряжением $2U_{\text{ном}}$ в течение 5 мин не реже 1 раза в 5 лет. До и после испытания кабелей на напряжение более 1 кВ повышенным выпрямленным напряжением измеряют сопротивление их изоляции мегомметром на 2,5 кВ.

Состояние кабеля определяют по току утечки. Если кабель находится в удовлетворительном состоянии, то при подъеме напряжения за счет зарядки его емкости ток утечки резко возрастает, а затем быстро снижается до 10...20 % от максимального.

Результаты испытания кабеля считаются удовлетворительными, если во время испытания не происходит пробоев изоляции кабеля, не наблюдаются скользящие разряды, толчки тока утечки или нарастание его установившегося значения, а сопротивление изоляции после испытания остается прежним.

Вопросы и задания для самоконтроля

1. Какие существуют методы диагностирования кабелей на напряжение до 35 кВ за рубежом?
2. Дайте краткую характеристику диагностической системы OWTS.
3. Охарактеризуйте диагностическую систему CD-31.
4. Какую погрешность имеют приборы ИКЛ-5, P5-1А, P5-5, РЕЙС-105М1?

МОНТАЖ ВНУТРЕННИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ЭЛЕКТРОПРОВОДКИ В ТРУБАХ



14.1. Области применения и выбор труб

Открытые и скрытые электропроводки в трубах требуют затраты дефицитных материалов и трудоемки в монтаже. Поэтому их применяют в основном при необходимости защиты проводов от механических повреждений или защиты изоляции и жил проводов от разрушения при воздействии агрессивных сред (например, сырости, взрывоопасных смесей, химически активных газов).

Для электропроводок применяют:

- стальные обыкновенные водогазопроводные трубы;
- стальные легкие (тонкостенные) водогазопроводные трубы;
- полиэтиленовые и полипропиленовые трубы;
- винипластовые трубы;
- металлические глухие стальные короба;
- металлические гибкие рукава.

В табл. 14.1 приведены условия применения труб.

Экономия материально-технических ресурсов, и в первую очередь металлопроката, является важнейшей задачей проектных и строительно-монтажных организаций. Одно из основных направлений в решении этой задачи — применение полимерных труб (винипластовых, полиэтиленовых и др.) вместо стальных для прокладки электропроводок.

Стальные трубы допускается использовать для электропроводок только в специально обоснованных проектом случаях в соответствии с требованиями нормативных документов.

Таблица 14.1

Условия применения труб

Трубы	Область применения и способ соединения	Применение запрещается
Обыкновенные водогазопроводные	В помещениях со взрывоопасной средой; соединение труб на резьбе с уплотнением мест соединения труб и мест вводов в коробки	—
Легкие водогазопроводные	Во всех электроустановках и помещениях с химически неактивной средой в обособленных проектом случаях: при открытой прокладке в пожаро- и взрывоопасных зонах и при скрытой прокладке с уплотнением мест ввода труб в коробки и без резьбовых соединений или с выполнением накатной резьбы для соединений; при открытой прокладке — во всех других случаях — без уплотнения, без резьбовых соединений и вводов	Во всех помещениях электроустановок (кроме обособленных случаев)
Полиэтиленовые и полипропиленовые	Во всех помещениях, в том числе с химически активной средой, скрыто непосредственно по нестареваемым основаниям; в подливках полов и фундаментах оборудования только средние и тяжелые трубы, которые могут прокладываться без защиты от механических повреждений	В помещениях со взрыво- и пожароопасной средой, в зданиях ниже второй степени огнестойкости, в чердачных помещениях
Виниластовые	Во всех помещениях, в том числе с химически активной средой: при открытой прокладке непосредственно по нестареваемым и труднонестареваемым стенам, перекрытиям и конструкциям; при скрытой прокладке непосредственно по нестареваемым стенам, перекрытиям и конструкциям; при скрытой прокладке по стореваемым стенам, перекрытиям и конструкциям — по слою листового асбеста толщиной не менее 3 мм или по намету штукатурки толщиной не менее 5 мм	В помещениях со взрыво- и пожароопасной средой и для открытой прокладки в чердачных помещениях

Применение полимерных труб для электропроводок повышает надежность работы в условиях агрессивных сред, уменьшает вероятность замыкания электрических сетей на землю, снижает трудовые затраты по сравнению с монтажом электропроводок в стальных трубах за счет исключения операций окраски, нарезания резьбы. Обеспечивается также упрощение и облегчение заготовок элементов труб МЭЗ и непосредственно в монтажной зоне.

Разрешается применение открытых и скрытых электропроводок в винилпластовых трубах и скрытых электропроводок в полиэтиленовых трубах в пожароопасных зонах в пределах каждого этажа, кроме складских помещений, а также транзитных горизонтальных и вертикальных прокладок. Необходимо иметь в виду, что в сырых, особо сырых помещениях и в наружных установках толщина стенок стальных труб должна быть не менее 2 мм.

Диаметр труб (табл. 14.2) выбирают в зависимости от количества и диаметра прокладываемых в них проводов, а также от количества изгибов трубы на трассе между протяжными или ответвительными коробками. Для определения диаметра труб устанавливают группу сложности (I, II или III) прокладки в них проводов в зависимости от длины участка трубной трассы, числа и углов изгибов участка.

Таблица 14.2

Выбор диаметра труб для прокладки проводов

Характеристика участков прокладки	Группа сложности		
	I	II	III
Прямые участки, м	100	75	50
Участки с одним углом 90° или двумя большими, м	75	50	30
Участки с тремя углами 90° или четырьмя большими, м	40	—	—
Участки с четырьмя углами 90° или пятью большими, м	30	20	10

Определяют внутренний диаметр D трубы в зависимости от количества n проводов, их наружных диаметров и группы сложности прокладки (табл. 14.3).

Таблица 14.3

Внутренний диаметр трубы

Количество про- водов в трубах	Группы сложности прокладки		
	I	II	III
1	$D \geq 1,65d$	$D > 1,4d$	$D > 1,25d$
2	$D = 1,35(d_1 + d_2)$	$D \gg 1,25(d_1 + d_2)$	$D \gg 1,2(d_1 + d_2)$
3 и более	$0,32D^2 \gg n_1d_1 + n_2d_2 + n_3d_3 + \dots$	$0,4D^2 \gg n_1d_1 + n_2d_2 + n_3d_3 + \dots$	$0,45D^2 \gg n_1d_1 + n_2d_2 + n_3d_3 + \dots$

14.2. Общие правила монтажа труб для электропроводок



При монтаже труб из пластика и стальных труб как при открытой, так и при скрытой прокладке, как правило, осуществляют предварительную заготовку труб в МЭЗ. На месте монтажа выполняют лишь сборку элементов трубной трассы.

Заготовку труб осуществляют по проектным чертежам или эскизам, выполненным монтажниками на основе проектных чертежей, планов и разрезов электропроводок или по замерам трубной трассы в натуре на месте монтажа.

В трубозаготовительной ведомости для каждой трубы указывают: номер (маркировку), диаметр, расчетную длину, точки начала и конца трубы по трассе, а также длину прямых участков трубы между концами или точками пересечения осевых линий труб в местах изгиба и величины углов изгиба в градусах. При заготовке труб учитывают нормализованные углы поворота (90, 120 и 135°) и радиусы изгиба труб (400, 800 и 1000 мм). Радиус изгиба 400 мм применяют для труб, прокладываемых в перекрытиях, для вертикальных выходов труб и в стесненных местах, а 800 и 1000 мм — при укладке труб в монолитных фундаментах и прокладке в трубах кабелей с однопроволочными жилами.

Примеры условных обозначений для составления замерочных эскизов трубных трасс представлены на рис. 14.1.

Основные условные графические обозначения представлены на рис. 14.2–14.5.

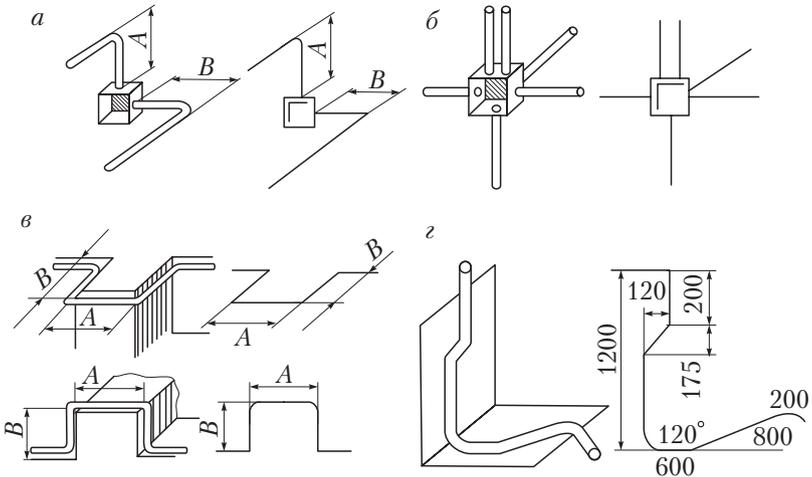


Рис. 14.1. Условные обозначения для составления замерочных эскизов трубных трасс:

a – выход труб от коробки с изгибом вперед; *б* – выход труб из всех стенок коробки; *в* – обход выступов в горизонтальной и вертикальной плоскостях; *з* – участок трубопровода с «уткой» и изгибами под разными углами; *A, B* – замеряемые участки трассы

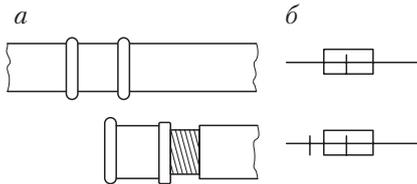


Рис. 14.2. Трубы, соединенные муфтой:
a – на стоне и полусгоне; *б* – условное обозначение

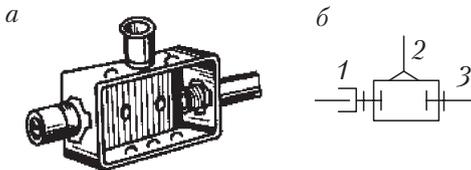


Рис. 14.3. Ответвительная коробка с присоединением труб к корпусу:
a – внешний вид; *б* – условное обозначение: 1 – патрубков с заземляющими цапающими гайками; 2 – муфта, приваренная к коробке; 3 – ввод трубы с полусгоном

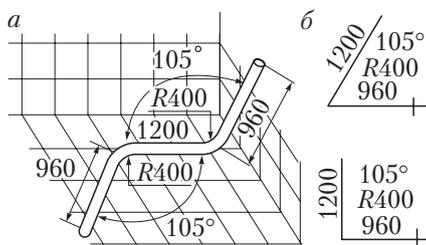


Рис. 14.4. Труба с радиусом 400 мм, изогнутая под углом 105°:
a — в горизонтальной и вертикальной плоскостях;
б — условное обозначение

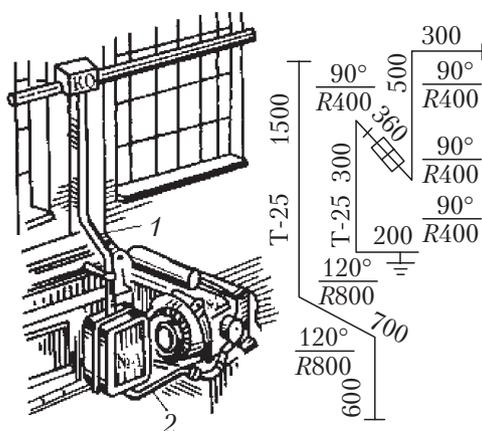


Рис. 14.5. Пример выполнения замерочного эскиза для трубной заготовки на ответвлении к электродвигателю:
 1 — участок от коробки ответвления до магнитного пускателя; 2 — участок от пускателя до электродвигателя

Участки труб, прокладываемых в натуре в горизонтальной плоскости, на эскизе показывают горизонтальными линиями, параллельными строкам текста бланка.

Изгибы в горизонтальной плоскости наносят под острыми углами к горизонтальным линиям. Внутри угла указывают значение угла изгиба в градусах и радиус изгиба в миллиметрах.

Длины участков, измеренные в натуре, записывают вдоль линий на эскизе.

Участки трубной электропроводки в вертикальной плоскости изображают на эскизе линиями, перпендикулярными к строкам текста бланка.

Изгибы труб в вертикальной плоскости наносят линиями, наклонными к строкам текста под тупым углом. Переходы из горизонтальной плоскости в вертикальную показывают на эскизе в виде прямого угла.

Диаметр труб выбирают в зависимости от площади сечения проводов и сложности трассы.

Сложные узлы трубных электропроводок с большим количеством труб, размещаемых в разных плоскостях на небольшой площади, рекомендуется заготавливать макетным способом. При этом на специальной площадке воспроизводят в натуральную величину макет монтируемой электроустановки, наносят оси строительных конструкций и размещения технологического оборудования, фиксируют места вывода труб к оборудованию и электроустановкам. После этого производят заготовку, укладку и маркировку элементов труб на макете. Затем трубы разбирают на удобные в транспортировке узлы и отдельные элементы, перевозят и вновь собирают уже на месте монтажа.

При монтаже и заготовке электропроводок используют заводские изделия — ответвительные и протяжные коробки, вводные патрубки, сальники, фитинги, втулки, царапающие гайки и др. (рис. 14.6).

Далее размечают трассу трубной электропроводки, устанавливают ответвительные и протяжные коробки, токоприемники и оборудование и уточняют места подсоединения к ним электропроводки. Если по общей трассе параллельно прокладывают несколько труб, то их обычно объединяют в однослойные пакеты или многослойные блоки, которые изготавливают по чертежам в МЭЗ и в готовом виде доставляют на место монтажа.

На горизонтальных участках трубы укладывают с уклоном, чтобы в них не скапливалась конденсирующаяся влага и не образовывались водяные мешки. В самых низких местах (например, при обходе колонн) рекомендуется устанавливать протяжные коробки. Перед засыпкой грунта, бетонированием перекрытий

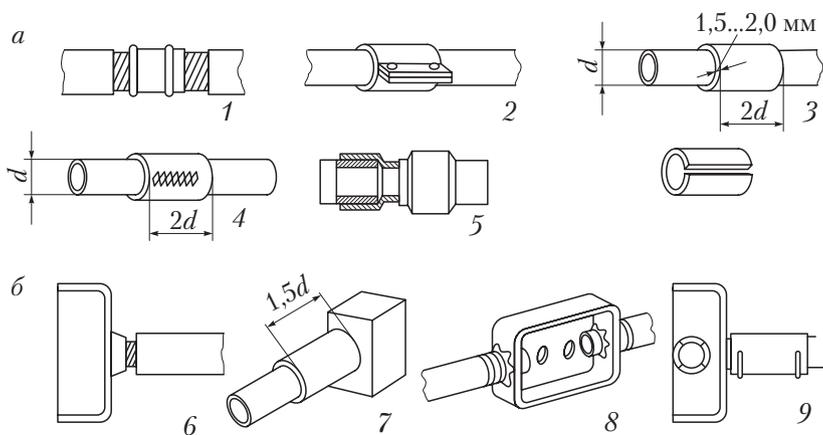


Рис. 14.6. Соединения стальных труб (а) и вводы в коробки (б):
 1 — муфтой на резьбе; 2, 9 — гильзой на винтах; 3 — отрезком трубы с приваркой по краям; 4, 7 — гильзой на сварке; 5 — муфтой с раструбом; 6 — на резьбе в патрубок коробки; 8 — установочными заземляющими гайками с обеих сторон

и фундаментов проверяют качество соединения труб, надежность их крепления и непрерывность цепей заземления и составляют акт освидетельствования скрытых работ.

В местах пересечения скрыто проложенными трубами осадочных и температурных швов, а также при переходе из фундаментов во избежание разрушения на трубы надевают гильзы, футляры, а при открытой прокладке устанавливают компенсаторы (рис. 14.7).

При выводе скрыто проложенных полимерных труб из фундаментов и подливок в помещение применяют отрезки или колена

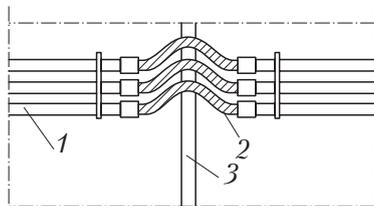


Рис. 14.7. Компенсатор из металлического рукава или гибкого ввода для открыто проложенных труб:
 1 — труба; 2 — неметаллическая труба; 3 — стальная короб

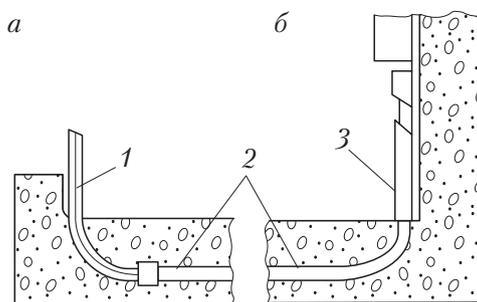


Рис. 14.8. Вывод неметаллических труб из пола:
a — окончание стальной трубой; *б* — защита коробом; 1 — стальная труба;
 2 — неметаллическая труба; 3 — стальной короб

из стальных тонкостенных труб либо короб для защиты их от механических повреждений (рис. 14.8).

Длина участков труб между протяжными коробками (ящичками) не должна превышать: на прямых участках — 75 м, при одном изгибе трубы — 50, при двух — 40, при трех — 20 м.

Радиус изгиба труб в зависимости от места их прокладки указан в табл. 14.4, где D_n — наружный диаметр. Для нормализованных углов 90, 105, 120, 135 и 150° рекомендуемый радиус изгиба 800 мм (400 мм — только при невозможности выполнения радиуса 800 мм).

Таблица 14.4

Радиус изгиба труб в зависимости от места их прокладки

Место прокладки и конструкция кабеля	Радиус изгиба труб
В бетонных массивах и во всех случаях при протягивании кабелей с голой свинцовой, алюминиевой или поливинилхлоридной оболочкой	$3D_n$
Скрыто, если вскрытие трубопровода не представляет особых трудностей, и открыто для труб с диаметром условного прохода 75 мм и более (кроме случаев протягивания кабелей с голыми оболочками)	$6D_n$
Открыто для труб с диаметром условного прохода до 70 мм включительно (кроме случаев протягивания кабелей с голыми оболочками)	$4D_n$

14.3. Технология монтажа стальных труб и электропроводок в трубах



Операции по прокладке трубопровода на трассе и затягиванию проводов в трубопроводы указаны в табл. 14.5, 14.6.

Таблица 14.5

Операции по выполнению трубопровода на трассе

Операция	Содержание работ
Разбивка трассы	Нанесение краской на строительных элементах (технологическом оборудовании) отметок мест крепления труб, опорных конструкций, протяжных ящиков, коробок
Подготовка к прокладке труб	Пробивка проемов, отверстий, борозд для скрытой прокладки и гнезд для установки опорных конструкций, не выполненных в процессе строительства; установка силовых пунктов, осветительных щитков и т. п.
Доставка трубных заготовок на трассу	Доставка труб, пакетов, блоков и узлов в монтажную зону, заготовок по трассе к месту их прокладки
Прокладка труб	Укладка и закрепление одиночных труб, пакетов, блоков и узлов
Соединение труб	Свинчивание концов труб с помощью муфт или выполнение безрезьбовых соединений (в том числе муфтами с опрессовкой пиротехническим прессом)
Ввод труб в оболочки	Ввод труб в коробки, протяжные ящики и аппараты
Заземление	Заземление протяжных стальных коробок с пластмассовыми трубами. Проверка непрерывности металлической цепи фаза — нуль, устранение выявленных дефектов
Проверка трубопроводов перед затягиванием проводов	Установление соответствия трубопроводов проекту, установка заглушек

Таблица 14.6

Затягивание проводов в трубопроводы

Операция	Содержание работ
Подготовка трубной канализации к затягиванию проводов	Удаление заглушек, продувка труб сжатым воздухом с добавлением талька, затягивание стальной проволоки
Подготовка проводов к затягиванию	Доставка заготовленных проводов и кабелей к местам затяжки, выравнивание проводов, протирка их тальком
Затягивание проводов	Установка механизмов и приспособлений, соединение проводов со стальной проволокой, затягивание проводов
Прочие работы	Закрепление проводов в вертикально проложенных трубах, уплотнение места выхода проводов из труб, маркировка проводов, соединение, окончание и присоединение к аппаратам, проверка надежности и правильности соединения проводов, замер сопротивления изоляции

В местах выхода проводов из стальных труб следует устанавливать изоляционные втулки. Стальные трубы для электропроводки, укладываемые в фундаменты под технологическое оборудование, до бетонирования фундаментов должны быть закреплены на опорных конструкциях или на арматуре. В местах пересечения трубами температурных и осадочных швов должны быть выполнены компенсирующие устройства в соответствии с указаниями в рабочих чертежах.

