

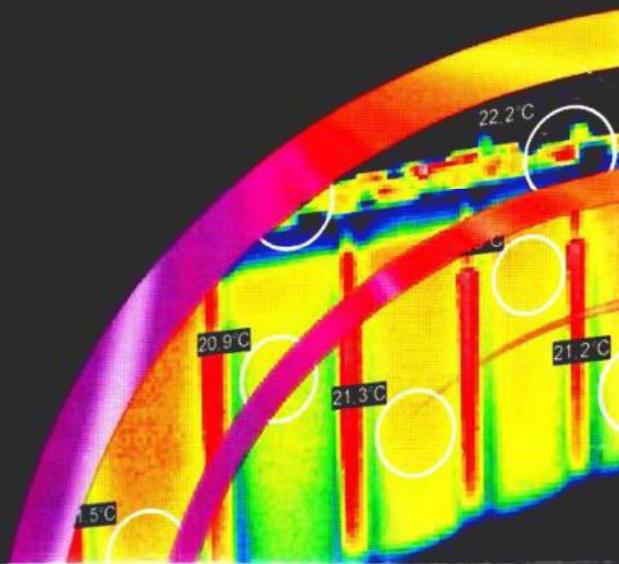
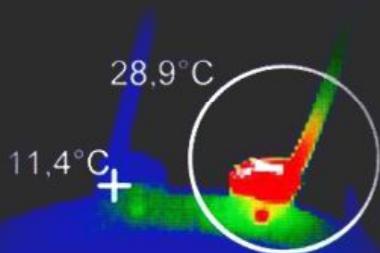
Р. Гобрей, В. Чернов, Є. Удод

ДІАГНОСТУВАННЯ

ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК 0,4—750 кВ
ЗАСОБАМИ ІНФРАЧЕРВОНОЇ ТЕХНІКИ

ДИАГНОСТИРОВАНИЕ

ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК 0,4—750 кВ
СРЕДСТВАМИ ИНФРАКРАСНОЙ ТЕХНИКИ



**ДИАГНОСТИРОВАНИЕ
ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК 0,4–750 КВ
СРЕДСТВАМИ ИНФРАКРАСНОЙ ТЕХНИКИ
(Учебно-методическое пособие)**

Аутентичный перевод

Киев 2007

УДК 681.518.54:621.31]:621.384.3](075)

ББК 32.965я7+31.26я7+32.85я7

4-49

Разработано: Дочернее предприятие “Научно-технический учебно-консультационный центр” “АсЭлЭнерго” (ДП НТУКЦ “АсЕлЕнерго”)

Авторы: *Р. Гобрей, В. Чернов, С. Удод*, д.т.н. (общее редактирование)

Узгоджено: НЕК “Укрэнерго”.
Государственная инспекция Украины с энергонадзора.
Департамент по вопросам электроэнергетики
Минтопливэнерго Украины

РЕЦЕНЗЕНТИ: *М. Юхименко, В. Онищенко, к.т.н. Г. Гримуд, к.т.н. В. Абрамов, к.т.н. В. Таловерья, к.т.н. С. Меженный*

Диагностирование электрооборудования 0,4–750 кВ средствами инфракрасной техники. – К.: “КВІЦ”, 2007. – 374 с.: ил.

ISBN 978-966-96441-8-3

ББК 32.965я7+31.26я7+32.85я7

Учебно-методическое пособие к методическим указаниям Минтопэнерго Украины
СОУ-НЕС 20.577:2007

При поддержке Украинской Академии Наук

Пособие не может быть полностью или частично тиражировано или распространено без разрешения ДП “Научно-технический учебно-консультационный центр “АсЭлЭнерго”

Свидетельство про регистрацию авторского права на издание № 19807

ISBN 978-966-96441-8-3

©ДП “НТУКЦ” АсЕлЕнерго, 2007

СОДЕРЖАНИЕ

1. ВВЕДЕНИЕ	7
2. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ	15
3. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	21
4. ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	45
5. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	48
5.1. Физические основы и предпосылки применения инфракрасной техники для диагностирования электрооборудования, контактов и контактных соединений	48
5.2. Особенности технического диагностирования электрооборудования, контактов и контактных соединений средствами инфракрасной техники	50
5.3. Диагностические параметры, применяемые при техническом диагностировании электрооборудования, контактных соединений и контактов средствами инфракрасной техники	52
6. ОРГАНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И КОНТАКТНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК И ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ СРЕДСТВАМИ ИНФРАКРАСНОЙ ТЕХНИКИ	54
6.1. Основные принципы	54
6.2. Структура и алгоритм технического диагностирования	54
6.3. Взаимосвязь с другими методами диагностирования	59
7. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ	60
7.1. Виды технических средств	62
7.2. Основные технические параметры приборов инфракрасной техники, их физический смысл и влияние на метрологические характеристики этих приборов	62
7.3. Технические требования к тепловизорам	63
7.4. Технические требования к пирометрам	64
7.5. Условия и особенности применения тепловизоров и пирометров	65
7.6. Вспомогательные приборы и оборудование	66
8. ТРЕБОВАНИЯ К ПЕРСОНАЛУ, ВЫПОЛНЯЮЩЕМУ ДИАГНОСТИРОВАНИЕ	68
8.1. Состав подразделения термографического контроля и диагностики	68
8.2. Требования к персоналу подразделения термографического контроля и диагностики	68

9. ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ПОДРАЗДЕЛЕНИЯ ТЕРМОГРАФИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ И ДИАГНОСТИКИ С РЕМОНТНОЙ И ДРУГИМИ СЛУЖБАМИ ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЯ	71
9.1. Разграничение зон ответственности подразделения термографического контроля и диагностики, ремонтных и других служб энергопредприятия, координация их взаимодействия	71
9.2. Функциональные обязанности персонала подразделения термографического контроля и диагностики	72
9.3. Функциональные обязанности персонала ремонтных и других служб энергопредприятия по устранению дефектов, обнаруженных при диагностировании	73
10. ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ТОЧНОСТЬ ИЗМЕРЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ, УЧЕТ ИХ ВЛИЯНИЯ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ	74
10.1. Правильность калибровки измерительной аппаратуры, экспресс-калибровка	74
10.2. Излучательная способность поверхности обследуемого объекта	74
10.3. Настройки измерительной аппаратуры	75
10.4. Особенности структуры и геометрии обследуемой поверхности	75
10.5. Размер обследуемого объекта на экране, мгновенное поле зрения (для тепловизоров)	76
10.6. Угол наблюдения при съемке	77
10.7. Тепловое отражение от окружающих объектов (влияние теплового фона)	78
10.8. Наведенное тепло от окружающих объектов	79
10.9. Фазовые превращения	81
10.10. Солнечное излучение	82
10.11. Ветер, потоки воздуха при вентиляции и сквозняках	83
10.12. Прочие метеоусловия (дождь, туман, снег, изморозь, лед и т. п.)	84
10.13. Тепловая инерция обследуемых объектов	86
10.14. Нагрев поверхности и деталей обследуемого объекта индукционными токами	87
10.15. Внешние магнитные поля	87
10.16. Корона и часичные разряды по поверхности обследуемого объекта	88
11. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПОДГОТОВКЕ И ВЫПОЛНЕНИЮ ОБСЛЕДОВАНИЙ ДИАГНОСТИРУЕМЫХ ОБЪЕКТОВ	89
11.1. Подготовка к обследованию	89
11.2. Выполнение обследований	90
12. ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ОТКРЫТЫХ КОНТАКТНЫХ СОЕДИНЕНИЙ, КОНТАКТОВ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ ...	94
12.1. Конструктивные особенности контактных соединений и контактов, виды дефектов в них, приводящих к повышению температуры	94
12.2. Диагностические параметры и критерии отбраковки	99
12.3. Методические указания по обследованию открытых контактных соединений, контактов и токоведущих частей	101