Расстояния между точками крепления открыто проложенных стальных труб с условным проходом 15...20; 25...32; 40...80; 100 мм не должны превышать соответственно 2,5; 3,0; 3,5...4,0 и 6,0 м. Крепление стальных труб электропроводки непосредственно к технологическим трубопроводам, а также их приварка непосредственно к различным конструкциям не допускается.

При изгибании труб необходимо применять нормализованные углы поворота 90, 120 и 135° и нормализованные радиусы изгиба 400, 800 и 1000 мм. При заготовке пакетов и блоков труб также следует придерживаться указанных нормализованных углов и радиусов изгиба.

При прокладке проводов в вертикально проложенных трубах (стояках) необходимо предусматривать их закрепление, причем точки закрепления должны отстоять друг от друга на расстояние, не превышающее: 30 м — для проводов сечением площадью до 50 мм²; 20 м — от 70 до 150 мм²; 15 м — от 185 до 240 мм². Закрепление проводов следует выполнять с помощью клиц или зажимов в протяжных либо ответвительных коробках или на концах труб.

При скрытой прокладке в полу трубы должны быть заглублены не менее чем на 20 мм и защищены слоем цементного раствора. В полу разрешается устанавливать ответвительные и протяжные коробки (например, для модульных проводок). Расстояния между протяжными коробками (ящиками) не должны превышать: на прямых участках — 75 м, при одном изгибе трубы — 50, при двух — 40, при трех — 20 м.

Трубы, прокладываемые в помещениях с химически активной средой, внутри и снаружи должны иметь антикоррозионное покрытие, устойчивое к воздействию среды. Наружную поверхность открыто прокладываемых труб во всех помещениях окрашивают в соответствии с архитектурными требованиями или отличительным цветом в соответствии с требованиями ГОСТа. Трубы, подвергшиеся значительной коррозии, очищают механическим (вращающиеся ершики, щетки, на вибрационных станках) или химическим способом. Трубы режут на мерные длины на станках или маятниковых дисковых пилах с абразивными армированными кругами.

Гибку труб диаметром 30...60 мм производят на универсальных шинотрубогибах типа УШТМ-2У2. Для гибки труб диаметром до 50 мм применяют также гидравлический трубогиб типа ТГ-2А, а для тонкостенных труб диаметром до 24 мм с толщиной стенки до 1,5 мм — ручной трубогиб типа ТРТ-24. Гибка труб выполняется обжимом на секторах нормализованных радиусов без предварительного подогрева и заполнения песком. Соединение стальных труб, прокладываемых открыто в сухих непыльных помещениях, кроме взрыво- и пожароопасных, а также в помещениях, где возможно попадание в трубы масла, воды или эмульсии, допускается производить раструбами, манжетами или гильзами без уплотнения мест соединения. Во всех других случаях открытой прокладки

труб в помещениях и снаружи, а также во всех случаях скрытой прокладки труб соединения выполняют с помощью муфт на резьбе с уплотнением лентой ФУМ или пеньковым волокном на сурике. На одном конце соединяемых труб выполняют длинную резьбу (сгон), длина которой должна быть равна длине стандартной муфты плюс высота контргайки. На втором конце соединяемых труб делают короткую резьбу. Длина резьбы для труб разного диаметра определяется по установленным нормам.

Тонкостенные стальные трубы соединяют между собой и присоединяют к ответвительным коробкам с помощью муфт с накатной резьбой, а также муфт с раструбом или манжетами (в сухих и влажных помещениях).

Соединения стальных тонкостенных электросварных труб с наружными диаметрами 20, 25 и 32 мм осуществляют с помощью порохового пресса ППСТ муфтой длиной 40 мм, изготавливают из трубы большего диаметра — соответственно 25, 32 и 40 мм.

Указанные соединения, выполненные ударной опрессовкой, удовлетворяют требованиям непрерывности электрической цепи нулевых защитных проводников. Перед опрессовкой концы соединяемых труб и внутренняя поверхность муфты должны быть очищены от грязи, коррозии и краски.

Для протяжки проводов и кабелей в местах их соединения и разветвления устанавливают протяжные и ответвительные коробки и ящики. Пыленепроницаемые и взрывобезопасные коробки (фитинги) изготавливают из чугуна только для резьбового подсоединения одиночных труб. Эти изделия выпускают в проходном, тройниковом и крестообразном исполнениях. Пылеводонепроницаемые коробки имеют уплотненные крышки на болтах, а взрывобезопасные — крышки на болтах или на резьбе.

Для подсоединения электропроводок в стальных трубах к электродвигателям и аппаратам, а также при обходе препятствий часто применяют гибкие металлорукава. Крепление открыто проложенных стальных труб выполняют скобами или хомутами, а пакетов труб — дополнительно накладками. Открыто проложенные трубы укрепляют как на горизонтальных, так и на вертикальных участках на расстояниях, установленных в ПУЭ.

Скрыто проложенные трубы из пола и фундаментов в цехах выводят на высоту 200 мм, при вводе в установленные на полу

шкафы и щиты — на 100, а в пульты управления — на 50 мм. Обрезка труб во всех случаях выполняется перпендикулярно к оси трубы. Во избежание засорения концы скрыто проложенных труб до затяжки проводок закрывают полиэтиленовыми заглушками. При прокладке стальных труб, используемых в качестве заземляющих и нулевых защитных проводников, обеспечивают непрерывность цепи заземления и надежный электрический контакт труб между собой, а также с металлическими коробками, корпусами аппаратов и машин. Для этой цели применяют установочные заземляющие гайки или приваривают к трубам в двух-трех точках соединительные муфты, манжеты, гильзы, корпуса коробок и т. п.

Перед затяжкой проводов в трубы удаляют заглушки на их выводных концах труб, удостоверяются в отсутствии загрязнений в трубах, при необходимости продувают их сжатым воздухом под давлением 0,5...0,7 кПа. В случаях сильного загрязнения труб через них предварительно протаскивают цепи или ерши. Во избежание повреждения изоляции проводов при протяжке на концы труб устанавливают втулки или оконцеватели. Для облегчения затяжки проводов трубопроводы продувают тальком, а на сложных трассах при протяжке натирают тальком также и провода.

Провода протягивают с помощью стальной проволоки, предварительно введенной в трубы. Перед затяжкой провода выравнивают и прикрепляют к протяжной проволоке. Оплетка протягиваемых проводов должна быть сухой. Провода с влажной оплеткой просушивают воздуходувкой при температуре 40...50 °С.

Затяжку проводов больших сечений осуществляют с помощью ручных или электрифицированных механизмов (лебедок) и приспособлений. Затяжку проводов производят в соответствии с кабельным журналом или чертежами, на которых приведены марки, сечения и количество проводов, прокладываемых в трубах.

Зануление (заземление) труб показано на рис. 14.9.

При выходе из труб оставляют концы проводов длиной, необходимой для их разводки и подсоединения к зажимам щитов, приборов, аппаратов и машин или соединения проводов между собой.

В вертикально проложенные трубы провода рекомендуется затягивать снизу вверх. Соединения и ответвления проводов, проложенных в трубах, выполняют в коробках и ящиках. Соединение проводов непосредственно в трубах запрещается.

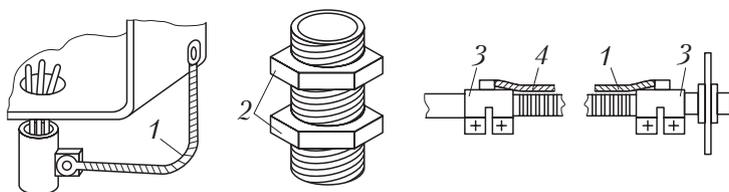


Рис. 14.9. Зануление (заземление) труб:

1 — гибкая перемычка; 2 — заземляющие гайки; 3 — муфта типа ТР;
4 — металлорукав

По окончании работ по затяжке проводов, их соединению и проверке их маркируют в соответствии с проектом и кабельным журналом. Зануление и заземление электропроводок выполняют гибкой медной перемычкой от трубы к корпусу или через трубу заземляющими гайками. Вставки из металлорукава соединяют заземляющей перемычкой из троса с помощью муфты.

Смонтированные электропроводки осматривают на соответствие проекту. Допущенные отступления от проекта, согласованные с заказчиком и не нарушающие требований ПУЭ, СНиП, ПТЭ, ПТБ (Правила техники безопасности), вносят в исполнительные рабочие чертежи. Проверке подлежат надежность креплений и соединений, наличие зануления, соединения проводов в коробках и с оборудованием.

У электропроводок в трубах испытывают сопротивление изоляции проводов между собой и между каждым проводом и землей/трубой (норма — не менее 0,5 МОм); непрерывность цепи зануления между корпусом электроприемника и нулевой шиной вводного щита. Испытания проводят мегомметром на напряжение 1 кВ.

Вопросы и задания для самоконтроля

1. Перечислите принципы соединения тонкостенных стальных труб.
2. Разрешается ли соединение проводов в трубах?
3. Какие трубы применяют для прокладки кабелей?
4. Какие имеются ограничения при использовании труб для прокладки кабелей?
5. Поясните условные обозначения трубных трасс.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ ТРАНСФОРМАТОРОВ

15.1. Экспертная система технического диагностирования трансформаторов на напряжение 110...330 кВ



Задачами экспертной системы диагностирования трансформаторов являются:

- создание банка дефектов и их признаков и выдача протоколов по результатам диагностирования;
- определение остаточного ресурса и аварийного состояния трансформатора по уровню вибрации;
- определение остаточного ресурса и аварийного состояния трансформатора по уровню частичных разрядов;
- определение остаточного ресурса и аварийного состояния трансформатора по результатам термографического обследования;
- определение остаточного ресурса и аварийного состояния вводов 110 кВ по комплексу параметров;
- определение остаточного ресурса и аварийного состояния трансформатора по концентрации газов, растворенных в масле;
- локализация дефектов в трансформаторе по результатам контроля электротехнических параметров;
- определение остаточного ресурса и аварийного состояния трансформатора по величине ЧР и уровню вибрации.

Методы обнаружения дефектов и функциональная схема экспериментальной системы технического диагностирования трансформаторов на напряжение 110...330 кВ представлены на рис. 15.1, 15.2.



Рис. 15.1. Методы обнаружения дефектов

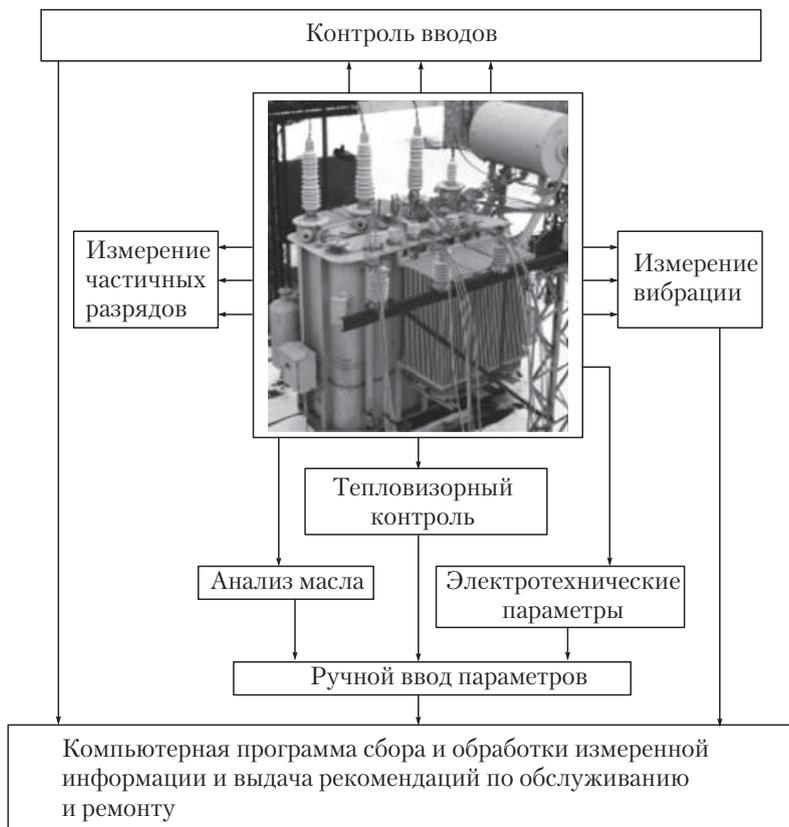


Рис. 15.2. Функциональная схема экспериментальной системы технического диагностирования трансформаторов на напряжение 110...330 кВ

Рассмотрим структуру экспертной системы диагностирования трансформаторов (рис. 15.3).

Модули экспертной системы:

- вибродиагностирование;
- диагностирование по ЧР в масле и в изоляции;
- диагностирование вводов на напряжение 110 кВ;
- обработка числовых значений электротехнических параметров, вводимых вручную.

Виды дефектов трансформаторов на напряжение 110...330 кВ:

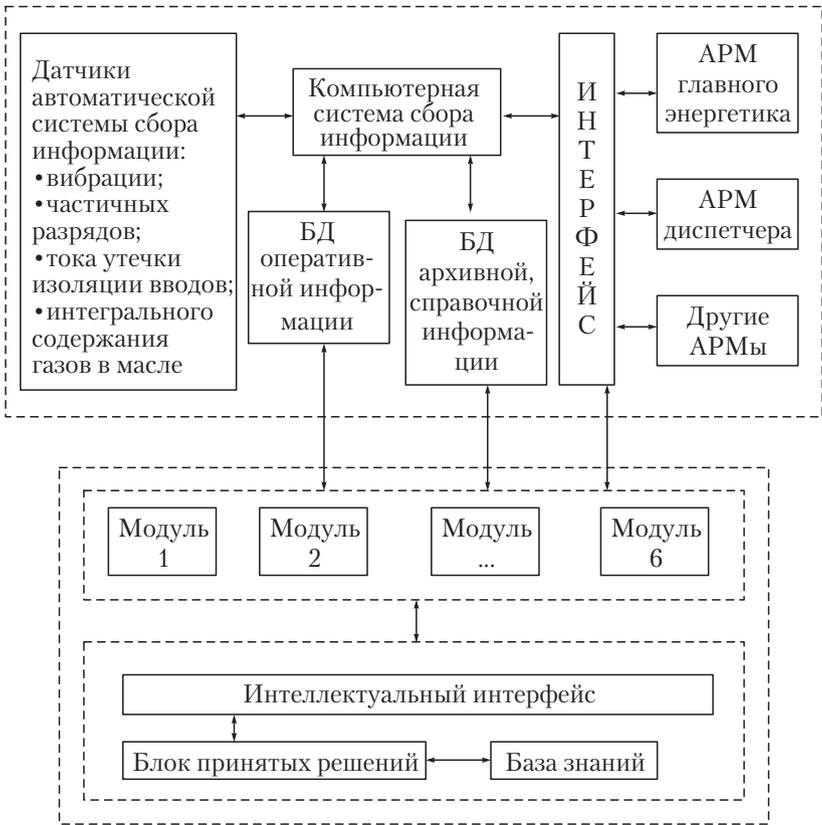


Рис. 15.3. Структурная схема экспертной системы технического диагностирования трансформаторов:

АРМ – автоматизированное рабочее место; БД – банк данных

- дефекты твердой изоляции – старение, загрязнение, увлажнение, перегрев, термическое разложение, ползущий разряд, ЧР, электрическая дуга, витковое замыкание;
- дефекты обмоток – деформация при коротком замыкании, перегрев обмотки, ослабление контактов;
- дефекты вводов – отложение продуктов старения масла, ЧР, перегрев;
- дефекты магнитной системы – перегрев, увеличение потерь, короткозамкнутые контуры, ослабление прессовки, замыкание

листов электротехнической стали, динамическая стойкость, нарушение герметичности, обгорание контактов;

□ состояние масла — старение, загрязнение, увлажнение, перегрев, ухудшение изоляционной характеристики, ЧР, электрическая дуга, перегрев с искрением, дефекты вводов.

Отказы силовых трансформаторов, вызванные внутренними повреждениями, приведены в табл. 15.1.

Таблица 15.1

**Отказы силовых трансформаторов
(1994–1998 гг.)**

Компонент	Вид повреждения	Количество отказов к общему числу, %
Обмотки	Электрический пробой	14,17
	Механические деформации	10,7
	Термический износ	1,6
<i>Итого</i>		26,4
Главная изоляция обмоток и отводов	Диэлектрический пробой, частичные или ползущие разряды	14
Остов, электромагнитные шунты	Перегрев, искрение в масле	8,3
Отводы	Повышенный нагрев, механические повреждения	4,1
РПН	Перегрев контактов	8,3
	Повреждение или ЧР в изоляции	5,0
	Механические нарушения	0,83
<i>Итого</i>		14
Вводы	Пробой внутренней изоляции	28
	Перегрев контактных соединений	5
<i>Итого</i>		33
<i>Всего</i>		100

В табл. 15.2, 15.3 приведено общее количество отказов трансформаторов и дано распределение экономических потерь в связи с этим за 1997–2001 гг. в США (анализ проведен Международной ассоциацией инженеров-страховщиков).