12.4. Выполнение диагностирования при нагрузках, отличных от номинальной Приведение результатов измерений температуры к нормированным нагрузкам. Особенности диагностирования трехфазных систем с несимметричной нагрузкой	115
12.5. Периодичность обследований	
12.6. Классификация дефектов открытых контактных соединений и контактов, сроки их устранения	119
13. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ ПО ДИАГНОСТИРОВАНИЮ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК И ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ	123
13.1. Основные положения	123
13.2. Диагностические параметры, применяемые при выполнении диагностирования	124
13.3. Периодичность обследований	125
13.4. Сроки локализации и/или устранения дефектов	125
14. ДИАГНОСТИРОВАНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК И ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ С УЧЕТОМ ИХ СПЕЦИФИКИ И КОНСТРУКТИВНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ	126
14.1. Электрические машины постоянного и переменного тока	126
14.2. Силовые трансформаторы, автотрансформаторы и шунтирующие реакторы на номинальное напряжение выше 1000 В	151
14.3. Коммутационные электрические аппараты с номинальным напряжением выше 1000 В (высоковольтные выключатели, выключатели нагрузки, контакты, разъединители и отделители, предохранители)	175
14.4. Измерительные трансформаторы тока с номинальным напряжением выше 1000 В	193
14.5. Измерительные электромагнитные и емкостные трансформаторы напряжения с номинальным напряжением выше 1000 В	200
14.6. Сборные и соединительные шины, ошиновка распределительных устройств, реакторы высокочастотных заградителей, бетонные токоограничивающие реакторы с номинальным напряжением выше 1000 В	205
14.7. Воздушные линии электропередачи	208
14.8. Комплектные экранированные токопроводы с номинальным напряжением выше 1000 В	214
14.9. Вентильные разрядники и нелинейные ограничители перенапряжений	218
14.10. Конденсаторы связи, делительные и силовые конденсаторы	236
14.11. Высоковольтные вводы	241
14.12. Опорные, подвесные и проходные изоляторы распределительных устройств и воздушных линий, гирлянды подвесных изоляторов	256
14.13. Силовые кабельные линии	263
14.14. Комплектные распределительные устройства, комплектные трансформаторные подстанции с номинальным напряжением выше 1000 В	266
14.15. Электроустановки и электрооборудование на напряжение ниже 1000 В	268

14.16. Электрооборудование систем возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов, систем бесперебойного питания, преобразователей частоты, компоненты электронных устройств	275
14.17. Аккумуляторные батареи	278
15. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ	281
15.1. Структура и содержание отчета (протокола) по результатам обследования	281
15.2. Шаблоны страниц отчета (протокола) как средство, облегчающее создание отчетов (протоколов)	282
16. СИСТЕМАТИЗАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ, СОЗДАНИЕ БАЗЫ ДАННЫХ И РАБОТА С НЕЙ	284
16.1. Структура базы данных для хранения результатов диагностирования ...	284
16.2. Работа с базой данных	286
17. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНА ТРУДА ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ	287
17.1. Общие положения	287
17.2. Выполнение работ в электроустановках выше 1000 В	288
17.3. Выполнение работ в электроустановках ниже 1000 В	288
17.4. Выполнение работ в условиях радиационной опасности	288
17.5. Выполнение работ при аэроинспекции воздушных линий	288
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Физический смысл и способы определения некоторых метрологических характеристик технических средств инфракрасной техники	291
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Квалификационные требования и рекомендуемая программа подготовки персонала подразделения термографического контроля и диагностики	300
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Коэффициенты излучения различных материалов ..	305
ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Методика экспериментального определения коэффициента излучения обследуемой поверхности	313
ПРИЛОЖЕНИЕ Д. Рекомендуемый перечень электроизоляционных материалов для отнесения их к определенным классам нагревостойкости (ГОСТ 8024-90)	315
ПРИЛОЖЕНИЕ Е. Конструктивное исполнение некоторых видов диагностируемого электрооборудования	320
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж. Справочные материалы по системам охлаждения силовых трансформаторов и реакторов	351
ПРИЛОЖЕНИЕ И. Примеры шаблонов страниц отчета о результатах диагностики	359
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ СПРАВОЧНОЙ, МЕТОДИЧЕСКОЙ И ДРУГОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	367

1. ВВЕДЕНИЕ

Впервые инфракрасная термография начала применяться для диагностирования электрооборудования в 1965 году в Швеции, когда Министерство энергетики Швеции купило у компании "AGA/Bofors" первую в мире гражданскую термографическую систему "Thermovision-660" для выявления перегретых элементов электрических систем.

История практической термографии в электроэнергетике бывшего Советского Союза началась в Украине в 1976 году, с появлением в Центральной научно-исследовательской электротехнической лаборатории производственного энергетического объединения "Донбассэнерго" (ЦНИЭЛ), отечественных тепловизоров серии ИФ (ИФ-14ТВ и ИФ-20ТВ), "Электрон" (КТА-1), американского тепловизора "Проубай", а потом и шведского тепловизионного комплекса "AGA-782".