Таблица 15.2

**Количество повреждений трансформаторов
и экономические потери**

Год	Количество аварий	Суммарные потери, дол.	Потери от повреждения оборудования, дол.	Потери от перерывов в электро-снабжении, дол.
1997	19	40 779 507	25 036 673	15 742 834
1998	25	24 932 235	24 897 114	35 121
1999	15	37 391 591	36 994 202	397 389
2000	20	150 181 779	56 858 084	93 323 695
2001	15	33 343 700	19 453 016	13 890 684
<i>Итого</i>	94	286 628 812	163 239 089	123 389 723

Таблица 15.3

**Распределение экономических потерь
и повреждений по причине их возникновения**

Причина возникновения повреждения	Количество отказов	Экономический ущерб, дол.
Повреждения изоляции	24	149 967 277
Проектирование, материал, установка	22	64 696 051
Неизвестна	15	29 776 245
Загрязнение масла	4	11 836 367
Перегрузка	5	8 568 768
Возгорание (взрыв)	3	8 045 771
Сетевые перенапряжения	4	4 959 691
Ошибки при обслуживании	5	3 518 783
Заливание водой	2	2 240 198
Плохие контакты	6	2 186 725
Удар молнии	3	657 935
Увлажнение изоляции	1	175 000
<i>Итого</i>	94	286 628 811

Для оценки степени износа трансформаторов и определения объемов капитального ремонта очень важно провести физико-химическое испытание трансформаторного масла (табл. 15.4) и хроматографический анализ газов, растворенных в масле (табл. 15.5). Как следует из табл. 15.4, содержание механических

Таблица 15.4

Результаты физико-химических испытаний трансформаторного масла

Производство	Диспетчерский номер	Пробивное напряжение, кВ, не менее		Температура вспышки, °С, не ниже		Кислотное число, мг КОН/г, не более		Содержание водорастворимых кислот, мг КОН/г масла, не более		Влагосодержание, г/т, не более		Содержание механических примесей, класс чистоты, не более	
		Факт	Нормируемое ¹	Факт	Нормируемое	Факт	Нормируемое	Факт	Нормируемое	Факт	Нормируемое	Факт	Нормируемое
<i>Класс напряжения трансформаторов 110 кВ, защита масла — свободное дыхание</i>													
Производство 1	T1	35	78	125	141	0,25	0,006	0,014	0,004	30	12	13	13
Производство 1	T2		78		151		0,005		0,004		8		11
Производство 2	T1		79		136		0,005		Отсутствие		8		12
Производство 2	T2		81		135		0,004		0,001		9		11
<i>Класс напряжения трансформаторов 330 кВ, защита масла — пленочная</i>													
Производство 1	T3	45	79	125	131	0,25	0,004	0,014	Отсутствие	25	5	12	10
Производство 1	T4		79		137		0,004		Отсутствие		5		10
Производство 2	T3		72		152		0,004		Отсутствие		9		14

Таблица 15.5
Результаты хроматографического анализа газов, растворенных в трансформаторном масле

Типы трансформаторов и места их установки		Концентрации газов, % объема							
		Водо-род	Метан	Оксид угле-рода	Диок-сид угле-рода	Ацетилен	Эти-лен	Этан	
Граничные концентрации растворенных газов для трансформаторов на 110...500 кВ, находящихся в эксплуатации более 10 лет		0,0100	0,0100	0,060	0,400	0,0010	0,0100	0,0050	
Производство	Диспет-черский номер	Тип трансформатора	Измеренное значение концентрации растворенных газов						
Производство 1	T3	ТКТОК-L-125000-330	0,1355	0,1753	0,039	0,173	0,00794	0,1894	0,0367
Производство 1	T4	ТКТОК-L-125000-330	0,0022	0,0021	0,079	0,203	0,00003	0,0010	0,0004
Производство 2	T3	MINEL TP-125000-330	0,0037	0,0155	0,160	0,687	0,00006	0,0076	0,0034
Граничные концентрации растворенных газов для трансформаторов на 110...500 кВ, находящихся в эксплуатации более 10 лет		0,0100	0,0100	0,060	0,800	0,0010	0,0100	0,0050	
Производство	Диспет-черский номер	Тип трансформатора	Измеренное значение концентрации растворенных газов						
Производство 1	T1	TDLF-50000-110 A Cu	0,0051	0,0052	0,016	0,177	0,04881	0,0258	0,0033
Производство 1	T2	TDLF-50000-10 A Cu	0,0005	0,0008	0,013	0,205	0,00289	0,0072	0,0043
Производство 2	T1	DOR-71000-110	0,0069	0,0089	0,045	0,130	0,00006	0,0014	0,0106
Производство 2	T2	DOR-71000-110	0,0031	0,0065	0,032	0,080	0,00002	0,0005	0,0065

примесей в трансформаторе Т1 производства 1 и трансформатора Т3 производства 2 достигает предельных значений. Механические примеси могут вызывать на поверхности изоляции обмоток частичные разряды.

Появление горючих газов в масле трансформаторов Т1, Т3 производства 1, Т3 производства 2 свидетельствует о наличии в трансформаторе локальных перегревов (300...700 °С) и частичных разрядов.

На рис. 15.4 спектр вибрации бака трансформатора разбит на три зоны: I зона — 50...800 Гц, II — 800...1500 Гц, III — 1500...5000 Гц. По амплитуде вибрация разделена на две области: предаварийную и аварийную. В третьей зоне по частоте наблюдается превышение амплитуды вибрации на предаварийном уровне. Возможная причина — ослабление прессовки обмотки трансформатора.

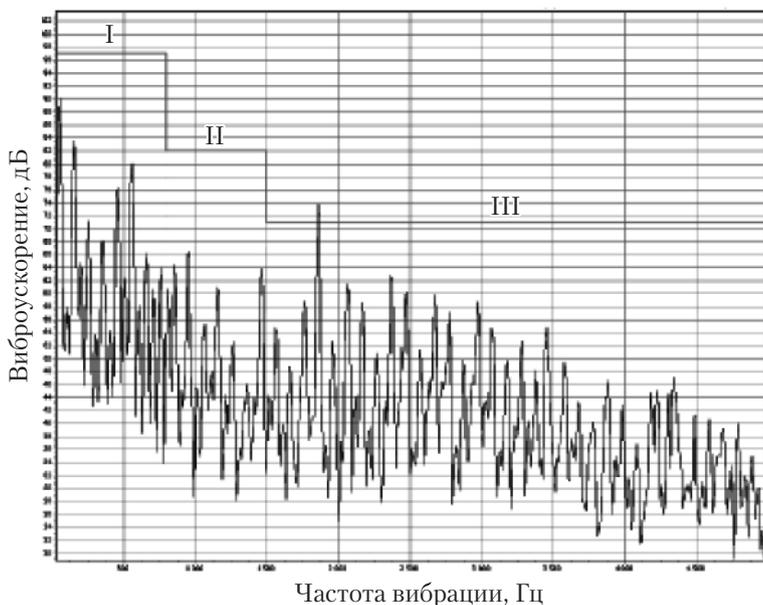


Рис. 15.4. Спектр вибрации бака трансформатора

15.2. Монтаж электрооборудования трансформаторных подстанций

Трансформаторной подстанцией (ТП) называется электрическая установка, предназначенная для преобразования напряжения и распределения электрической энергии потребителям.

Подстанция, изготовленная в заводских условиях, называется **комплектной трансформаторной подстанцией** (КТП).

В конструкцию КТП входят силовой трансформатор и шкаф высоковольтного и низковольтного оборудования (0,38/0,22 кВ).

Электрическое соединение оборудования подстанции и подключение к нему отходящих линий представлено на рис. 15.5.

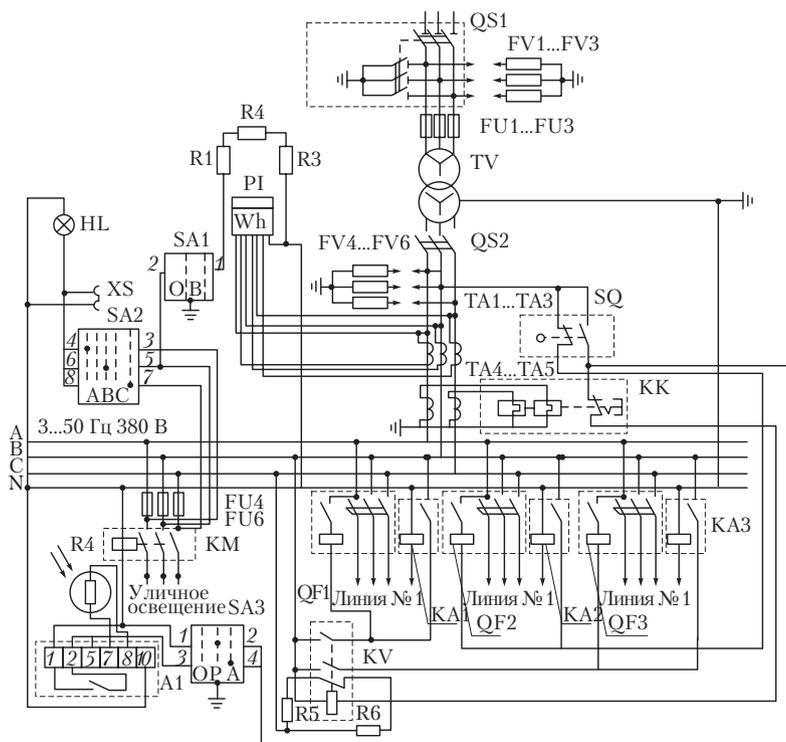


Рис. 15.5. Электрическое соединение оборудования подстанции и подключение к нему отходящих линий

В табл. 15.6 приведены наименование и функциональное назначение оборудования КТП.

Таблица 15.6

**Условное обозначение, наименование
и функциональное назначение оборудования КТП**

Обозначение на схеме	Наименование и тип оборудования	Назначение
QS1	Разъединительный пункт РП IV	Включение и отключение КТП
TV	Трансформатор ТМ-160/10	Преобразование напряжения 10 кВ в напряжение 0,38/0,22 кВ
FU1...FU3	Предохранитель ПК-10	Защита трансформатора от токов короткого замыкания
FV1...FV3	Разрядники РВО-10, РВН-0,5	Защита КТП от атмосферных перенапряжений на линиях напряжением 10 и 0,38 кВ
QS2	Рубильник Р-3243	Отключение низковольтного шкафа
TA1...TA5	Трансформатор тока ТК-20УЗ	Снижение тока для подключения счетчика энергии и реле защиты от перегрузок
FU4...FU6	Предохранитель Е-27	Защита линий уличного освещения от тока короткого замыкания
KM	Магнитный пускатель ПМЕ-200	Автоматическое включение и отключение уличного освещения
P1	Счетчик СА4У	Учет потребления активной энергии
R1...R3	Резистор ПЭ-50	Подогрев счетчика в холодное время
SA1	Переключатель ПКП-10	Включение подогрева счетчика
SA2	Переключатель ПКП-10	Подключение лампы на фазы А, В, С для проверки наличия напряжения и освещения шкафа
HL	Лампа накаливания	Сигнализация наличия напряжения на фазах и освещение шкафа
SA3	Переключатель ПКП-10	Переключение на автоматическое или ручное управление уличным освещением
XS	Штемпельная розетка	Подключение приборов и электроинструмента
SQ	Конечный выключатель ВПК-2110	Отключение линий напряжением 0,38 кВ при открывании дверцы шкафа

Окончание табл. 15.6

Обозначение на схеме	Наименование и тип оборудования	Назначение
КК	Тепловое реле ТРН-10	Защита трансформатора от токов перегрузок
QF1...QF3	Автоматические выключатели А3700	Включение и отключение линий напряжением 0,38 кВ
КА1...КА3	Токовое реле РЭ-571Т	Защита линий напряжением 0,38 кВ от однофазных замыканий проводов на землю

15.3. Ревизия оборудования комплектных трансформаторных подстанций



Ревизию оборудования КТП проводят при его получении со склада, приемке от заказчика и сдаче в эксплуатацию.

До начала ревизии необходимо проверить:

наличие паспорта и другой заводской документации на КТП и комплектующее оборудование, комплектность ТП в соответствии с заводской документацией;

целостность корпусов КТП и блоков, отсутствие вмятин;

наличие и прочность закрепления оборудования, приборов, ошиновки, электропроводок.

В ходе ревизии оборудование очищают от пыли и грязи, проверяют все контактные и резьбовые соединения, исправность изоляции и состояние окраски.

В трансформаторе без вскрытия и подъема сердечника проверяют:

целостность бака, радиаторов и наличие арматуры трансформатора;

наличие трещин, сколов на изоляторах;

комплектность гаек и состояние резьбы выводов;

уровень масла в расширительном бачке;

наличие течи масла в уплотнениях крышки, кранах, радиаторах, изоляторах и т. д.

При осмотре удаляют временные уплотнения и пробки.

В опорных изоляторах, высоковольтных предохранителях проверяют:

- наличие трещин, сколов фарфора;
- крепление колпачков и фланцев изоляторов;
- присоединение контактных устройств;
- исправность пружинящих скоб и контактов;
- надежность крепления патронов предохранителей в контактах;

целостность и герметичность патронов предохранителей; целостность плавкой вставки и исправность указателя срабатывания.

В разрядниках и проходных изоляторах проверяют:

- наличие повреждений и загрязнений фарфора;
- крепление изоляторов и разрядников к корпусу;
- наличие и состояние крепежных деталей, проходных шпилек, уплотнений;
- присоединение ошиновки;
- присоединение заземляющих перемычек разрядников.

В рубильниках и переключателях проверяют:

- надежность крепления к основанию;
- легкость перемещения рукоятки;
- работу блокировок;
- состояние подвижных и неподвижных контактов, надежность их замыкания;
- подключение шин и проводов.

В автоматах, магнитных пускателях, реле проверяют:

- целостность корпусов и крепление;
- работу контактной системы вручную на включение и отключение;
- наличие перекосов и заеданий при работе подвижной системы;
- тепловое реле;
- замыкание и размыкание контактов в первичной и вторичных цепях;

надежность присоединений;

состояние изоляции проводов.

В счетчиках и трансформаторах тока проверяют:

- надежность закрепления;

- присоединение проводов;
- функционирование выключателей, кнопок при ручном переключении.

Зазор между неизолированными токоведущими частями, а также между ними и металлическими нетоковедущими частями должен быть не менее 20 мм по поверхности изоляции и 12 мм по воздуху.

В разъединителе РЛНД-10 проверяют:

- комплектность, крепление изоляторов к раме;
- наличие трещин, сколов опорных изоляторов;
- крепление колпачков, фланцев и токоведущих частей к изоляторам;
- состояние контактной части ножей, пружин;
- легкость вхождения в контакты токоведущих и заземляющих ножей (ножи должны входить по центру контактов без перекосов и ударов).

Между витками контактных пружин при включенном состоянии должен оставаться зазор не менее 0,5 мм.

В приводе ПРН-10М проверяют перемещение рукоятки переключений, состояние и работу блокировок.

Акт на приемку в монтаж ТП оформляют представители заказчика и подрядчика.

15.4. Технология строительного-монтажных работ



Стадии монтажа. До начала строительного-монтажных работ необходимо изучить проектно-сметную документацию, составить графики производства работ и поставки материалов и оборудования на объект. Место размещения ТП должно быть согласовано с заказчиком и отмечено специальным пикетом. Монтаж ТП организуют в две стадии индустриальными методами с максимальной механизацией работ.

Первая стадия (в мастерских) включает проверку комплектности ТП, ревизию, предварительную наладку и испытания оборудования, изготовление нестандартных деталей и т. п.

Вторая стадия включает монтаж конструкций и оборудования непосредственно на объекте.

Расстояния между КТП и опорами, а также до проводов других сооружений выбирают по ПУЭ и типовому проекту. Сопротивление заземляющего устройства должно соответствовать проекту. Все металлические части КТП должны зануляться и заземляться, а разъединительного пункта — заземляться.

Последовательность выполнения работ. Проверяют комплектацию материалов и оборудования. Подготавливают подъезды для доставки материалов и последующей эксплуатации ТП. Территорию планируют с уклоном для отвода ливневых вод.

В соответствии с типовым проектом размечают места установки стоек КТП и траншей для монтажа заземляющего устройства. Котлованы под стойки размечают таким образом, чтобы линия, проходящая через их центры, была перпендикулярна к оси ВЛ напряжением 10 кВ, а центр КТП совпадал с осью линии. Бурение котлованов под стойки и установку стоек выполняют с помощью бурильно-крановых машин. Стойки устанавливают в котлован на подсыпку из гравия слоем толщиной 300 мм или бетонную пли-

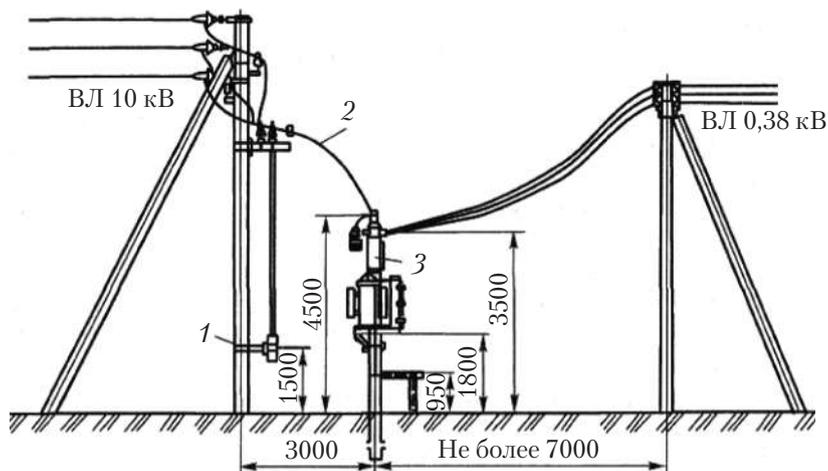


Рис. 15.6. Размещение и присоединение КТП к ВЛ напряжением 10 и 0,38 кВ:

1 — привод разъединителя; 2 — провод на напряжение 10 кВ; 3 — КТП

ту. Засыпают котлованы со стойками песчано-гравийной смесью с послойным трамбованием. На стойки монтируют металлоконструкции и устанавливают КТП (рис. 15.6). После выверки положения по уровню и отвесу КТП закрепляют болтами. Все металлоконструкции окрашивают антикоррозионными красками. Для обслуживания КТП площадку устанавливают на шарнирах.

На КТП монтируют проходные изоляторы, разрядники, изоляторы ВЛ напряжением 0,38 кВ. Фотореле устанавливают таким образом, чтобы исключить его срабатывание от света фар автомашин. Контактные поверхности зачищают и смазывают техническим вазелином. На концевой опоре ВЛ напряжением 10 кВ монтируют разъединительный пункт, включающий разъединитель и привод. Монтаж КТП и разъединителя показан на рис. 15.7.

Монтаж заземляющего устройства. Заземляющее устройство выполняют в траншее из заземлителей (из круглой стали диаметром 12 мм и длиной 5 м), погруженных в грунт наклонно или вертикально (рис. 15.8, а), и соединяют между собой перемычками

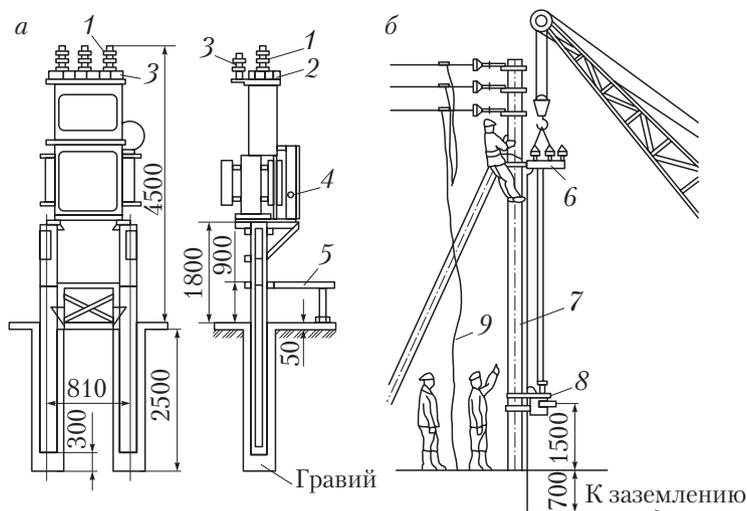


Рис. 15.7. Монтаж КТП и разъединителя:

а — нормируемые установочные размеры; б — монтаж разъединителя на напряжение 10 кВ; 1 — проходные изоляторы на 10 кВ; 2 — изоляторы 0,38 кВ; 3 — разрядники; 4 — фотореле; 5 — площадка; 6 — разъединитель; 7 — заземляющий проводник; 8 — привод; 9 — переносное заземление

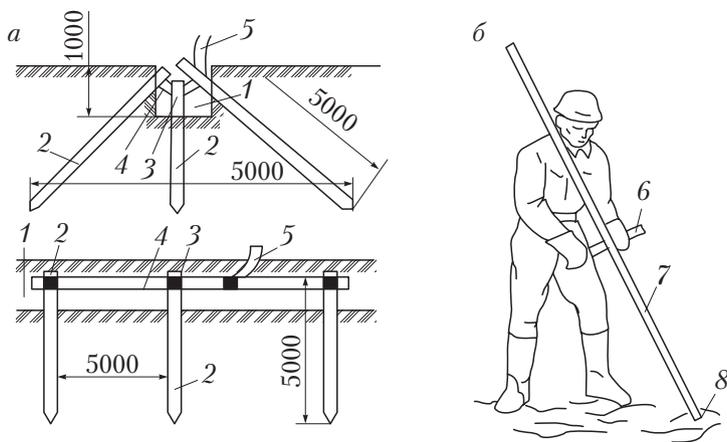


Рис. 15.8. Монтаж заземляющего устройства КТП:

a — конструктивные размеры заземляющего устройства из наклонных и вертикальных заземлителей; *б* — техника погружения наклонных заземлителей вручную; 1 — траншея; 2 — заземлители; 3 — сварные соединения; 4 — перемычки; 5 — заземляющие проводники; 6 — переставная ручка; 7 — штык; 8 — вода

на сварке. Заземляющие проводники присоединяют к корпусу КТП.