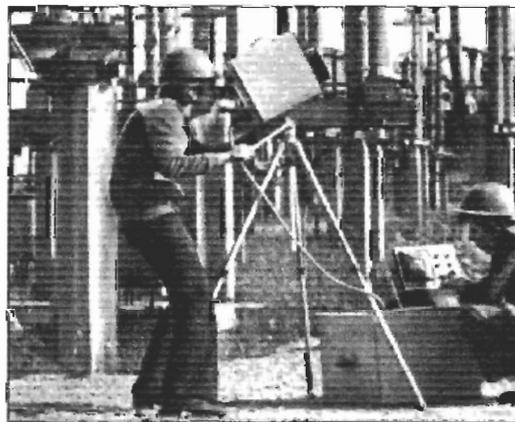
За довольно короткое время сотрудники ЦНИЭЛ освоили данную технологию и начали набирать практический опыт по термографическому контролю электроустановок. Ими



1982 год. ПЭО "Донбассэнерго".
Работа с тепловизором "Проубай"



1985 год. ПЭО "Донбассэнерго".
Работа с тепловизором "Электрон (КТА-1)"

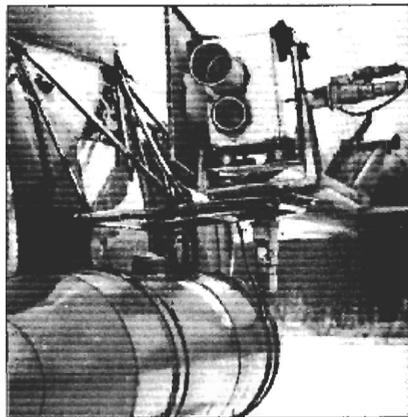


1982 год. ПЭО "Донбассэнерго".
Работа бригады с тепловизором ИФ-20ТВ

были созданы первые методики данного вида контроля и диагностики, разработаны платформы для установки тепловизора на вертолет и автомобиль, начались аэроинспекция линий электропередачи и автомобильная инспекция распределительных устройств, были получены первые положительные результаты обследований.

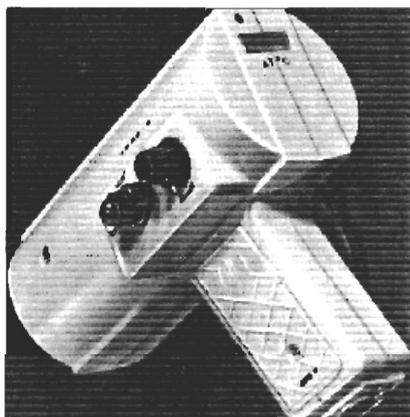


1984 год. ПЭО "Донбассэнерго".
Работа тепловизором "Электрон"
с борта автомобиля ЛуАЗ-969М

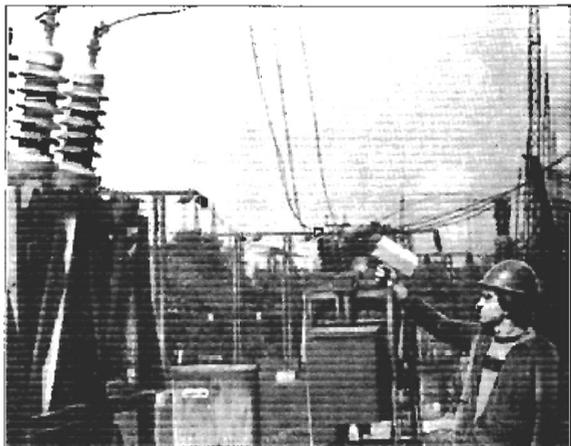


1986 год. ПЭО "Донбассэнерго".
Установка управляемого бокса
с тепловизором АГА-782 и видео-
камерой на борту вертолета МИ-2

В эти годы в ЦНИЭЛ был разработан один из первых отечественных пирометров серии "ИКАР", который выпускался малыми сериями для нужд предприятий ПЭО "Донбассэнерго" (автор — начальник лаборатории Иваненко В. Е.). Все это были первые, достаточно трудные шаги термографии в стране, ввиду новизны технологии, дороговизны и уникальности техниче-



1979 год. Пирометр "Икар-4",
разработанный в
ПЭО "Донбассэнерго"



1978 год. ПЭО "Донбассэнерго".
Работа с пирометром "Икар-3"

ских средств, непонимания некоторыми руководителями и специалистами важности данного вида диагностики.