При отсутствии механизмов пробивку скважин для заземлителей выполняют вручную с помощью штыка из стали диаметром 12...14 мм со стальным заостренным наконечником диаметром 16...18 мм. На штык крепят переставляемую ручку, в скважину подливают воду (рис. 15.8 б).

К заземляющему устройству присоединяют корпус, привод разъединителя, все металлические части оборудования и аппаратов КТП, которые могут оказаться под напряжением при нарушении изоляции. После монтажа заземляющее устройство до засыпки траншеи осматривают заказчик и подрядчик и составляют акт на скрытые работы.

Подготовка КТП к сдаче в эксплуатацию. На КТП укрепляют предупредительные плакаты, выполняют надписи, маркировку, осматривают оборудование. Рукоятки всех аппаратов устанавливают в положение «Отключено». Проверяют наличие и надежность присоединения заземляющих проводников и заземляющего

устройства, а также исправность и соответствие проекту подключаемых ВЛ напряжением 0,38 кВ и плавких вставок предохранителей для их защиты. Очищают КТП и щиты от посторонних предметов. Включение КТП под нагрузку осуществляет эксплуатационный персонал с разрешения Госэнергонадзора.

15.5. Технология испытаний трансформаторов после монтажа



Силовые трансформаторы, вводимые в эксплуатацию, должны подвергаться приемосдаточным испытаниям в соответствии с требованиями ПУЭ. В объем испытаний входят:

- измерение характеристик изоляции (R_{60} ; R_{60}/R_{15} ; $\operatorname{tg} \delta$; C_2/C_{50} ; $\Delta C/C$; R_{600}/R_{60});
- испытание повышенным напряжением промышленной частоты — изоляции обмоток вместе с вводами и изоляции доступных стяжных шпилек, прессующих колец и ярмовых балок;
- измерение сопротивления обмоток постоянному току;
- проверка коэффициента трансформации;
- проверка группы соединений трехфазных трансформаторов и полярности выводов однофазных трансформаторов;
- измерение тока и потерь холостого хода;
- проверка работы переключающего устройства и снятие круговой диаграммы;
- испытание бака с радиаторами гидравлическим давлением;
- проверка системы охлаждения;
- проверка состояния силикагеля;
- фазировка трансформаторов;
- испытание трансформаторного масла;
- испытание вводов;
- испытание включением толчком на номинальное напряжение.

Испытания и измерения следует проводить в определенной последовательности. При испытаниях повышенным напряжением в случае плохого качества масла может произойти пробой изоляции.

После испытания главной изоляции испытывают витковую изоляцию, так как в случае ее пробоя при испытаниях приложенным напряжением дефект в витках не будет обнаружен. Недопустимо также измерять сопротивление обмоток постоянному току до опыта короткого замыкания. При проведении этого опыта в случае низкого качества пайки схемы или неудовлетворительного состояния контактов в переключателях может подгореть или перегореть отвод. Если после опыта не измерить сопротивление обмоток постоянному току, то дефект останется необнаруженным.

При проведении нескольких видов испытаний изоляции испытанию повышенным напряжением должны предшествовать другие виды измерений. Характеристики изоляции измеряют при ее температуре не ниже 10 °С не ранее чем через 12 ч после заливки маслом.

Для сухих силовых трансформаторов значения R_{60} при температуре 20...30 °С приведены в табл. 15.7.

Таблица 15.7

Сопротивление изоляции сухих силовых ТП

Номинальное напряжение трансформаторов, кВ	Сопротивление изоляции, МОм
До 1	100
1...6	300
Более 6	500

Значения коэффициента абсорбции $K_{a6} = R_{60}/R_{15}$ должно быть не менее 1,3 при температуре измерения от 10 до 30 °С. Значение коэффициента поляризации $K_{п} = R_{600}/R_{60}$ должно быть не менее 2.

Повышенным напряжением испытывают:

□ изоляцию обмоток силовых маслонаполненных трансформаторов и трансформаторов с облегченной изоляцией (сухих и маслонаполненных) в соответствии с нормами, приведенными в табл. 15.8. Продолжительность испытания — 1 мин (для маслонаполненных трансформаторов данное испытание необязательно);

□ изоляцию доступных стяжных шпилек, прессирующих колец и ярмовых балок напряжением 1...2 кВ в течение 1 мин в случае осмотра активной части.

Сопротивление обмоток постоянному току измеряют на всех ответвлениях, если для этого не требуется выемки сердечника. Значение сопротивления не должно отличаться более чем на 2 % от значения, полученного на таком же ответвлении других фаз, или от паспортных данных.

Таблица 15.8

Испытательное напряжение для изоляции

Класс напряжения обмотки, кВ	Испытательное напряжение по отношению к корпусу и другим обмоткам, кВ, для изоляции	
	нормальной	облегченной
До 0,69	4,5	2,7
3	16,2	9,0
6	22,5	15,4
10	31,5	21,6

Коэффициент трансформации проверяют на всех ступенях переключения. Коэффициент трансформации не должен отличаться более чем на 2 % от значений, полученных на том же ответвлении других фаз, или от паспортных данных.

Группу соединения проверяют только при отсутствии паспортных данных.

Измерение силы тока и потерь холостого хода производят для трансформаторов мощностью свыше 1000 кВ · А при номинальном или пониженном напряжении с пересчетом на номинальное напряжение. Ток холостого хода не нормируется.

Проверка работы переключающего устройства и снятие круговой диаграммы осуществляются на всех положениях переключателя. Круговая диаграмма не должна отличаться от диаграммы завода-изготовителя.

Испытание бака с радиаторами гидравлическим давлением производят давлением столба масла, высоту которого над уровнем заполненного расширителя принимают равной 0,6 м — для трубчатых и гладких баков; 0,3 м — для волнистых и радиаторных. Если в течение 3 ч при температуре масла не ниже 10 °С не наблюдается течи, то бак считают герметичным.

Режим пуска и работы охлаждающих устройств должен соответствовать инструкции завода-изготовителя.

Индикаторный силикагель должен иметь равномерную голубую окраску зерен. Изменение цвета свидетельствует об увлажнении силикагеля. Для восстановления свойств силикагель прокаливают в печах.

Пробу масла из трансформатора отбирают после доливки (или заливки) и отстоя в течение не менее 12 ч для трансформаторов напряжения до 35 кВ включительно. Отбор пробы масла производят из специально предназначенного для этого крана (или пробки), имеющегося на баке трансформатора. Взятое на пробу масло испытывают на содержание механических примесей, взвешенного угля, кислотное число, реакцию водной вытяжки, температуру вспышки. При этом пробивное напряжение масла должно быть не менее 25 кВ для трансформаторов напряжением до 15 кВ включительно.

Сопротивление изоляции измерительной и последней обкладок вводов, измеренное относительно соединительной втулки (производят мегомметром на 1...2,5 кВ), не должно быть менее 1000 МОм.

Тангенс угла диэлектрических потерь, измеренный при напряжении 3 кВ, не должен превышать 3 % при номинальном напряжении ввода от 3 до 15 кВ.

Испытание вводов повышенным напряжением производят для вводов, установленных на трансформаторах, в течение 1 мин совместно с обмотками по нормам, приведенным в табл. 15.9.

Таблица 15.9

**Указания к заземлению частей трансформаторов
при измерении характеристик изоляции**

Двухобмоточные трансформаторы		Трехобмоточные трансформаторы	
Обмотки, на которых производят измерения	Заземляемые части трансформаторов	Обмотки, на которых производят измерения	Заземляемые части обмоток
НН	Бак, ВН	НН	Бак, СН, ВН
ВН	Бак, НН	СН	Бак, ВН, НН
ВН + НН	Бак	ВН	Бак, НН, СН

Примечание. НН, ВН, СН — соответственно низкое, высокое и среднее напряжение.

Ввод считают выдержавшим испытание, если не наблюдается пробоя, скользящих разрядов, выделений газа, а также местного перегрева изоляции после испытаний.

Характеристики изоляции измеряют при ее температуре не ниже $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ не ранее чем через 12 ч после заливки. Все вводы обмоток одного напряжения соединяют вместе, остальные обмотки и бак трансформатора заземляют. Сначала измеряют R_{15} и R_{60} , затем — остальные характеристики изоляции.

За температуру изоляции трансформатора, не подвергавшегося нагреву, принимают температуру верхних слоев масла. Для трансформаторов без масла температура определяется термометром, установленным в кармане термосигнализатора на крышке бака (карман следует заполнять маслом). Если температура масла ниже $10\text{ }^{\circ}\text{C}$, то для измерения характеристик изоляции трансформатор следует нагреть. При его нагреве температуру изоляции обмоток принимают равной средней температуре обмоток ВН, определяемой по сопротивлению обмотки постоянному току. Указанное сопротивление измеряют не ранее чем через 60 мин после прекращения нагрева обмотки током и не ранее чем через 30 мин после отключения внешнего обогрева.

Сопротивление изоляции измеряют мегомметром на 2,5 кВ с верхним пределом не ниже 10 000 МОм. Перед началом каждого измерения испытываемая обмотка должна быть заземлена на время не менее 2 мин для снятия возможного емкостного заряда.

Для приведения результатов заводских измерений R_{60} к температуре измерений при монтаже (t_1), а также для определения нормированных значений R_{60} при температурах, не кратных 10, производят пересчет с помощью коэффициента k . Приведем пример пересчета.

Пусть дан трансформатор мощностью $16\,000\text{ кВ} \cdot \text{А}$ на напряжение 35 кВ. Данные заводского протокола (при измерении по схеме ВН — бак, НН): $R_{60} = 300\text{ МОм}$ при $t_2 = 55\text{ }^{\circ}\text{C}$. Температура изоляции трансформатора при измерении составляет $20\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_2 - t_1 = 35\text{ }^{\circ}\text{C}$, $k = 4,15$. Сопротивление изоляции, приведенное к $20\text{ }^{\circ}\text{C}$: $R_{60} = 300 \cdot 4,15 = 1245\text{ МОм}$.

Сопротивление изоляции на монтаже должно быть не ниже 70 % этого значения, т.е. не менее $1245 \cdot 0,7 = 870\text{ МОм}$.

15.6. Эксплуатация трансформаторных подстанций



Классификация видов и методов сушки изоляции обмоток трансформаторов. Вопрос о необходимости сушки трансформаторов перед включением решается в результате анализа комплекса параметров:

- состояния масла;
- сопротивления изоляции обмоток R_{60} ;
- коэффициента абсорбции R_{60}/R_{15} ;
- коэффициента поляризации R_{600}/R_{60} ;
- тангенса угла диэлектрических потерь обмоток $\text{tg } \delta$;
- приращения $\Delta C/C$;
- состояния индикаторного силикагеля;
- соотношения C_{20}/C_{50} .

Различают следующие виды сушки: контрольный прогрев, контрольная подсушка и сушка.

Все они преследуют одну цель — привести изоляцию трансформатора в состояние, отвечающее требованиям и нормам.

Бумажно-масляная изоляция в трансформаторах рассчитана на надежную работу только при условии ее высоких изоляционных свойств (сопротивления, электрической прочности, емкости) и малых диэлектрических потерь. Эти факторы зависят прежде всего от степени увлажненности изоляции.

Термодинамический процесс сушки заключается в том, что изоляция нагревается и влага перемещается из ее внутренних пор к поверхности, а затем — в окружающую среду. Чем выше температура нагрева изоляции, тем больше разница между парциальными давлениями в ее соседних слоях и интенсивнее сушка. Поэтому изоляцию нагревают до температуры 100...105 °С. В то же время эффективно снижать давление в окружающем пространстве, т.е. создавать вакуум.

Контрольный прогрев трансформаторов осуществляется в одном из следующих случаев:

- характеристики изоляции не соответствуют нормам;
- продолжительность хранения трансформатора без доливки масла превышает установленный срок (но не более 7 мес.);

- время пребывания активной части на воздухе при слитом масле превышает нормы, но не более чем вдвое;
- присутствуют признаки увлажнения масла;
- значение $\Delta C/C_{50}$ (для трансформаторов, транспортируемых без масла) превышает нормативное.

Контрольная подсушка производится в следующих случаях:

- характеристики изоляции после контрольного прогрева не соответствуют нормам;
- отмечаются признаки увлажнения масла или нарушение герметичности изоляции.

Сушка производится в следующих случаях:

- на активной части или в баке обнаружены следы воды;
- трансформатор хранился без масла или без доливки масла более 1 года;
- индикаторный силикагель увлажнен, потерял голубой цвет;
- пребывание активной части на воздухе вдвое и более превышает установленные нормы;
- характеристики изоляции трансформатора после контрольной подсушки не соответствуют нормам.

Способы сушки активной части. Сушка активной части может осуществляться следующими способами:

- в вакуум-сушильных шкафах или печах;
- в сушильных шкафах или печах без вакуума;
- в собственном баке вихревыми токами (индукционный способ);
- в собственном баке токами короткого замыкания;
- в собственном баке постоянным током;
- в собственном баке токами нулевой последовательности;
- в собственном баке сухим горячим маслом;
- в камере или собственном баке сухим горячим воздухом от тепловоздуховки.

Каждый из указанных способов обеспечивает высококачественную сушку активной части. Однако затраты на оборудование, непосредственные энергетические затраты на нагрев, отвод излишков теплоты, циркуляцию неодинаковы. Поэтому для каждого вида сушки применяют свои методы.

Контрольный прогрев. Его осуществляют с маслом без вакуума постоянным током, током короткого замыкания, индукционным способом, а также путем циркуляции нагретого масла.

Температура верхних слоев масла при контрольном прогреве не должна превышать $75\text{ }^{\circ}\text{C}$ и быть выше паспортной не более чем на $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ при прогреве индукционным методом и методом циркуляции и не более чем на $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ при прогреве методом постоянного тока или методом короткого замыкания. Контрольный прогрев заканчивается при температуре верхних слоев масла, превышающей на $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ температуру, до которой производят прогрев.

Контрольный прогрев постоянным током и током короткого замыкания запрещается осуществлять до получения положительных результатов следующих измерений: данных холостого хода при пониженном напряжении; сопротивления обмоток постоянному току и коэффициента трансформации при выбранном положении переключателей; сопротивления изоляции обмоток, а также в случае обнаружения каких-либо дефектов активной части.

Сушка постоянным током. Для прогрева трансформатора постоянным током необходимо пропускать через его обмотки (обычно используют обмотки ВН и СН) ток, близкий к номинальному. Для равномерного прогрева желательно обеспечить последовательное или параллельное соединение всех трех фаз обмоток. Иногда применяют схемы с последовательным соединением обмоток только двух фаз или схемы, в которых две фазы соединены параллельно, а третья включена последовательно.

Напряжение, подводимое для прогрева к трансформатору, в зависимости от схемы соединения его обмоток составит (В):

- при параллельном соединении всех трехфазных обмоток

$$U_{\text{пр}} = I_{\text{max}} R_{\phi} k;$$

- при двух фазах, соединенных параллельно и включенных последовательно с третьей,

$$U_{\text{пр}} = 2I_{\text{max}} R_{\phi} k;$$

- при двух крайних фазах, включенных последовательно,

$$U_{\text{пр}} = 3I_{\text{max}} R_{\phi} k,$$

где I_{max} — максимальный фазный ток прогреваемой обмотки, А; R_{ϕ} — сопротивление фазы обмотки при температуре $15\text{ }^{\circ}\text{C}$, Ом;

k — коэффициент, учитывающий изменения сопротивления R_{ϕ} при нагреве, $k = 0,8...0,9$.

В начале прогрева до достижения температуры верхних слоев масла $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ допускается прогрев током, равным $1,2$ номинального.

В процессе прогрева термосигнализаторами контролируется температура верхних слоев масла.

Температуру прогреваемой обмотки определяют по ее омическому сопротивлению R (которое измеряют в процессе прогрева) с помощью соотношения

$$t = \left(\frac{R}{R_x} \right) (235 + t_x) - 235,$$

где R_x, t_x — соответственно сопротивление и температура обмотки, указанные в паспорте трансформатора.

Время нагрева составляет не менее 10 ч с момента включения.

Сушка током короткого замыкания. Для сушки токами короткого замыкания одну из обмоток замыкают накоротко, а на другую подают напряжение короткого замыкания, определяемое по паспортным данным трансформатора. Схемы включения обмоток трехфазных трансформаторов при этом способе прогрева приведены на рис. 15.9.

Мощность $P_{\text{пр}}$ (кВт) для прогрева трехфазных трансформаторов (при потерях короткого замыкания $P_{\text{к}}$ менее 500 кВт и температуре обмоток $75\text{ }^{\circ}\text{C}$) определяется следующим образом:

$$P_{\text{пр}} = P_{\text{к.з.}}/3,$$

где $P_{\text{к.з.}} = 500$ кВт; при $P_{\text{к.з.}} > 500$ кВт мощность $P_{\text{пр}} = 0,49P_{\text{к.з.}}$.

Если мощности обмоток, участвующих в прогреве, не равны, а питание подается на обмотку меньшей мощности, то ток прогрева определяют по формуле

$$I_{\text{пр}} = I_{\text{ном}} \sqrt{(P_{\text{пр}}/P_{\text{к}})},$$

где $I_{\text{ном}}$ — номинальный линейный ток питаемой обмотки, А.

Если мощности обмоток не равны и питание подается на обмотку большей мощности, то ток прогрева определяют по формуле

$$I_{\text{пр}} = I_{\text{ном}} \sqrt{\frac{P_{\text{пр}}}{P_{\text{к.з.}}} \frac{P_{2\text{ ном}}}{P_{1\text{ ном}}}},$$

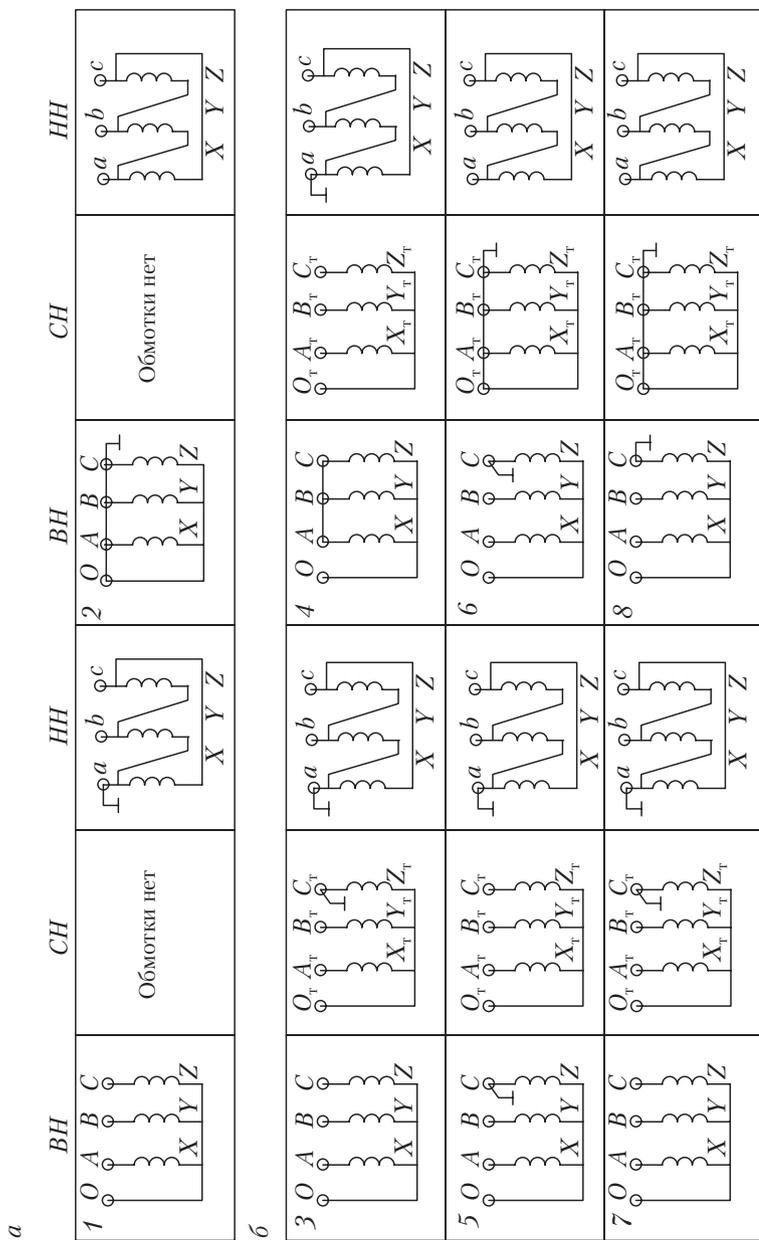


Рис. 15.9. Схемы включения обмоток трехфазных трансформаторов при сушке методом короткого замыкания:
 а — двухобмоточные трансформаторы (1–2); б — трехобмоточные трансформаторы (3–8)

где $P_{2\text{ ном}}$ — номинальная мощность (меньшая) обмотки, замкнутой накоротко, кВ · А; $P_{1\text{ ном}}$ — номинальная мощность питаемой обмотки, кВ · А; при этом должно соблюдаться соотношение $I_{\text{пр}} < 0,7I_{\text{ном}}$.