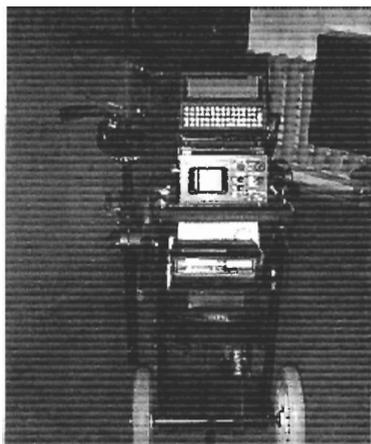
За период с 1982 по 1988 годы в ПЭО "Донбассэнерго" было обследовано более 500 распределительных устройств разных классов напряжения (54300 единиц электрооборудования) и 256 воздушных линий электропередачи общей протяженностью 13169 км (из них 194 — с вертолета). В процессе работы было выявлено 756 единиц электрооборудования с дефектами разной степени тяжести и 2538 дефектных контактных соединений (из них 247 — на ВЛ)

26 апреля 1986 года бригада специалистов ПЭО "Донбассэнерго" (Болдырев А. Н., Иваненко В. Е., Чернов В. Ф., Бойко А. Г., Конев А. С., Воробьев В. В., Кручинский С. Н., позднее к ним присоединился Кужненко Е. Е.), была срочно доставлена на Чернобыльскую АЭС, где случилась авария на 4-м блоке. Начиная с 27 апреля и по 20 мая они осуществляли мониторинг теплового состояния разрушенного реактора с вертолета, снабжая Правительственную комиссию по ликвидации последствий аварии бесценными данными. Это был первый в мире опыт термографических обследований подобного рода.

За последние десятилетия ситуация с инфракрасной диагностикой в энергетике коренным образом изменилась. На рынке появились новые, более совершенные тепловизоры и пирометры, специалистами той же ЦНИ-ЭЛ, Львовского отделения ОРГЭС, атомных станций Украины (АЭС), а также энергетических предприятий и компаний был наработан большой практический опыт термографического контроля и диагностики электроустановок. Так, например, на Чернобыльской АЭС, которая стала первой из атомных станций Украины, внедрившей этот вид диагностики, в 1994 появилась термографическая система "Thermovision-880" шведской компании AGEMA Infrared Systems, немного позже современные тепловизоры появились на других АЭС и в ряде энергосистем Украины.

В процессе внедрения инфракрасной диагностики в полной мере проявились все ее преимущества, она заняла на ряде предприятий одно из ведущих мест в общей системе диагностирования электрооборудования. Например, на ЧАЭС плановому обследованию и контролю без вывода оборудования из работы подвергались два раза в год около 20000 контактных соединений и около 300 единиц электрооборудования с номинальным напряжением выше 1000 В. Только за период с 1994г. по 1998г. было выявлено и устранено 1658 дефектов контактных соединений и несколько десятков серьезных дефектов в электрооборудовании, в процессе работы за этот период удалось снизить количество "температурных" дефектов электрооборудования и контактных соединений разных видов в 2—7 раз.

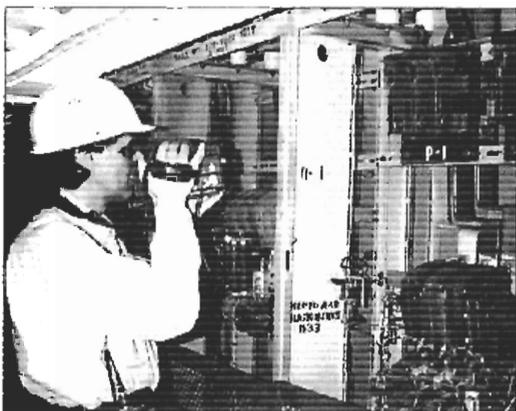
Несмотря на многолетний положительный опыт практической работы по термографическому контролю электрооборудования в Донбасской, Центральной и Юго-Западной энергосистемах НЭК "Укрэнерго", на Чернобыльской и других атомных станциях, диагностика электрического оборудования средствами инфракрасной техники к сожалению нашла свое использование только на



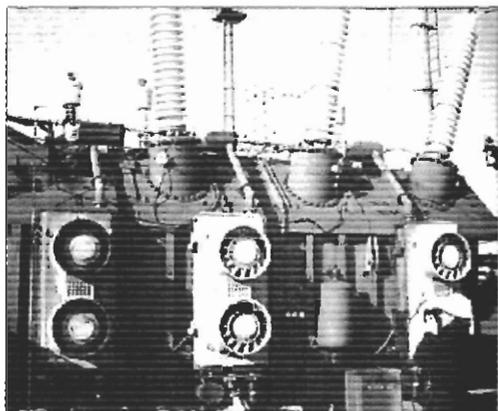
1994 год. Чернобыльская АЭС.
Термографическая система
"Thermovision-880"



1998 год. Чернобыльская АЭС.
Термографическая система "Thermovision-550 Pro"



1999 год. Чернобыльская АЭС.
Обследование электрооборудования
КРУ-0,4 кВ тепловизором
"Thermovision-550 Pro"



2000 год. Чернобыльская АЭС .
Обследование силового трансформатора
тепловизором "Thermovision-550 Pro"

отдельных энергетических объектах и не стала общим правилом. Широкому внедрению этой прогрессивной методики мешало отсутствие разработанных нормативов и технологических процессов. В ГКД 34.20.302-2002 "Нормы испытания электрооборудования и "Правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей", утвержденных в 2003 году, термографический контроль и диагностика электрооборудования введены в перечень обязательных. Вместе с тем, в вышеназванных документах указаны требования только об объеме обследований, причем данные приведены в общем виде, отсутствуют сведения о методических приемах применения средств инфракрасной техники при выполнении диагностики, особенностях данного вида испытаний, порядке организации термографического контроля на предприятии.

Ценность данной книги заключается в том, что с учетом разработанного авторами нормативного документа Министерства топлива и энергетики Украины СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007 "Техническое диагностирование электрооборудования и контактных соединений электроустановок и воздушных линий электропередачи средствами инфракрасной техники", она представляет технологическую карту для выполнения работ. В ней обоснованы все процессы: выбор необходимых по своим параметрам тепловизоров и пирометров, порядок проведения тепловизионного контроля для каждого вида оборудования, обоснование необходимого состава бригады и средств техники безопасности, оформление результатов измерений, методики анализа полученных результатов, создание базы данных по результатам измерений, оценка результата и формирование заключений по допустимости продолжения работы оборудования или вывода его для профилактических ремонтов, а также установлению сроков проведения ремонтных работ. Книга содержит рекомендации по организации и проведению технического диагностирования средствами инфракрасной техники электрооборудования и контактных соединений электроустановок и воздушных линий электропередачи напряжением 0,22-750 кВ, которые принимают участие в производстве, преобразовании, передаче и распределении электроэнергии в компаниях, предприятиях и организациях электроэнергетики. Ее положения распространяются на выполнение работ на следующие виды электрического оборудования и контактных соединений (контактов):

- контактные соединения и контакты всех видов и способов изготовления (сварные, болтовые, прессованные, скользящие, врубные, роликовые и т.п.), которые применяются в электроустановках напряжением 0,22–750 кВ;
- электрические машины постоянного и переменного тока;
- силовые трансформаторы, автотрансформаторы, шунтующие реакторы (далее трансформаторы);
- высоковольтные вводы и изоляторы;
- электрические аппараты и электроустановки с номинальным напряжением свыше 1000 В (высоковольтные выключатели, выключатели нагрузки, разъединители и отделители, контакторы, электромагнитные и емкостные трансформаторы напряжения, трансформаторы тока, закрытые и комплектные распределительные устройства, реакторы высокочастотных заградителей и бетонные токоограничивающие реакторы, вентильные разрядники и ограничители перенапряжений, конденсаторы, предохранители, соединительные шины, токопроводы);
- силовые кабельные линии;
- воздушные линии электропередачи;
- электроустановки и электрооборудование с номинальным напряжением до 1000 В;
- электрооборудование систем возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов;

- электрооборудование систем бесперебойного питания, полупроводниковые преобразователи частоты, компоненты их электронных узлов.

С другой стороны книга является учебным пособием, в котором детально описаны физика процесса тепловизионного контроля и диагностики, порядок проведения работ, что дает возможность готовить персонал для технического диагностирования.

Авторами книги особое внимание уделено порядку организации термографического контроля на предприятии, обоснована необходимость создания структурного подразделения для выполнения тепловизионного контроля. Особенно отмечается, что работы по диагностике не должны проводиться хаотично, случайными лицами, без создания базы данных, без надлежащей обработки результатов. Авторами рекомендуется для эффективного применения инфракрасной диагностики организовать на энергопредприятиях небольшое (2–3 человека) подразделение, которое должно заниматься только вопросами применения этого метода. Обосновывается это тем, что для эффективной и достоверной диагностики средствами инфракрасной техники персоналу необходимо владеть специальными знаниями (хорошо знать физические особенности термографии; физическую сущность электромагнитных и тепловых процессов, которые происходят в диагностируемом электрооборудовании; в совершенстве знать его устройство и конструктивные особенности; иметь навыки работы с компьютерной техникой; уметь работать с компьютерными базами данных и т. п.). Кроме того, на любом энергопредприятии количество объектов, которые подлежат тепловизионному обследованию, довольно большое (в особенности это касается контактных соединений) и, несмотря на простоту, скорость и безопасность получения термограмм — будет требовать значительных трудозатрат на проведение обследований и обработку результатов. Придавая большое значение решению организационных вопросов, авторы предлагают ввести в список профессий по обслуживанию электроустановок наряду с инженером-линейщиком, инженером-релейщиком и другими, должности инженер-термографист, электромонтер-термографист.