Напряжение прогрева трансформатора, когда мощности обмоток равны и не равны, а питание подается на обмотку большей мощности, определяют по формуле

$$U_{\text{пр}} = \frac{U_{\text{к.з}} U_{\text{ном}}}{100} \cdot \frac{I_{\text{пр}}}{I_{\text{ном}}},$$

где $U_{\text{к.з}}$ — напряжение короткого замыкания пары обмоток, участвующих в прогреве, %; $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение питаемой обмотки, кВ.

Если мощности обмоток, участвующих в прогреве, не равны и питание подается на обмотку меньшей мощности, то напряжение прогрева определяют по формуле

$$U_{\text{пр}} = \frac{U_{\text{к.з}} U_{\text{ном}} I_{\text{пр}} P_{2\text{ ном}}}{100 I_{\text{ном}} P_{1\text{ ном}}}.$$

Прогрев током короткого замыкания (как и прогрев постоянным током) запрещается производить в случае обнаружения неисправностей, указанных выше.

Сушка путем циркуляции нагретого масла. Этот способ допускается использовать для сушки активной части трансформатора на месте его установки (без демонтажа) и с отключением от сети.

Бак трансформатора соединяют двумя маслопроводами (всасывающим и нагнетающим) с системой принудительной циркуляции масла. В систему включают маслонагреватель, фильтры и масляный насос. Схема сушки может быть и незамкнутой, когда увлажнившееся масло, поглотившее из изоляции влагу, не используют, а заменяют постепенно сухим горячим маслом до полного высушивания изоляции. При незамкнутой схеме качество сушки выше, но требуется большое количество масла (примерно в 10 раз больше, чем масла в баке). При замкнутой схеме масло не успевает достаточно просохнуть и попадает в бак трансформатора менее гигроскопичным, чем свежее, поэтому сушка продол-

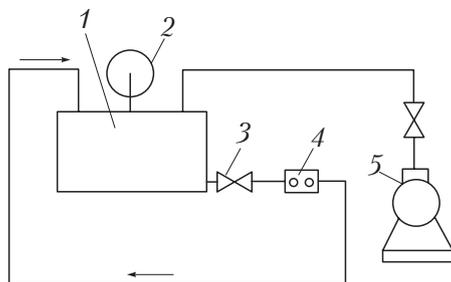


Рис. 15.10. Схема контрольной подсушки:
 1 — бак трансформатора; 2 — вакуумметр (измеритель остаточного давления); 3 — кран; 4 — насос;
 5 — вакуум-насос

жается дольше. Существует также опасность, что масло в замкнутой системе придет в полную негодность, его остатки попадут в каналы обмоток и магнитопровода и будут способствовать быстрому ухудшению вновь залитого свежего масла. Этот способ сушки особо пожароопасен и рекомендуется к применению лишь в исключительных случаях, когда возможность использования других способов сушки отсутствует.

Контрольная подсушка. Она отличается от контрольного прогрева тем, что осуществляется с применением вакуума 46,5 кПа (350 мм рт. ст.) при температуре верхних слоев масла, равной 80 °С (рис. 15.10).

Контрольная подсушка производится в том случае, если в результате контрольного прогрева характеристики изоляции не соответствуют нормам. В процессе контрольной подсушки через каждые 12 ч производят циркуляцию масла через трансформатор в течение 4 ч.

Подсушку прекращают, когда характеристики изоляции приходят в соответствие с нормами, но не ранее чем через 36 ч после того, как температура верхних слоев масла достигает 80 °С для трансформаторов мощностью до 80 000 кВ · А.

Если в результате контрольной подсушки трансформатора в масле характеристики изоляции не будут соответствовать нормам, то трансформатор подлежит сушке.

15.7. Сушка трансформаторов

Сушка активной части трансформаторов при наличии стационарных сушильных печей, которые имеются на всех крупных электроремонтных предприятиях, может быть как вакуумной, так и безвакуумной. При отсутствии печей сушку производят методом индукционных потерь в стали бака.

Вакуумная сушка осуществляется в вакуум-сушильных шкафах (рис. 15.11) и обеспечивает быстрое удаление влаги с небольшими энергетическими затратами. Наиболее экономичным является паровой обогрев, менее экономичен электрообогрев.

Активную часть трансформатора загружают в печь. Предварительно для контроля сушки концы обмоток соединяют между собой проводником и выводят наружу через проходной изолятор. Сушку начинают с прогрева при вакууме 80...85 кПа, постепенно увеличивая температуру до 95...105 °С. Прогрев трансформаторов мощностью до 100 кВ · А продолжается в течение 3 ч, большей мощностью — 5 ч. По окончании прогрева вакуум равномерно по-

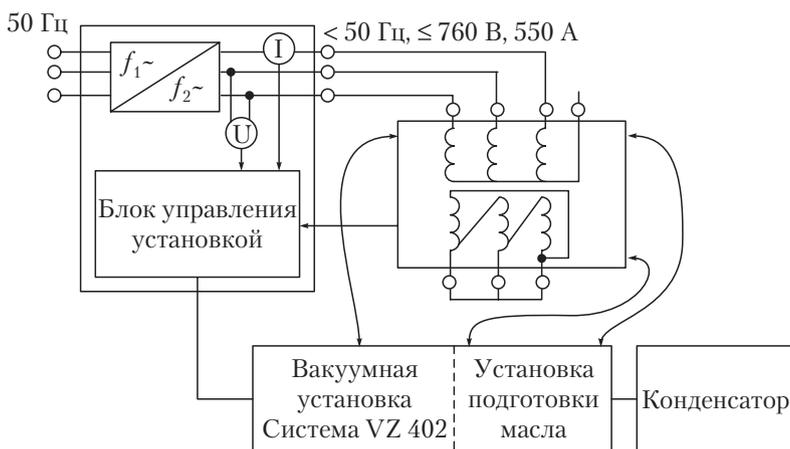


Рис. 15.11. Конфигурация установки для вакуумной сушки обмоток трансформатора с низкочастотным нагревом:

f_1 — сетевая частота 50 Гц; f_2 — частота тока нагрева; U , I — приборы для измерения напряжения и тока, сигналы которых используются в схеме регулирования системы

вышают и в течение 15 мин устанавливают остаточное давление около 40 кПа, которое выдерживают 1 ч. Затем в течение 15 мин повышают вакуум до максимально возможного и производят окончательную сушку.

В процессе сушки влагу из колонки конденсатора отбирают каждый час, ее количество и значение сопротивления изоляции записывают в журнал сушки. Когда в течение 3 ч подряд (по трем измерениям) выделения влаги из колонки не будет, а показания мегомметра будут соответствовать нормам, обогрев отключают.

Очень эффективным с точки зрения дальнейшей эксплуатации является непосредственная заливка активной части маслом в печи. В этом случае масло заполняет поры изоляции, которые прежде были заняты влагой.

Продолжительность вакуумной сушки зависит от степени увлажненности изоляции обмоток, вместимости печи, мощности вакуумных насосов и герметичности уплотнений и осуществляется в течение не менее 14 ч.

Характерный график вакуумной сушки приведена на рис.15.12.

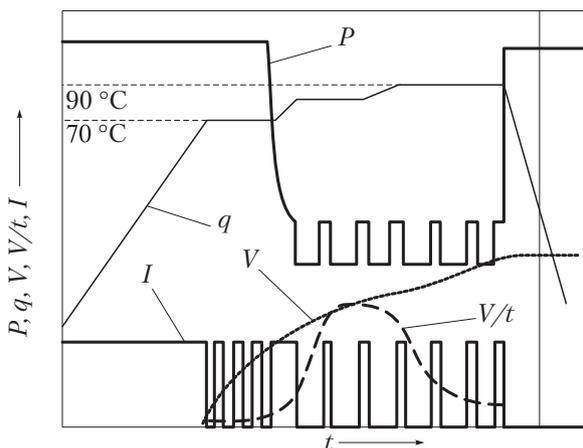


Рис. 15.12. Приближенное отображение процессов, происходящих при вакуумной сушке:

P — давление в баке трансформатора; q — средняя температура обмоток; V — суммарный выход воды; V/t — удельный выход воды за единицу времени; I — ток

Достоинствами вакуумной сушки являются быстрота, высокое качество и стабильная технология, а недостатками — необходимость постоянно поддерживать в исправном состоянии сложное и дорогостоящее оборудование и связанные с этим высокие эксплуатационные расходы.

Безвакуумная сушка осуществляется в стационарных тупиковых печах с электрическим, паровым, индукционным или калориферным подогревом. Активную часть трансформатора на тележке вкатывают в печь и включают обогрев. Сушка продолжается дольше, чем в вакуумной печи. Критерием окончания сушки является сопротивление изоляции, которое должно иметь устойчивое нормативное значение в течение 3...4 ч. Измеряют сопротивление изоляции в трех местах:

- 1) обмотки ВН по отношению к обмоткам НН, присоединенным к корпусу;
- 2) обмотки НН по отношению к обмоткам ВН, присоединенные к корпусу;
- 3) соединенные между собой обмотки ВН и НН по отношению к корпусу.

Для возможных замеров все выводные концы обмоток ВН и концы обмоток НН соединяют между собой. От этих соединений, а также от ярмовых балок (корпуса) выводят наружу провода.

Контроль температуры в печи осуществляется термопарами или другими термодатчиками. Для ускорения процесса в конце сушки рекомендуется проводить одну-две 20-минутные продувки печи теплым или окружающим сухим воздухом для удаления скопившихся в ней паров. При калориферном обогреве печей этого не требуется, так как воздух в печи постоянно циркулирует.

Сушка активной части в баке токами нулевой последовательности заключается в том, что к одной из обмоток трехфазного трансформатора подводят пониженное однофазное переменное напряжение и соединяют обмотки таким образом, чтобы возбуждаемые в стержнях магнитные потоки имели одинаковые значения и направления. Замыкаясь через воздух, металлические детали и бак, они вызывают в них потери от вихревых токов, обуславливающие нагрев. При такой сушке, как и при индукционной, теплота от металлических частей поступает через бумажную изоляцию к проводам, поэтому способ неэкономичен.

Для трансформаторов I и II габаритов со схемой соединения звезда — звезда и номинальными напряжениями 6300/230 В напряжение, подводимое к обмотке НН,

$$U = 200/\sqrt{S_{\text{ном}}},$$

где $S_{\text{ном}}$ — номинальная мощность трансформатора, кВ · А.

Необходимость подбора напряжения при других схемах соединения обмоток опытным путем, а также распайки обмоток при соединении одной из обмоток в треугольник или зигзаг относятся к существенным недостаткам данного способа. Поэтому область применения его крайне ограничена.

Сушка способом индукционных потерь в стали бака — самый распространенный способ сушки активных частей трансформаторов.

Бак трансформатора утепляют и обматывают намагничивающей обмоткой, которая может быть одно- (что вполне достаточно для трансформаторов I и II габаритов) или трехфазной. К обмотке подключают источник переменного тока от силовой сборки напряжением 220 или 380/220 В через двух- или трехполюсный автомат либо рубильник. При прохождении тока по обмотке в стальных стенках бака возбуждается магнитный поток, который, замыкаясь по периметру бака, вызывает в нем вихревые токи, нагревающие бак. Теплота от бака передается активной части.

Предварительными расчетами по эмпирическим формулам определяют количество витков намагничивающей обмотки, в которой при сушке (в зависимости от фактической температуры) изменяют количество витков. Для этого намагничивающая обмотка может быть выполнена с одним-двумя регулировочными ответвлениями. Сушку активной части можно осуществлять как с маслом, так и без него. В зависимости от этого механизм сушки разный. Масло является теплоносителем и одновременно гигроскопичной средой, отбирающей влагу из изоляции. В масле целесообразно сушить активную часть с промасленными обмотками, т. е. при ремонте без замены обмоток. Новые обмотки сушат без масла.

Зависимость удельного расхода мощности для прогрева трансформатора от периметра бака приведена в табл. 15.10.

Таблица 15.10

Удельный расход мощности для прогрева трансформатора

Периметр бака трансформатора, м	Удельный расход мощности, кВт/м ²
До 10	До 1,8
От 11 до 15	От 2 до 2,8
От 16 до 20	От 2,9 до 3,6
От 21 до 26	От 3,7 до 4

Число витков намагничивающей обмотки при питании однофазным током частотой 50 Гц

$$\omega = AU/I,$$

где A — коэффициент, определяемый по табл. 15.11; U — напряжение питания обмотки намагничивания, В; I — сила тока, А.

Зависимость значения коэффициентов A от удельного расхода мощности приведена в табл. 15.11.

Таблица 15.11

Зависимость значения коэффициента A от удельного расхода мощности ΔP при расчете числа витков намагничивающей обмотки

ΔP , кВт/мм ²	A	ΔP , кВт/мм ²	A	ΔP , кВт/мм ²	A
0,75	2,33	1,35	1,77	2,4	1,44
0,80	2,26	1,40	1,74	2,5	1,42
0,85	2,18	1,45	1,71	2,6	1,41
0,90	2,12	1,50	1,68	2,7	1,39
0,95	2,07	1,60	1,65	2,8	1,38
1,0	2,02	1,70	1,62	2,9	1,36
1,05	1,97	1,80	1,59	3,00	1,34
1,10	1,92	1,90	1,56	3,25	1,31
1,15	1,88	2,00	1,54	3,50	1,28
1,20	1,84	2,10	1,51	3,75	1,25
1,25	1,81	2,20	1,49	4,00	1,22
1,3	—	2,30	1,46		

Вопросы и задания для самоконтроля

1. Какие задачи решает экспертная система диагностирования трансформаторов?
2. По данным статистических отчетов определите ненадежные элементы трансформаторов.
3. В чем заключается суть метода эталонов, применяемого при диагностировании по хроматографическому анализу газов в масле?
4. Назовите стадии строительно-монтажных работ.
5. Укажите способы сушки активной части трансформатора и масла.

МОНТАЖ КОММУТАЦИОННЫХ И ГРОЗОЗАЩИТНЫХ АППАРАТОВ, РАЗЪЕДИНИКОВ И ПРОХОДНЫХ ИЗОЛЯТОРОВ



16.1. Монтаж разъединителей

Разъединители предназначены для отключения и включения под напряжением участков электрической цепи или отдельных аппаратов при отсутствии нагрузочных токов. Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат с видимым местом разъединения в воздухе. Видимый разрыв цепи при отключенных разъединителях наглядно подтверждает возможность безопасного приближения к отсоединенным частям электроустановки. При условиях, определенных в ПУЭ и ПТЭ, допускается включение и отключение разъединителями зарядных токов воздушных и кабельных линий, тока холостого хода трансформаторов и токов небольших нагрузок.

Ревизию разъединителей с приводами и устранение обнаруженных дефектов выполняют в мастерской. Там же комплектуют опорные конструкции, крепежные детали и материалы, которые вместе с разъединителем и приводом транспортируют к месту установки. Разъединитель и привод устанавливают таким образом, чтобы осевые линии, выверенные по отвесу и уровню, не отклонялись более чем на ± 2 мм.

Завершающей операцией при монтаже разъединителей является их регулировка. При этом проверяют и регулируют:

□ центровку ножей и их положение относительно неподвижных контактов (рис. 16.1);

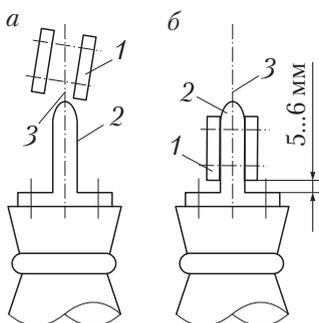


Рис. 16.1. Проверка положения ножей разъединителей по отношению к неподвижным контактам:
а — неправильное; *б* — правильное; 1 — нож; 2 — неподвижный контакт; 3 — ось симметрии

- угол поворота ножей при отключении; синхронность включения ножей трехполюсных разъединителей;
- плотность прилегания контактов;

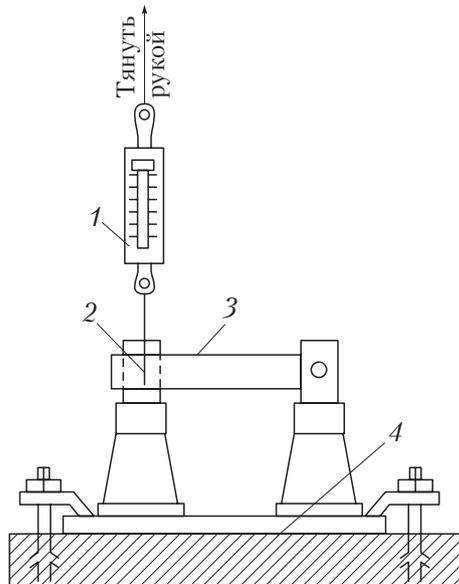


Рис. 16.2. Измерение усилия вытягивания ножей разъединителя:
 1 — динамометр; 2 — приспособление; 3 — нож; 4 — основание

- давление контактных пластин на ножи разъединителя;
- работу привода и сигнальных контактов.

Контролируют также действие ограничительных устройств привода и измеряют усилие вытягивания ножа из неподвижного контакта (рис. 16.2).



16.2. Монтаж выключателей нагрузки

Выключатели нагрузки и разъединители мощности предназначены для отключения токов нагрузки в электроустановках небольшой мощности, рассчитанных в нормальном режиме на напряжение 6...10 кВ.

Выключатель нагрузки ВНП-17 отличается от выключателя ВНП-16 наличием устройства для автоматического отключения при перегорании вставок предохранителя любой фазы.

Установка выключателя нагрузки допускается только в вертикальном положении на стене или в специальной конструкции. Раму выключателя подвешивают на двух болтах, выверяют по отвесу, определяют толщину необходимых прокладок и места их установки. Затем приступают к попеременной затяжке болтов, контролируя при этом правильность попадания ножей в горловины дугогасительных камер. После окончательной затяжки крепежных болтов следует еще раз убедиться в правильном вхождении ножей в камеры.

Все сочленения с приводом выполняют так же, как и при монтаже разъединителей. После установки на место выключателя и закрепления рамы необходимо убедиться в отсутствии перекосов, нарушения центровки ножей, а также в том, что обеспечена последовательность включения и отключения главных и дугогасительных контактов. Регулировку полного вхождения в гасительные камеры осуществляют изменением длины тяги. Опробование выключателя нагрузки проводят путем 25 включений и отключений, после чего не должно происходить нарушение регулировки работы выключателя с приводом.



16.3. Монтаж масляных выключателей

Подстанции и распределительные устройства на напряжение до 10 кВ промышленных предприятий комплектуются малообъемными (горшковыми) выключателями типов ВМГ-10, ВМП-10 и других, имеющими малые габариты и массу. Контакты таких выключателей облицованы дугостойкой металлокерамикой, что значительно увеличивает срок их службы. Дугогасительные устройства доступны для осмотра и ревизии, после осмотра не требуют повторной регулировки. Выводы допускают непосредственное присоединение алюминиевых шин.

Выключатель ВМП-10 поставляют в отрегулированном состоянии, без масла. Его установка сводится к прикреплению рамы болтами к основанию, проверке вертикальности аппарата, соединения выключателя с приводом и токоведущих частей с шинами распределительного устройства (РУ). При ревизии после монтажа и в эксплуатации выключатель осматривают, проверяют состояние его внутренних частей. Для этого с каждого полюса снимают нижнюю крышку с неподвижным контактом, распорный цилиндр и, проверив состояние внутренних частей, вновь устанавливают снятые детали. Нижняя крышка должна плотно прилегать к фланцу. Выключатель заливают чистым и сухим трансформаторным маслом до уровня по маслоуказателю; при этом проверяют наличие и количество масла в буфере. Затем проверяют регулировочные данные выключателя: ход подвижных контактов (240...245 мм), одновременность их замыкания и размыкания.

Для управления выключателями применяют следующие приводы: для ВМГ-10 — электромагнитный ПЭ-11 и пружинный ПП-67; для ВМП-10 — электромагнитный ПЭ-11 и пружинный ППМ-10.

Приводы для перечисленных масляных выключателей поступают на монтаж в собранном и отрегулированном виде. Малообъемные выключатели и приводы монтируют в мастерских, где их подвергают ревизии и предварительной регулировке. Там же по рабочим чертежам комплектуют и изготавливают опорные и крепежные конструкции и соединительные детали, необходимые для установки и сопряжения выключателей с приводами. Готовые аппараты в комплекте с деталями доставляют на монтажную пло-

щадку для установки. На месте монтажа привод крепят, соединяют с выключателем и проверяют их совместное действие.

Примечание. Масляные выключатели на многих предприятиях заменяют на элегазовые.

16.4. Монтаж опорных и проходных изоляторов



Опорные и проходные изоляторы предназначены для электрической изоляции токоведущих частей друг от друга и от земли, а также для крепления шин к стенам, конструкциям и т. п.

По способу установки и назначению изоляторы подразделяются на *подстанционные* и *аппаратные*, *опорные*, *проходные* и *подвесные* (последние называют также *линейными*). Кроме того, изоляторы изготавливают для внутренней и наружной установки.

До начала монтажа изоляторы тщательно осматривают, проверяют прочность армирования, состояние фарфора, убеждаются в отсутствии отбитых краев и сколов. Поверхность изолятора очищают, а в проходных изоляторах, кроме того, зачищают и смазывают техническим вазелином поверхность токоведущего стержня или шины.

Опорные изоляторы сначала устанавливают в крайних точках линии шин. Между ними натягивают шнур (или проволоку), а затем по шнуру устанавливают и выравнивают по высоте все изоляторы, подкладывая в случае необходимости под их основания толь или картон, а при установке на металлических конструкциях — листовую сталь. Прокладки не должны выступать за фланцы изоляторов, которые в свою очередь не должны быть «утоплены» в перегородках или стенах.

16.5. Монтаж шин



Для ошиновки закрытых распределительных устройств применяют плоские шины из алюминия и его сплавов. При токе до 200 А используют также плоскую, круглую или трубчатую сталь.

Технологические операции при выполнении ошиновки закрытых РУ и подстанций включают правку, резку, гнутье и монтаж контактных соединений. При отсутствии комплектных камер заводского изготовления работы по ошиновке для РУ цеховых подстанций (обработка контактных поверхностей, сварка соединений, сверление для болтовых соединений и изгибание) выполняют в мастерских по эскизам, составленным на основании предварительных замеров.

Изгибание шин выполняют по эскизам и шаблонам, изготовленным из стальной проволоки диаметром 3...15 мм. Виды изгибов шин приведены на рис. 16.3.

Способы крепления шин показаны на рис.16.4.

Компенсаторы состоят из набранных в пакет тонких (0,1...0,25 мм) медных или алюминиевых (соответственно материалу шин) лент, суммарная площадь сечения которых равна площади сечения шины. Ленты, сваренные по концам в общий монолит, как правило, приваривают встык в месте разреза шин.

Контактные соединения жестких шин при монтаже современных подстанций и РУ выполняют преимущественно электросваркой, а иногда используют болты и сжимы. Для соединения гибких

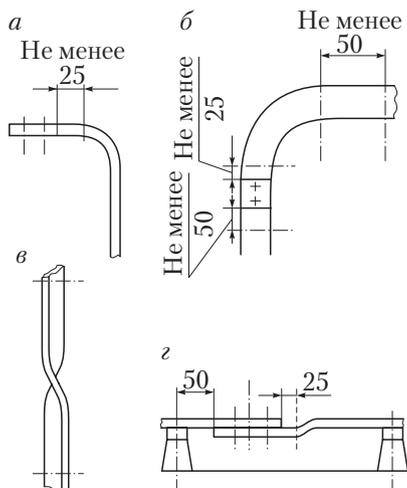


Рис. 16.3. Виды изгибов шин:

а — на плоскость; *б* — на ребро; *в* — «штопором»; *г* — «уткой»

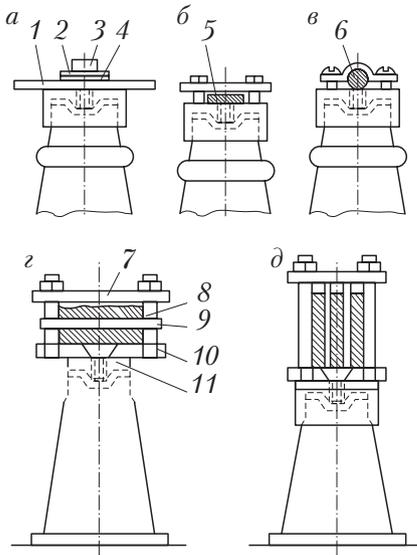


Рис. 16.4. Способы крепления шин:

а — однополосных плоским болтом; *б* — однополосных плоскими болтами и планкой; *в* — круглых (на головке изолятора) скобой; *г* — многополосных плоских плашмя в шинодержателях; *д* — многополосных плоских на ребро в шинодержателях; 1 — шина; 2, 4 — соответственно пружинящая и нормальная стальные шайбы; 3 — болт; 5 — планка; 6 — скоба; 7 — верхняя планка из стали или немагнитного материала; 8 — шпилька; 9 — вкладыш; 10 — нижняя планка; 11 — прокладка из электрокартона

шин и присоединения их к аппаратам применяют болтовые и пресуемые зажимы. Болтовые соединения жестких шин внахлест с помощью сквозных болтов или сжимных накладок (плит) используют только в случае присоединения к аппаратам или в местах, где необходим разъем шин. В остальных случаях применяют, как правило, сварку. Контакт плоских алюминиевых шин с медными стержневыми выводами аппаратов, рассчитанных на токи 600 А и более, осуществляют специальными медно-алюминиевыми переходными пластинами (медно-алюминиевая пластина состоит из отрезков медной и алюминиевой шин, сваренных встык на сварочной машине).

16.6. Монтаж токоограничивающих и грозозащитных аппаратов



Монтаж предохранителей высокого напряжения. Предохранители высокого напряжения служат для защиты электроустановок небольшой мощности от токов короткого замыкания и перегрузок. Они применяются для защиты силовых цепей (исполнение ПК — предохранитель с кварцевым заполнением) и цепей измерительных трансформаторов напряжения (исполнение ПКТ).

Предохранители монтируют на цоколе из швеллера или угловой стали и на стальной раме. Цоколь предохранителя или стальную раму устанавливают вертикально по разметке на болтах и выверяют с помощью уровня и отвеса по основным осям. Гайки затягивают равномерно, следя за тем, чтобы оси изоляторов одной фазы строго совпадали по вертикали с продольной осью патрона и контактных губок с допуском $\pm 0,5$ мм.

Перед монтажом предохранителя проверяют:

□ состояние фарфоровых изоляторов, трубок, стальных пружинящих скоб, контактных губок и ограничительных торцовых пластин;

□ армировку изоляторов и патронов;

□ исправность указателя срабатывания;

□ сохранность плавкой вставки и ее соответствие номинальному току патрона и предохранителя;

□ наличие надежного контакта между губками и патронами предохранителя.

Для ограничения токов короткого замыкания в электроустановках и сохранения уровня напряжения в сети применяются реакторы. Конструктивно реактор состоит из медной (тип РБ) или алюминиевой (тип РБА) обмотки, бетонных колонок и опорных фарфоровых изоляторов (рис. 16.5). Монтаж реактора заключается в ревизии, установке и сушке (при необходимости).

На место монтажа реактор доставляют в заводской упаковке. Перед установкой его освобождают от упаковки, очищают от пыли и стружек и подвергают тщательному осмотру для выявления дефектов, препятствующих нормальной работе реактора.

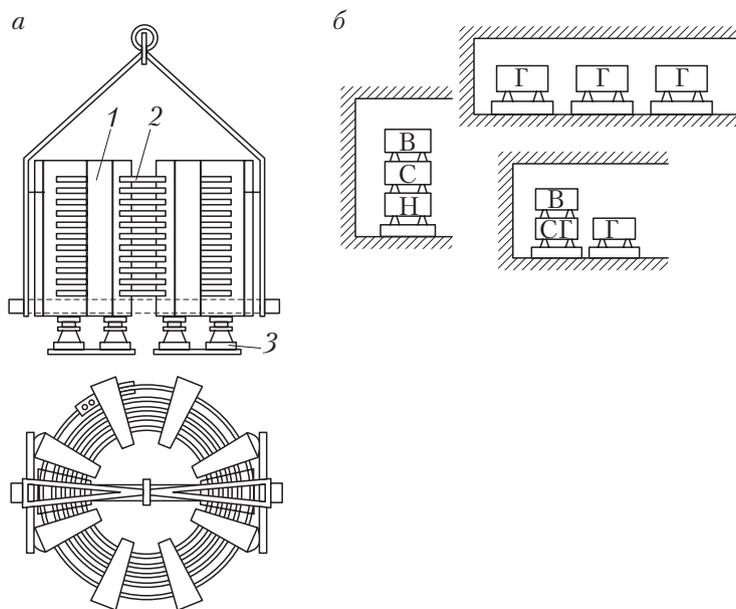


Рис. 16.5. Общий вид бетонного реактора РБА (а) и его фаз (б):
1 — бетонная колонка; 2 — катушка; 3 — изолятор

Три фазы реактора устанавливают или вертикально, или горизонтально, или ступенчато (рис. 16.5). Фазы реактора обозначают следующим образом: В — верхняя, С — средняя, Н — нижняя, Г — горизонтальная, СГ — средняя горизонтальная. Направление обмоток фаз С или СГ предусматривается обратным направлению обмоток остальных двух фаз комплекта реактора, что уравнивает электродинамическое усилие при коротком замыкании в фазах В и Н.

После установки реактор заземляют и подвергают испытаниям в соответствии с ПУЭ. Сопротивление изоляции обмоток не нормируется, но оно должно быть не менее 70 % значения, указанного в заводской документации.



16.7. Монтаж разрядников

Разрядники предназначены для защиты изоляции электроустановки и электрооборудования от коммутационных и атмосферных перенапряжений. На подстанциях на напряжение 6...10 кВ применяются преимущественно вентильные разрядники типа РВП (разрядник вентильный подстанционный). После тщательного осмотра разрядники устанавливают на опорные конструкции, выверяют по уровню и отвесу с подкладкой в необходимых случаях под цоколь отрезков из листовой стали и закрепляют на опорах с помощью хомута болтами.

Ограничители перенапряжений типа ОПН-КР/TEL-6 (10) (КР — тип ограничителя; TEL — наименование серии; 6 (10) — номинальное напряжение) (рис. 16.6) предназначены для защиты электрооборудования станций, воздушных линий и кабельных сетей напряжением 6...10 кВ переменного тока промышленной частоты от атмосферных и коммутационных перенапряжений. Это новый тип ограничителей перенапряжений в серии защитных аппаратов, изготавливаемых предприятием «Таврида электрик».

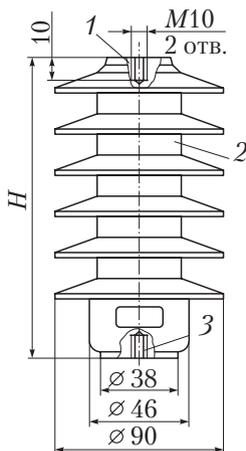


Рис. 16.6. Нелинейный ограничитель перенапряжений ОПН-КР/TEL-6 (10):

1, 3 — контактные выводы соответственно потенциальный и для заземления;
2 — корпус

Он соответствует требованиям международного стандарта МЭК 99-4 и ГОСТ 16357–83.

Ограничители типа ОПН-КР/ТЕЛ-6 (10) представляют собой разрядники без искровых промежутков с активной частью из металлооксидных нелинейных резисторов, изготавливаемых по керамической технологии из оксида цинка с небольшими добавками оксидов других металлов.

Высоконелинейная вольт-амперная характеристика резисторов гарантирует их длительное использование под действием рабочего напряжения, обеспечивая при этом глубокий уровень защиты от перенапряжений.

Резисторы спрессовываются в оболочку из полимерных материалов, которая обеспечивает заданную механическую прочность и изоляционные характеристики. Полимерный корпус надежно защищает резисторы от внешних воздействий на протяжении всего срока службы.



16.8. Ремонт пускорегулирующей аппаратуры

Наладка и испытание контакторов переменного тока. Контакторы электромагнитные воздушные переменного тока частотой 50 Гц серий КТ6000, КТП6000, КТ6000/2 предназначены для дистанционного включения и отключения приемников электрической энергии. Контакторы серий КТ6000, КТП6000 и КТ7000 рассчитаны на номинальное напряжение до 660 В, серии КТ6000/2 — на номинальное напряжение до 380 В (они предназначены для продолжительного режима работы при отсутствии напряжения в цепи питания катушки).

Конструкция контакторов всех типов допускает замену изнашиваемых частей без подгонки и применения специального инструмента. Ниже приводятся объем, нормы и методы проверки, регулировки и настройки контакторов перед их включением в работу, а также в условиях эксплуатации.

После установки контактора перед включением его в сеть необходимо удалить смазку с рабочих поверхностей якоря и сердечника чистой ветошью, смоченной в бензине, и проверить соответствие напряжения главной цепи и цепи управления по табличным

данным. Проверяется также соответствие проекту типа и номинальных данных контактора, целостность всех электрических соединений.

Следует удостовериться в том, что регулировка контактора не нарушена, для чего нужно:

убедиться в отсутствии заедания во всех подвижных частях контактора (включая узлы блок-контактов), несколько раз медленно от руки перемещая их до включенного состояния контактора (без камер и с надетыми камерами);

надежно закрепить провода, присоединенные к втягивающей катушке контактора;

проверить правильность включения контактора по схеме;

затянуть до отказа все зажимные винты и гайки;

путем двух-трех дистанционных включений и отключений контактора без тока в главной цепи проверить четкость его работы и устранить обнаруженные дефекты;

проверить соответствие растворов, провалов и нажатий главных контактов приведенным в табл. 16.1.

Таблица 16.1

**Растворы, провалы и нажатия контактов серий
КТ6000, КТП6000 и КТ7000**

Тип контактора	Начальное нажатие, кг (Н)	Конечное нажатие, кг (Н)
КТ6012, КТ6022, КТП6012, КТП6022, КТ7012, КТ7022	2,25...2,4 (22,05...23,52)	2,5...2,9 (25,4...28,42)
КТ6013, КТ6023, КТП6013, КТП6023, КТ7013, КТ7023	1,5...1,6 (14,7...15,68)	1,8...2,2 (17,64...21,56)
КТ6014, КТ6024, КТ7014, КТ7024	1,1...1,2 (10,78...11,76)	1,4...1,7 (13,72...16,66)
КТ7015, КТ7025	0,85...0,95 (8,33–9,31)	1,1...1,4 (10,78–13,72)

Примечание. Раствор контактов 7,5...8,5 мм; зазор, контролирующий провал, — 1,7... 2 мм

Контактные устройства подлежат обязательной периодической проверке, регулировке и настройке. При обычных условиях контактор следует осматривать после 50 тыс. срабатываний, а контак-

торы с защелкивающим механизмом — после каждых 2 тыс. срабатываний, но не реже 1 раза в месяц. Кроме того, осмотр контактора следует производить после каждого отключения аварийного тока.

Прежде чем приступить к осмотру контактора, его необходимо отключить от сети. Все гайки должны быть затянуты, контакторы (узлы и детали) очищены от пыли, грязи, копоти и коррозии, контакты протерты сухой ветошью, а при наличии нагара — ветошью, смоченной в бензине.

Запрещается чистить контакты наждачным полотном, так как кристаллы наждака врезаются в медь и ухудшают контакт. Контакты должны быть всегда сухими. Смазка поверхностей не допускается, так как от дуги она выгорает и продуктами горения загрязняет контактные поверхности, вследствие чего увеличивается нагрев контактов и создаются условия для их приваривания. При зачистке контактных поверхностей необходимо строго соблюдать первоначальную форму (профиль, радиус закругления) контактов для сохранения необходимого перекатывания контактов, беречь их и не злоупотреблять зачисткой, удаляя только капли и наплывы до выравнивания поверхности, а не до выведения раковин.

Серебряные контакты не обрабатываются напильником, а при обгорании протираются замшей. Если серебряная накладка изношена и в месте касания контактов появится медь, такой контакт необходимо сменить.

Контакты должны касаться линейно по всей ширине без просветов как в момент начального прикосновения, так и во включенном положении. При включении контакты должны касаться сначала верхними, а затем нижними частями (рис. 16.7), постепенно перекатываясь с незначительным скольжением, что поддерживает их поверхность в хорошем состоянии. При отключении процесс должен происходить в обратной последовательности. Правильность установки разрывных контактов проверяется тонкой папиросной или копировальной бумагой, заложенной между контактами перед их замыканием.

Замена главных контактов при их износе. Замену главных контактов, выполненных с накладками, производят после уменьшения толщины накладки на 80...90 % от первоначальной. Главные контакты, выполненные из меди, следует заменять после уменьше-

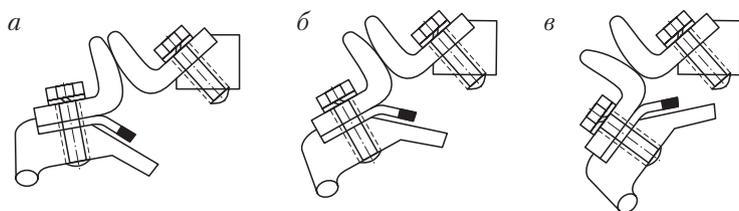


Рис. 16.7. Положения контактов:

a — момент начального соприкосновения; *б* — промежуточное положение; *в* — включенное положение

ния толщины накладки на 50 %. Срок службы контактов зависит от режима работы контактора и параметров нагрузки.

Все контакторы перед вводом в эксплуатацию должны пройти:

- ревизию механической части;
- проверку сопротивления изоляции;
- измерение сопротивления катушек постоянному току;
- испытание электрической прочности изоляции;
- измерение и регулировку нажатия на контактах и проверку

напряжения втягивания и отпадания контактов.

Измерение сопротивления изоляции. Сопротивление изоляции измеряют между всеми токоведущими частями и деталями, к которым при обслуживании возможны прикосновения, а также между токоведущими и заземленными частями контактора. Измерение производят с помощью мегомметра на напряжение 0,5...1 кВ. Наименьшее сопротивление изоляции должно быть равном 1 МОм.

Измерение производится на полностью собранном и подготовленном для эксплуатации контакторе в холодном (до начала испытания контактора) и нагретом (после испытания контактора на электрическую прочность изоляции) состоянии, а также при специальных испытаниях (в случае необходимости). Для проверки изоляции отдельных цепей, проводов и контакторов снимаются предохранители, провода отсоединяют от сборок зажимов панелей и проверяют изоляцию в целом по цепи, а в случае несоответствия изоляции нормам — по каждому элементу установки в отдельности.