При подготовке книги учтены результаты работ по тепловизионному контролю и диагностике электрооборудования и воздушных линий электропередачи, которые проводились на энергетических предприятиях Украины и бывшего Советского Союза, использованы методики зарубежных фирм-производителей средств инфракрасной техники и компаний, которые выполняют диагностику средствами инфракрасной техники.

Кроме разработок авторов, в книге использованы результаты технической диагностики оборудования — в Украине: Болдырева А. Н., Иваненка В. Е., в России — Климова А. Г., Бажанова С. А.; в Швеции — Микаэла Кронхольма (Mikael Cronholm) и других.

Авторы выражают свою признательность Рэю Пью (Ray Pugh) – старшему инженеру проекта тепловых и электрических систем Тихоокеанской Северо-западной национальной лаборатории Министерства энергетики США (Senior Project Engineer Thermal and Electric Systems of Pacific Northwest National Laboratory), а также специалисту компании Shell Infrared (США) Рою Хаффу (Roy Haff), термографисту-инструктору 3-го уровня по классификации Американского общества специалистов неразрушающего контроля (American Society for Nondestructive Testing – ASNT), которые вложили много труда в оснащение Чернобыльской АЭС самой современной термографической аппаратурой и в обучение персонала методами и приемами инфракрасной диагностики электрооборудования.

Отдельное спасибо всем специалистам, с которыми авторами посчастливилось работать на протяжении многих лет и благодаря усилиям которых накоплен значительный практический материал по инфракрасной диагностике электрооборудования, значительная часть которого послужила основой для написания этой книги. Вот имена некоторых из них: Бойко А. Г., Кабанов К. А., Прокудин В. Т., Таловерья В. Л.

В процессе разработки книги с ее положениями ознакомились специалисты энергосистем НЭК “Укрэнерго” и некоторых областных энергоснабжающих компаний, они высказали свои ценные замечания и предложения, которые были учтены при рецензировании и редактировании рукописи.

Рецензирование книги выполнили специалисты НЭК “Укрэнерго” Юхименко М. А., Онищенко В. А., к.т.н. Абрамов В. Б., к.т.н. Таловерья В. Л.

Книга на данный момент имеет важное значение потому, что дает возможность обеспечить надежную работу электрических сетей и систем в условиях увеличения нагрузок при отставании ввода в эксплуатацию дополнительных электрических мощностей по подаче и поставке электроэнергии. Технология инфракрасной диагностики электрооборудования очень перспективна, этот метод хорошо дополняет существующие традиционные методы диагностики, а в ряде случаев он является единственно возможным для выявления и локализации специфических дефектов. Диапазон применения инфракрасных технологий при диагностировании электрооборудования и воздушных линий электропередачи очень широкий по существу он ограничен только квалификацией, инициативой и способностью к нестандартному мышлению персонала, выполняющего диагностирование. Инфракрасная термография позволяет за относительно короткий срок снизить количество температурных дефектов в несколько раз. Метод настолько информативен, что позволяет точно выявить и локализовать дефект, а также установить его причину. Практически в руки специалистов по обслуживанию электрических установок предоставляется новый, весьма эффективный инструментарий. Конечно, широкое внедрение в стране метода диагностики электроус-

тановок и контактных соединений средствами инфракрасной техники требует соответствующих затрат на оснащение предприятий и организаций средствами диагностики, подготовку персонала, создание системы мониторинга, но эти затраты окупятся в очень короткие сроки. Практика показала, что в некоторых случаях, на крупных энергетических объектах (подстанциях 750 кВ, на тепловых и атомных электростанциях) затраты на создание такой системы диагностики могут сторицей окупиться за счет выявления только одного дефекта, который чреват повреждением крупного генератора с водородным охлаждением или силового трансформатора, выключателя, измерительных трансформаторов или другого оборудования. В электроснабжающих компаниях внедрение технической диагностики методами инфракрасной техники позволит на более высоком уровне обеспечить качество предоставления услуг по электроснабжению, а затраты на внедрение, как показывают расчеты, могут окупиться в течение одного-двух лет. Средства инфракрасной техники могут широко применяться также и для диагностирования электрического и тепломеханического оборудования во всех отраслях промышленности, на транспорте и в быту, где используется электрическая и тепловая энергия. Возможности инфракрасной техники для контроля электроустановок практически неограничены потому, что надежность их работы фактически определяется двумя составляющими: изоляцией и контактами. А состояние этих составляющих диагностируется инфракрасной техникой.