Особенно тщательно нужно следить за изоляцией проводов, проложенных в стальных трубах. При недостаточной изоляции проводов следует убедиться в отсутствии воды в трубах (вода в трубы может попасть из грунта или появиться в результате конденсации). При ее наличии следует продуть трубы и просушить их сжатым подогретым воздухом.

Изоляцию катушек и контактов контактора целесообразно измерять совместно со схемой управления в целом. Отключение отдельных контакторов следует производить только для отыскания участка схемы с пониженной изоляцией. В тех случаях, когда при испытании выявляется плохая изоляция катушек, последние рекомендуется снять с сердечника контактора для сушки. Сушку желательно осуществлять в вакуумных камерах с температурой 80...90 °С. При отсутствии специальных камер катушки располагаются над горелками в зоне, имеющей температуру 60...70 °С.

Испытание электрической прочности изоляции. Изоляция контактов и их элементов с внутренними электрическими соединениями должна выдерживать без пробоя и перекрытия по поверхности испытательное напряжение 1 кВ переменного тока частотой 50 Гц. Испытания проводят между:

- входом и выходом каждого полюса при разомкнутых контактах;
- соседними контактами при замкнутых контактах;
- оболочкой контактора и всеми зажимами главных цепей и цепей управления контактором.

Схема испытания контактов повышенным напряжением 1000 В приведена на рис. 16.8. Испытательный трансформатор *TV* должен иметь коэффициент трансформации не выше 3000/100 В. Обычно применяются специальные трансформаторы с коэффициентом трансформации 100/(1500...2000) В, дающие возможность более плавно повышать и снижать напряжение, что является обязательным требованием при испытании изоляции. Питание трансформатора осуществляется от линейного напряжения через двухполюсный рубильник *SF*, предохранители *FU* и потенциометр *RR*. Ограничительное сопротивление *R* служит для уменьшения силы тока короткого замыкания при пробое изоляции. Значение сопротивления принимается около 1000...1500 Ом. Для того чтобы милли-

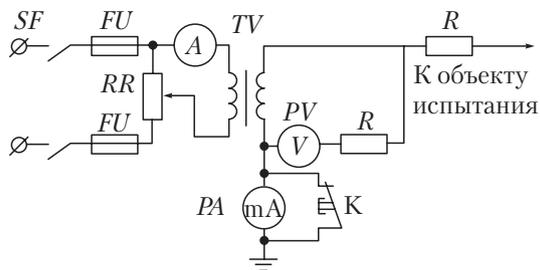


Рис. 16.8. Схема испытания контактов повышенным напряжением 1000 В

амперметр PA не измерялся ток потребления вольтметра PV , соизмеримый в ряде случаев с током утечки, вольтметр с добавочным сопротивлением R подключается параллельно обмотке трансформатора до миллиамперметра. Во избежание пробоя вольтметра высоким напряжением он включается со стороны заземленного вывода обмотки.

При отсутствии испытательного оборудования допускается замена испытания повышенным напряжением измерением сопротивления изоляции мегомметром на напряжение 2,5 кВ в течение 1 мин. Испытание мегомметром на 2,5 кВ следует считать успешным в том случае, если испытуемый участок схемы и аппаратура имеют сопротивление изоляции не менее 30...50 МОм. Если при испытании мегомметром на 2,5 кВ получен неудовлетворительный результат, то испытание переменным током при напряжении 1 кВ обязательно.

Измерение сопротивления катушек постоянному току. Измерение сопротивления катушек контакторов постоянному току осуществляется с целью проверки соответствия их напряжению питающей сети. Сопротивление может быть измерено с помощью амперметра и вольтметра. Амперметр, включенный последовательно с измеряемым сопротивлением, может быть отградуирован непосредственно в омах.

Указанный принцип измерения используется в простейших омметрах (последовательная схема омметра), но их показания зависят от колебаний напряжения. Для исключения влияния колебаний напряжения источника питания вместо амперметра и вольт-

метра можно применить один прибор, измеряющий соотношение токов и называемый логотроном.

При вводе в эксплуатацию новой аппаратуры выполняют выборочные измерения и результаты измерений сопротивления катушек одинаковых аппаратов сравниваются. Отклонения от номинала обычно не должны превышать $\pm 10\%$. Измерение сопротивления постоянному току катушек производят также при отсутствии на катушке маркировки, несоответствии обозначенного ее рабочего напряжения проектному и т. п.

Регулировка контактов контакторов. Основными параметрами контактного устройства являются *раствор контактов*, *провал контактов* и *нажатие контактов*, поэтому они подлежат обязательной периодической проверке и регулировке в соответствии с данными, приведенными в табл. 16.1.

Раствор и провал главных контактов измеряют шаблоном или нутромером в местах, показанных на рис. 16.9.

Провал главных контактов контролируют в замкнутом положении магнитной системы контактора. При полной величине провала контакта обеспечивается полное конечное нажатие на контакт. По мере износа контактов провал уменьшается, следовательно, уменьшается и конечное нажатие на контакт, что может привести к его перегреву. Не допускается, чтобы величина зазора, контролирующего провал, была меньше половины его первоначальной величины, указанной в табл. 16.1.

В контакторах серии КТ6000/2 провал главных контактов устанавливается вращением одного регулировочного винта в контакторах на токи силой 160 А или двух регулировочных винтов

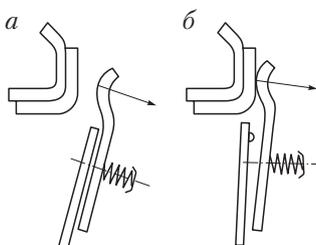


Рис. 16.9. Измерение нажатия главных контактов:
а — начального; б — конечного

в контакторах на токи силой 250, 400 и 630 А. Конструкция контактной системы контакторов серий КТ6000, КТП6000 и КТ7000 допускает без смены контактов двукратное восстановление провала, которое производится вращением регулировочного винта (в контакторах на 100 и 160 А), втулки (в контакторах на 400 А) и регулировочных винтов (в контакторах на 250 и 630 А).

Величина зазора, контролирующего провал, замеряется щупом. Желательно, чтобы величины провалов контактов были максимальными. Установив нужный зазор и убедившись в отсутствии перекоса подвижного контакта, регулировочные винты необходимо законтрить гайкой, а втулки зафиксировать лепестками пластины.

Проверка одновременности касания контактов. Одновременность касания главных контактов проверяют щупом, контролирующим зазор между контактами, когда другие контакты касаются друг друга. Удобно контролировать одновременность касания контактов с помощью электрической лампочки напряжением 3...6 В, включенной последовательно в цепь контактов. Неодновременное касание новых контактов допускается до 0,3 мм. Следует иметь в виду, что чем точнее отрегулированы провалы, тем меньше вероятность неодновременного касания контактов.

Проверка растворов контактов. Растворы контактов, проверяемые калибром, должны соответствовать размерам, указанным в табл. 16.1. При несоответствии размеров нормативным их приводят в норму поворотом эксцентричного бруска упора якоря вокруг оси (контакторы серий КТ6000/2). В контакторах серий КТ6000, КТП6000, КТ7000 (кроме КТП6050) раствор контактов регулируется поворотом упора вокруг оси на 90°. В этих контакторах предусмотрено несколько положений упора, определяющих ступени регулировки раствора.

Проверка нажатия контактов. Нажатие главных контактов определяется упругостью контактных пружин, которые регулируются по максимальному значению, указанному в табл. 16.1. Регулировка осуществляется таким образом, чтобы после износа контактов упругость не была ниже допустимой. Степень износа контактов (сухарей) определяется величиной провала. Если в результате износа она окажется меньше минимального значения,

указанного в табл. 16.1, то контакты следует заменить новыми. При измерении нажатия необходимо следить за тем, чтобы линия натяжения была примерно перпендикулярна к плоскости касания контактов.

Начальное нажатие — это усилие, создаваемое контактной пружиной в точке первоначального касания контактов. Недостаточное начальное нажатие приводит к оплавлению или привариванию контактов, а увеличенное начальное нажатие может привести к нечеткому включению контактора или застреванию его в промежуточных положениях. Проверка начального нажатия осуществляется при разомкнутых контактах (при отсутствии тока в катушке). Практически контроль начального нажатия контактов выполняется не на линии касания контактов, а между подвижным контактом и рычагом с помощью динамометра, полоски тонкой бумаги и петли (например, из стальной проволоки или киперной ленты).

Места измерения начального и конечного нажатия контактов показаны на рис. 16.9.

Петля накладывается на подвижный контакт, а тонкая бумажная лента вкладывается: для контакторов на 100 и 160 А — между выступом вала и регулировочным винтом; для контакторов на 400 А — между держателем и регулировочной втулкой; для контакторов на 250, 400 и 630 А — между держателем и двумя регулировочными винтами. Затем натяжением динамометра определяется усилие, при котором полоска бумаги легко вытягивается. Если натяжение не соответствует данным, приведенным в таблице, то вращением регулировочных винтов, гаек и втулок необходимо изменить затяжку контактной пружины. После установки требуемого нажатия регулировочные приспособления следует закрепить, чтобы настройка не нарушилась.

Конечное нажатие характеризует давление контактов при включенном контакторе. Соответствие этого показателя табличным данным возможно только для новых контактов. По мере их износа величина конечного нажатия будет уменьшаться.

Для измерения конечного нажатия необходимо произвести полное включение контактов, для чего якорь магнитной системы прижимают к сердечнику и заклинивают либо подключают втяги-

вающую катушку на полное напряжение. Между контактами зажимается полоска тонкой бумаги. На подвижный контакт надевается петля (как при измерении начального натяжения), которая оттягивается крюком динамометра до тех пор, пока контакты не разойдутся настолько, что бумагу можно будет передвигать. Динамометр при этом фиксирует величину конечного нажатия на контактах. Конечное нажатие не регулируется, но контролируется. При его несоответствии указанному в табл. 16.1 необходимо заменить контактную пружину и весь процесс настройки выполнить сначала.

Испытание работы электрической схемы контактора. Схемы испытания контакторов показаны на рис. 16.10.

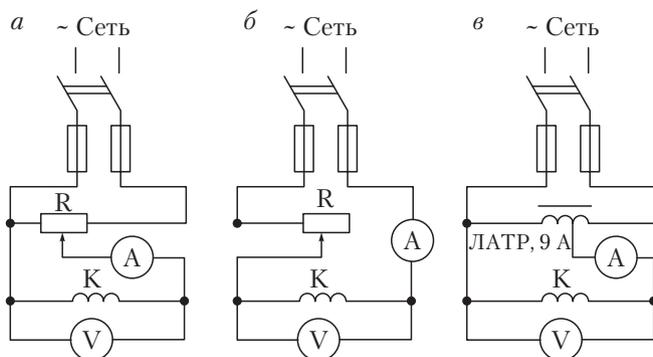


Рис. 16.10. Схемы испытания контакторов:

a — с током вытягивания катушек до 2 А; *б, в* — с током втягивания катушек более 2 А

После регулировки и настройки контактора на его оперативные цепи подается напряжение при отключенных силовых цепях.

Нажатием соответствующих кнопок управления («Пуск», «Вперед», «Назад», «Стоп»), замыканием и размыканием контактов в цепи включающей катушки проверяют правильность действия контактора и его электрических блокировок. Сбои и неправильности в работе схемы устраняют проверкой схемы контактора по обозначениям на его внутренней схеме соединений. Если такая проверка не дает положительного результата, то необходимо прозвонить мегомметром соответствующие цепи, предварительно

снят напряжение с оперативных цепей контактора. Окончательная проверка работы контактора производится подачей напряжения на его силовые цепи.

Вопросы и задания для самоконтроля

1. Назовите особенности монтажа опорных изоляторов и шин.
2. Каково назначение разрядников?
3. Укажите особенности ухода за серебряными контактами.
4. В чем заключаются особенности регулировки контактов контакторов?

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

17.1. Эксплуатация воздушных линий электропередачи напряжением до 10 кВ



При приемке в эксплуатацию новой ВЛ напряжением до 1 кВ сдающая организация передает эксплуатирующей организации следующую документацию:

- проект линии с расчетами и изменениями, внесенными в процессе строительства и согласованными с проектной организацией;
- исполнительную схему сети с указаниями на ней сечений проводов и их марок, защитных заземлений, средств молниезащиты, типов опор и другие параметры;
- акты осмотра выполненных переходов и пересечений, составленные совместно с представителями заинтересованных организаций;
- акты на скрытые работы по устройству заземлений и заглублений опор;
- описание конструкции заземлений и протоколы измерений сопротивления заземляющего устройства;
- паспорт линии, составленный по установленной форме;
- инвентарную опись вспомогательных сооружений линии, сдаваемого аварийного запаса материалов и оборудования;
- протокол контрольной проверки стрел провеса и габаритов линий в пролетах и пересечениях;
- акт о равномерности распределения нагрузки по фазам;
- акты испытаний.

При приемке ВЛ напряжением 10 кВ и выше кроме перечисленной документации должны быть переданы трехлинейная схема, журналы соединений проводов; журнал по монтажу заземления опор, журнал монтажа проводов и тросов на анкерных участках.

Включение ВЛ под рабочее напряжение производится после допуска линии в эксплуатацию в соответствии с Правилами пользования электрической энергией. На опорах линий должны быть установлены (нанесены) обозначения, предусмотренные ПУЭ. На первой опоре от источника питания указывается наименование ВЛ.



17.2. Осмотр воздушных линий

Система эксплуатационного обслуживания ВЛ включает *техническое обслуживание и ремонт*.

К техническому обслуживанию ВЛ относятся работы по систематическому и своевременному предохранению отдельных конструкций и деталей от преждевременного износа путем проведения профилактических измерений и устранения мелких повреждений и неисправностей:

- обходы и осмотры ВЛ;
- установка, замена и осмотр трубчатых разрядников;
- измерение сопротивления соединений проводов (болтовых плашечных и болтовых переходных);
- контроль тяжения в оттяжках опор;
- проверка и подтяжка болтовых соединений и гаек анкерных болтов;
- осмотр конструктивных элементов ВЛ при приемке их в эксплуатацию;
- наблюдение за работами, проводимыми вблизи линии электропередачи сторонними организациями;
- замена отдельных элементов ВЛ и выправка отдельных опор;
- измерения и испытания, направленные на повышение уровня их технического обслуживания;
- мероприятия, связанные с охраной линий;
- чистка изоляции;

□ вырубка деревьев (угрожающих разрастанием в сторону линий на недопустимые расстояния), обрезка сучьев на отдельных деревьях, расчистка участков трассы от кустарника;

□ замена нумерации и предупредительных плакатов.

Периодические обходы ВЛ проводятся с целью наблюдения за состоянием линии и ее трассы и выявления неисправностей, которые могут быть обнаружены при осмотре линии с земли. Периодичность осмотров — не реже 1 раза в 6 месяцев. На участках линии, где часто наблюдаются повреждения, а также на линиях, подверженных загрязнению или воздействию каких-либо других внешних факторов, которые могут вызвать повреждения, сроки между периодическими обходами могут быть сокращены до одного месяца.

Обходы ВЛ осуществляет электромонтер. Кроме того, 1 раз в год производится ее осмотр инженерно-техническим персоналом с целью определения объема ремонтных работ, проверки общего состояния линии специалистами более высокой квалификации.

При осмотре опор ВЛ необходимо обратить внимание на их наклон поперек и вдоль линии, проседание грунта у оснований опор, наличие в креплениях деталей опор болтов и гаек, трещин сварных швов; определить состояние номеров, условных наименований линий, предупредительных плакатов по технике безопасности, количество и ширину раскрытия трещин железобетонных опор, ослабление и повреждение оттяжек опор, наличие на опорах птичьих гнезд.

При осмотре трассы ВЛ следует обратить внимание на растущие поблизости деревья, различные предметы (лесоматериалы и др.), высоту зарослей.

При осмотре проводов и тросов обращают внимание на наличие оборванных или перегоревших жил, следов оплавления и разрегулировки проводов, набросов, усталостных разрушений в месте крепления провода, коррозии проводов и тросов, неисправности петель проводов на анкерных опорах.

При осмотре изоляторов обращают внимание на следы перекрытия гирлянд и отдельных элементов, отклонение от нормального положения подвесных гирлянд вдоль линии, отсутствие замков или шплинтов в гирлянде, ржавление арматуры, загрязненность и сколы тарелок изоляторов, трещины в шапках изоляторов, наличие птичьего помета на гирлянде.

При осмотре арматуры необходимо следить за тем, чтобы не было гаек, шплинтов, шайб на деталях арматуры, следов перегрева на натяжных зажимах и соединителях, коррозии зажимов и арматуры. Наличие вытяжки или проскальзывания проводов в зажимах обнаруживают с помощью тепловизионной съемки.

При осмотре заземляющих устройств и средств защиты от атмосферных перенапряжений обращают внимание на состояние заземляющих спусков на опоре и указателей срабатывания разрядников.

По окончании обхода линий электромонтер заполняет листок осмотра и сдает его мастеру, который составляет план работы с указанием сроков устранения дефектов.

На линиях напряжением 10 кВ и выше не реже 1 раза в 6 лет производится верховой осмотр с выборочной проверкой состояния проводов и тросов в зажимах.

Внеочередные (специальные) осмотры ВЛ электропередачи производят при возникновении условий, которые могут вызвать повреждения линий, а также после автоматических отключений, даже если работа линии не нарушена. Цель осмотров при гололедно-изморозевых отложениях — наблюдение за скоростью гололедообразования и размерами гололедных отложений для организации их своевременной плавки.

Целью внеочередных обходов после автоматического отключения линии является определение места и причины ее отключения, необходимости и объема ремонтных работ.

17.3. Эксплуатация воздушных линий напряжением 0,38 кВ с самонесущими изолированными проводами



Воздушные линии напряжением 0,38 кВ с самонесущими изолированными проводами (СИП) относятся к электроустановкам напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью.

Надежность работы воздушных линий с изолированными проводами (ВЛИ) по сравнению с ВЛ повышается за счет отсутствия

стеклянной линейной изоляции, а также последствий климатических воздействий: исключены схлестывания проводов под воздействием ветра и гололеда, а также вследствие касания веток деревьев; практически не происходят обрывы проводов благодаря применению изолированных проводов повышенной механической прочности; отсутствуют отключения из-за попадания на провода различных предметов.

Испытания ВЛИ предусматриваются перед вводом в эксплуатацию, а также в процессе работы. При эксплуатации устанавливается следующая периодичность испытаний: первое — через год после включения линии в работу, последующие — при необходимости (после ремонта, реконструкции, подключения новых нагрузок и т.п.). Профилактические испытания изоляции мегомметром на 2,5 кВ выполняются при необходимости, но не реже 1 раза в 6 лет. Испытания проводятся после отсоединения (отключения) от линии всех потребителей.

Испытания изоляции жил СИП, их соединений и ответвлений от них выполняются при необходимости, но не реже 1 раза в 6 лет.

Измерение общего сопротивления всех заземлителей нулевого провода, а также отдельных заземлителей опор, имеющих наружные спуски с доступными с земли болтовыми соединениями, проводятся не реже 1 раза в 6 лет. Измерения должны выполняться в периоды максимального высыхания грунта.

Выборочный контроль состояния заземлителей с их раскопкой и замером сопротивления производится выборочно на 2 % железобетонных опор в местах возможного их повреждения, агрессивных грунтах и населенной местности не реже 1 раза в 12 лет.

Визуальный контроль наличия цепи между заземлителями и заземляемыми элементами осуществляется ежегодно при осмотрах ВЛИ.

Измерение силы тока однофазного короткого замыкания на нулевой провод выполняется при изменении длины или площади сечения проводов ВЛИ (или ее участков), но не реже 1 раза в 12 лет.

Результаты испытаний оформляются протоколом и заносятся в паспорт линии.

17.4. Профилактические испытания воздушных линий



Профилактические испытания, проверки и измерения проводятся с целью определения состояния отдельных элементов линии и выявления дефектов, которые не могут быть обнаружены путем ее осмотра.

Ниже указаны профилактические проверки и измерения, выполняемые на воздушных линиях электропередачи.

1. Измерения габаритов линии и проверка разрегулировки проводов и тросов. Фактическая стрела провеса проводов и тросов не должна отличаться от расчетной более чем на $\pm 5\%$. Разрегулировка проводов любой фазы по отношению к другой, а также разрегулировка тросов допускается не более чем на 10% проектного значения при условии соблюдения необходимого расстояния до земли и пересекаемых объектов. Расстояния от проводов до земли и различных пересекаемых объектов в местах сближения с ними должны быть не менее установленных ПУЭ.

2. Контроль соединения проводов. При эксплуатации состояние проводов, тросов и их соединений определяется визуально при осмотрах линии. Электрические измерения болтовых соединений линий напряжением 35 кВ и выше производят 1 раз в 6 лет.

3. Проверка электрического сопротивления соединений проводов, выполненных обжатием, опрессовкой, сваркой и скруткой. Электрическое сопротивление таких соединений с течением времени не меняется и не превышает значения, равного $1,2$ значения сопротивления целого провода той же марки. Поэтому периодическая проверка состояния перечисленных типов соединений проводов и тросов в процессе эксплуатации не требуется.

4. Контроль изоляторов. Измерение сопротивления изоляции подвесных и опорных многоэлементных изоляторов выполняется в сроки, установленные системой планово-предупредительного ремонта, но не реже 1 раза в 6 лет (за исключением стержневых и подвесных изоляторов из закаленного стекла). Сопротивление каждого подвесного изолятора или элемента многоэлементного изолятора должно быть не менее 300 МОм . Контролируют многоэлементные изоляторы специальной штангой под напряжением.

5. Измерение сопротивления заземления опор и тросов, а также повторных заземлений нулевого провода. Оно осуществляется не реже 1 раза в 10 лет на всех опорах с разрядниками и защитными промежутками, на опорах с электрооборудованием, а также на тросовых опорах линий напряжением 10 кВ и выше при обнаружении на них следов перекрытий или разрушений изоляторов электрической дугой. На остальных опорах производится выборочное измерение (2 % общего количества опор с заземлителями в населенной местности и на участке с наиболее агрессивными, оползневыми, выдуваемыми или плохо проводящими грунтами).

Сопротивление заземляющих устройств зависит от удельного сопротивления грунта ρ . Например, для опор на напряжение выше 1000 В, на которых подвешен трос или установлены устройства грозозащиты, а также для железобетонных и металлических опор на напряжение 3...10 кВ, установленных в населенной местности, сопротивление заземляющего устройства при $\rho = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ равно 10 Ом, а при $\rho > 500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ — 20 Ом.

Сопротивление заземляющих устройств железобетонных и металлических опор в сети с изолированной нейтралью должно быть не выше 50 Ом. Измерение сопротивления заземляющих устройств воздушных линий напряжением до 1000 В производится на всех опорах с заземлителями грозозащиты и повторными заземлителями нулевого прохода. Измерение сопротивления остальных железобетонных и металлических опор осуществляют выборочно (2 % общего числа опор).

Сопротивление заземляющего устройства при напряжении 380/220 В и удельном сопротивлении грунта $\rho < 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ составляет 30 Ом. Если $\rho > 100 \text{ Ом/м}$, то сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 0,3 ρ . Для измерения сопротивления заземления опор применяют измеритель сопротивления заземления типа Ф4103. Прибор М-416 для измерения сопротивления заземляющих устройств использовать нельзя. Рекомендуется выполнять измерения при наибольшем удельном сопротивлении грунта (летом в сухую погоду).

Для измерения сопротивления заземления металлических и железобетонных опор с грозозащитными тросами необходимо

производить отсоединение и изоляцию троса от опоры, так как контур заземления данной опоры через трос электрически связан с контурами заземления других опор.

17.5. Конструкция, защита и заземление воздушных линий электропередачи с изолированными проводами



Конструкция ВЛИ. По конструкции самонесущие изолированные провода относятся к изолированным незащищенным проводам и состоят из несущей неизолированной или изолированной жилы, используемой в качестве нулевого провода, и нескольких навитых на него изолированных жил — фазных и уличного освещения.

На участках совместной подвески нескольких ВЛИ на СИП вблизи опоры закрепляются бирки с указанием диспетчерского номера линии. Бирки и надписи на них должны быть устойчивы к атмосферным воздействиям. Для определения фаз при подключении к линии потребителей провода должны иметь по всей длине заводскую маркировку фазных проводов и проводов уличного освещения.

Нагрузочная способность СИП. Длительно допустимая температура нагрева токопроводящих жил током не должна превышать 70 °С для проводов, изолированных термопластичным полиэтиленом, и 90 °С для проводов, изолированных сшитым полиэтиленом. Кратковременно допустимая температура жил при коротких замыканиях не должна превышать 130 °С для проводов с изоляцией из термопластичного полиэтилена и 250 °С — из сшитого полиэтилена. Длительно допустимые токовые нагрузки на провода зависят от их сечения, температуры окружающей среды и интенсивности солнечной радиации (для условий Беларуси 600 Вт/м²).

Допустимые длительные и кратковременные токи для самонесущих изолированных проводов с алюминиевыми жилами с изоляцией из термопластичного и сшитого полиэтилена приведены в табл. 17.1.

Таблица 17.1

Допустимые длительный и кратковременный токи для СИП

Сечение жилы, мм ²	Длительный ток, А, при температуре воздуха, °С		Кратковременный ток, А, при длительности короткого замыкания, с	
	25	40	1	3
<i>С алюминиевыми жилами с изоляцией из термопластичного полиэтилена</i>				
10	60	40	600	300
16	70	45	1000	500
25	95	60	1500	800
35	110	65	2000	1200
50	140	85	3000	1700
70	170	95	4000	2400
95	200	110	5000	2900

С изоляцией из сшитого полиэтилена

10	80	65	900	500
16	95	80	1400	800
25	125	105	2300	1300
35	150	120	3200	1800
50	195	160	4600	2600
70	240	190	6400	3700
95	280	225	7600	4400

Рекомендации по выбору защиты. Для защиты ВЛИ от коротких замыканий применяются, как правило, автоматические выключатели с тепловыми и электромагнитными расцепителями или предохранители. Поскольку СИП не допускают перегрева, требуется его проверка на термическую стойкость при коротких замыканиях по условию

$$S \geq I_{к.з} \sqrt{t/k},$$

где S — площадь сечения токопроводящей жилы, мм²; $I_{к.з}$ — сила тока короткого замыкания, А; t — время прохождения короткого замыкания КЗ, с; k — коэффициент, учитывающий материал изоляции провода (59 и 97 для изоляции соответственно из термопластичного полиэтилена и сшитого полиэтилена).

При выполнении защиты с выдержкой времени, не зависящей от тока, проверка осуществляется по току трехфазного короткого замыкания, возникающему в начале линии напряжением 0,38 кВ, а с зависящей от тока — как по максимальному (трехфазное короткое замыкание в начале линии), так и по минимальному (однофазное короткое замыкание в конце линии) току.

Заземление. Грозозащитные заземления выполняются:

□ на опорах через 120 м; на опорах с ответвлениями к вводам в помещениях, в которых может быть сосредоточено большое количество людей (школы, ясли, больницы и т. д.) или представляющих большую хозяйственную ценность (животноводческие помещения, склады, мастерские и т. п.);

□ на конечных опорах, имеющих ответвления к вводам; за 50 м от конца линии (как правило, на предпоследней опоре);

□ на опорах в створе пересечения с ВЛ более высокого напряжения.

Повторные заземления нулевого провода для ВЛИ выполняются, как и для ВЛ напряжением 0,38 кВ, на деревянных и железобетонных опорах.

Сопротивление повторного заземлителя зависит от удельного сопротивления грунта ρ и количества заземлителей на линии.

Общее сопротивление растеканию тока заземлителей линии (в том числе и естественных) в любое время года должно быть не более 10 Ом.

Заземляющие проводники для повторных и грозозащитных заземлений следует выполнять из круглой стали или проволоки диаметром 6 мм.

Вопросы и задания для самоконтроля

1. Укажите перечень документов, которые передаются эксплуатирующей организации.
2. Какова структура технического обслуживания воздушных линий?
3. Укажите периодичность испытаний воздушных линий с изолированными проводами.
4. С какой периодичностью измеряется сопротивление заземления опор и тросов?

Заключение

Автор отдает себе отчет в том, что данное учебное пособие не исчерпывает весь спектр проблематики эксплуатации и технического диагностирования электрооборудования промышленных предприятий и электрических сетей.

Однако рассмотренные здесь технические аспекты и практические способы решения эксплуатационных задач позволяют энергетикам более успешно обеспечивать управление старением электрооборудования и, соответственно, увеличивать его срок эксплуатации на научной основе.

Комплексное техническое диагностирование электрооборудования является интеллектуальным ядром научных исследований проблем перехода от регламентного текущего и капитального ремонтов оборудования к ремонту по техническому состоянию по результатам технического диагностирования. Решение этой государственной задачи позволит Министерству энергетики снизить себестоимость электрической и тепловой энергии, а промышленным потребителям — уменьшить долю затрат в структуре себестоимости продукции. Техническая диагностика — сравнительно молодая наука. Соединение достоинств фундаментальных и прикладных задач — известная мечта не только каждого отдельного ученого, но и самой практики. Академик А.П. Александров в свое время писал «нет лучшей практики, чем хорошо разработанная теория».

Техническая диагностика как наука разрабатывает методы, методики, приборы, а техническое диагностирование — это процесс анализа старения оборудования с использованием этих методов и приборов.

При умелом использовании технической диагностики и технического диагностирования можно ответить на вопросы, где, когда и почему может возникнуть дефект, который в определенных условиях может привести к технологической или экологической катастрофе.

Арматура для крепления проводов и тросов ВЛ

Сцепная арматура

Серьга для комплектации изолирующих подвесок проводов и молниезащитных тросов ВЛ, для непосредственного соединения с шапками подвесных изоляторов, реже — с головками ушек.



Ушко для соединения стержня подвесного изолятора или серьги с другой линейной арматурой, для запирания стержня изолятора или пестика серьги в гнезде комплектуется W-образным замком.



Скоба для образования шарнирного цепного соединения. Они позволяют осуществлять переход со скобы одного вида нагрузок на скобы соседнего (большого или меньшего) ряда нагрузок через цепное соединение.



Коромысло для крепления двух проводов к изолирующей подвеске. Обеспечивает соединение типа палец — проушина.



Коромысло трехлучевое универсальное типа ЗКУ для крепления трех проводов к изолирующей подвеске. Обеспечивает соединения цепного типа.





Коромысло однореберное трехлучевое типа КТЗ для крепления трех проводов к изолирующей подвеске.



Звено промежуточное трехлапчатое типа ПРТ для удлинения изолирующих подвесок.



Звено промежуточное двойное типа 2ПР для удлинения изолирующих подвесок.



Звено промежуточное вывернутое типа ПРВ для изменения оси шарнирности элементов изолирующей подвески.



Звено промежуточное монтажное типа ПТМ для удобства монтажа натяжных и поддерживающих изолирующих подвесок.



Звено промежуточное двойное типа 2ПРР для установки коромысел типа 3КЛ, 5КЛ, 8КЛ.

Звено промежуточное типа ПТР (талпер) для плавной регулировки длин изолирующей подвески. Одновременно обеспечивает переход от арматуры одного ряда нагрузок к другой.



Звено промежуточное регулируемое типа ПРР для ступенчатой регулировки длины изолирующей подвески.



Узел крепления типа КГП для крепления с подвижностью в двух взаимно перпендикулярных плоскостях поддерживающих подвесок проводов и крепления молниезащитного троса к металлическим траверсам опор.



Натяжная арматура

Зажим натяжной клиновой НК-1–1 для крепления алюминиевых и медных проводов сечением площадью от 16 до 95 мм² к натяжным подвескам анкерно-угловых опор.



Зажим натяжной клиновой коушный типа НКК для крепления сталеалюминиевых проводов сечением площадью от 10 до 50 мм² и стальных канатов сечением площадью от 25 до 86 мм² к натяжным подвескам анкерно-угловых опор.



Зажим натяжной болтовой типа НБ для крепления алюминиевых, сталеалюминиевых и медных проводов к натяжным изолирующим подвескам анкерно-угловых опор.





Зажим натяжной заклинивающийся типа НЗ-2-7 для крепления алюминиевых, сталеалюминиевых и медных проводов.



Зажим натяжной прессуемый типа НАС для монтажа сталеалюминиевых проводов сечением площадью 185 мм^2 и более.



Зажим натяжной транспозиционный прессуемый типа ТРАС для осуществления транспозиции проводов на опоре.

Контактная арматура



Зажим ответвительный прессуемый типа ОА для ответвления от магистральных алюминиевых и сталеалюминиевых проводов при ошиновке открытых РУ.



Зажим ответвительный прессуемый типа ОАП для ответвления от магистральных полых алюминиевых проводов при ошиновке открытых РУ.



Зажим разъемный ответвительный прессуемый типа РОА для ответвления от магистрального провода без его разрезания, а также для ответвления от системы на подстанциях со смонтированной ошиновкой.

Соединительная арматура

Зажим соединительный прессуемый типа САС для соединения сталеалюминиевых проводов сечением площадью 185 мм^2 и более. Корпус изготавливается из труб специального профиля. Сердечник, предназначенный для соединения стальной части проводов, имеет профиль сечения, аналогичный профилю корпуса. Корпус соединительного зажима и сердечник монтируются опрессовыванием матрицами на гидравлических прессах.



Зажим переходный петлевой прессуемый ПП для перехода с провода одной марки на другую в шлейфах анкерных опор.



Зажим переходный петлевой типа ППР для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов при переходе с двух проводов на три провода в шлейфе анкерной опоры.



Зажим соединительный плашечный типа ПС для стальных проводов и канатов при выполнении заземления молниезащитных тросов ВЛ напряжением $35...110 \text{ кВ}$.



Зажим соединительный плашечный типа ПА для соединения алюминиевых и сталеалюминиевых проводов в шлейфах анкерных опор ВЛ и осуществления отпаек. Зажим марки ПА-1-1 применяется также для крепления петли проводов при анкерном креплении на штыревых изоляторах.





Зажим ремонтный типа РАС, устанавливаемый в местах повреждения сталеалюминиевых проводов. Эти повреждения возможны в процессе монтажа проводов, обычно в результате случайных ударов. Предназначен для сталеалюминиевых проводов сечением площадью от 95 до 205 мм² и состоит из двух алюминиевых желобообразных профилей (корпуса и вкладыша). Ремонтные зажимы для проводов сечением площадью от 300 до 750 мм² также состоят из корпуса и вкладыша.

Защитная арматура



Экран защитный для устранения короны на арматуре и снижения неравномерности напряжения по гирлянде изоляторов.



Гаситель вибрации типа ГПГ с глухим креплением на проводе, устанавливаемый на проводах и тросах ВЛ и переходов их через естественные препятствия для предупреждения повреждения от усталостных напряжений, вызываемых вибрацией.



Распорка дистанционная глухая типа РГ для фиксации на заданном расстоянии двух алюминиевых, сталеалюминиевых проводов расщепленной фазы ВЛ и открытых РУ.



Рога разрядные типа РР для создания разрядного искрового промежутка, предохраняющего изоляторы подвесок молниезащитного троса от воздействия электрической дуги. Крепление рогов осуществляется к ушкам.

Балласт к поддерживающим зажимам для одного провода для предупреждения подтягивания изолирующей подвески вверх или слишком большого ее отклонения от вертикали при воздействии ветра.



Муфта предохранительная типа МПР для защиты алюминиевых и сталеалюминиевых проводов при соприкосновении с арматурой.



Поддерживающая арматура

Зажим поддерживающий глухой типа 2ПГН для крепления двух алюминиевых и сталеалюминиевых проводов в фаз.



Зажим опорный типа 2АА (3АА) для крепления двух (трех) проводов в фазе к опорным изоляторам типа ИОС-20, используемым в качестве шинных опор открытых РУ.



Распорка специальная для обводки шлейфов из алюминиевых, сталеалюминиевых и полых проводов на анкерно-угловых опорах.



Рекомендуемая литература

1. *Алексеев Б.А.* Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов / Б.А. Алексеев. М., 2002.
2. *Барков А.В.* Мониторинг и диагностика роторных машин по вибрации / А.В. Барков, Н.А. Баркова, А.Ю. Азовцев. СПб., 2000.
3. *Бартли У.* Обзор повреждений трансформаторов / У. Бартли // Энергия и менеджмент. 2011. № 1 (58). С. 40–43.
4. Вибродиагностика / Г.Ш. Розенберг [и др.]; под ред. Г.Ш. Розенберга. СПб., 2003.
5. *Грунтович Н.В.* Комплексное техническое диагностирование электро-технического оборудования — основа системы ремонтов «по состоянию» / Н.В. Грунтович, Н.И. Грачек // Горный журнал, 2003. № 7. С. 34–37.
6. *Грунтович Н.В.* Система комплексного диагностирования силовых трансформаторов / Н.В. Грунтович, Э.А. Давыдько // Энергетика в нефтегазодобыче. 2004, № 2–3. С. 21–23.
7. *Климов Е.Н.* Идентификация и диагностика судовых технических систем / Е.Н. Климов, С.А. Попов, В.В. Сахаров. Л., 1978.
8. *Куценко Г.Ф.* Монтаж, эксплуатация и ремонт электроустановок / Г.Ф. Куценко. Минск, 2002.
9. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. ТКП 181-2009 (02230).
10. *Рябинин И.А.* Надежность и безопасность структурно-сложных систем. СПб., 2000.
11. *Рябинин И.А.* Основы теории и расчета надежности судовых электроэнергетических систем / И.А. Рябинин. Л., 1967.
12. *Сви П.М.* Методы и средства диагностики оборудования высокого напряжения / П.М. Сви. М., 1992.
13. *Сердешнов А.П.* Ремонт электрооборудования. В 2 ч. Ч. 1. Ремонт электрических машин / А.П. Сердешнов. Минск, 2008.
14. *Шубан В.С.* Надежность оборудования химических и нефтехимических производств / В.С. Шубан, Ю.А. Рюмин. М., 2006.

По вопросам приобретения книг обращайтесь:

Республика Беларусь

ООО «Новое знание»
220050, а/я 79, Минск,
пр. Пушкина, д. 15а
Тел./факс: (10-375-17) 211-50-38
E-mail: nk@wnk.biz
http:// wnk.biz

Российская Федерация

Отдел оптовых продаж «ИНФРА-М»:
127282, Москва, ул. Полярная, д. 31в, стр. 1
Тел. (495) 380-4260; факс (495) 363-9212
E-mail: books@infra-m.ru
Отдел «Книга—почтой»:
Тел. (495) 363-4260 (доб. 232, 246)

Учебное издание

Высшее образование: Бакалавриат

Грунтович Николай Васильевич

**МОНТАЖ, НАЛАДКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ**

Учебное пособие

Ведущий редактор	С.В. Исаенко
Редактор	О.В. Литвинова
Художник обложки	С.В. Ковалевский
Компьютерная верстка	Е.В. Курган
Корректор	П.А. Слабко

Оригинал-макет подготовлен ООО «Новое знание»

Подписано в печать 25.03.2013.

Формат 60×90 ¹/₁₆. Бумага офсетная. Гарнитура Петербург.

Печать офсетная. Усл. печ. л. 17,0. Уч.-изд. л. 14,13.

Тираж 600 экз. Заказ №

ТК 220200-12420-250313

Общество с ограниченной ответственностью «Новое знание».

ЛИ № 02330/0552555 от 08.04.2009.

Пр-т Пушкина, 15, комн. 16, Минск, Республика Беларусь.

Почтовый адрес: а/я 79, 220050, Минск, Республика Беларусь.

Телефон/факс: (10-375-17) 211-50-38

E-mail: nk@wnk.biz http://wnk.biz

ООО «Научно-издательский центр ИНФРА-М»

127282, Москва, ул. Полярная, д. 31В, стр. 1

Тел.: (495) 380-05-40, 380-05-43. Факс: (495) 363-92-12

E-mail: books@infra-m.ru http://www.infra-m.ru