Особенности эффективного внедрения таких методов диагностики совместно с внедрением ремонта электроустановок под напряжением. При организации эксплуатации электроустановок и воздушных линий электропередачи подобным образом, диагностика оборудования и сооружений, а также восстановительные работы выполняются под напряжением, без отключения потребителей, это позволяет организовать электроснабжение на принципиально новом уровне, повысить эффективность работы электроснабжающих компаний, существенно снизить технологические энергии на ее транспортировку. Практически существенно возрастает использование пропускной способности электрических сетей за счет уменьшения времени их простоя при профилактических испытаниях и восстановительных ремонтах.

Методика диагностики электрического оборудования средствами инфракрасной техники уникальна, находится в настоящее время на переднем крае науки и техники, поэтому книга будет полезной для студентов и преподавателей высших учебных заведений электроэнергетического направления.

Авторы.

Замечания и пожелания по книге, а также заказы на приобретение просим направлять на адрес:

03057, г. Киев, ул. Смоленская, 19,

ДП "Научно-технический учебно-консультационный центр" "АсЭлЭнерго".

2. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящем УМП использованы ссылки на следующие документы:

СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007	Техническое диагностирование электрооборудования и контактных соединений электроустановок и воздушных линий электропередачи средствами инфракрасной техники. Минтопэнерго Украины, Киев, 2007
ГОСТ 10434-82	Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические условия
ГОСТ 10693-81Е	Вводы конденсаторные герметичные на номинальное напряжение 110 кВ и выше. Общие технические условия
ГОСТ 12.1.002-84	ССБТ. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах
ГОСТ 13781.0-86Е	Муфты для силовых кабелей на напряжение до 35 кВ включительно. Общие технические условия.
ГОСТ 14693-90Е	Устройства комплектные распределительные негерметизированные в металлической оболочке на напряжение до 10 кВ. Общие технические условия
ГОСТ 14794-79Е	Реакторы токоограничивающие бетонные. Технические условия
ГОСТ 15150-69	Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды
ГОСТ 15467-79	Управление качеством продукции. Основные понятия. Термины и определения
ГОСТ 15543-70	Изделия электротехнические. Исполнения для различных климатических районов. Общие технические требования в части воздействия климатических факторов внешней среды

ГОСТ 15543.1-89	Аппараты коммутационные низковольтные. Общие технические условия
ГОСТ 16708-84Е	Переключатели (выключатели) пакетные. Общие технические условия
ГОСТ 17441-84	Соединения контактные электрические. Приемка и методы испытаний
ГОСТ 17516.1-90Е	Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам
ГОСТ 17717-79Е	Выключатели нагрузки переменного тока на напряжение от 3 до 10 кВ. Общие технические условия
ГОСТ 18311-80	Изделия электротехнические. Основные понятия. Термины и определения
ГОСТ 183-74	Машины электрические вращающиеся. Общие технические требования
ГОСТ 18624-73	Реакторы электрические. Термины и определения
ГОСТ 19263-73Е	Шинопроводы магистральные постоянного тока на напряжение до 1200 В. Общие технические условия
ГОСТ 19294-84Е	Трансформаторы малой мощности общего назначения. Общие технические условия
ГОСТ 19431-84	Энергетика и электрификация. Термины и определения
ГОСТ 1983-89Е	Трансформаторы напряжения. Общие технические условия
ГОСТ 21242-75	Выводы контактные электротехнических устройств плоские и штыревые. Основные размеры
ГОСТ 21888-82 (МЭК 276-68) (МЭК 560-77)	Щетки, щеткодержатели, коллекторы и контактные кольца электрических машин. Термины и определения
ГОСТ 2213-79Е	Предохранители переменного тока на напряжение 3 кВ и выше. Общие технические условия
ГОСТ 22789-94 (МЭК 439-1-95)	Устройства комплектные низковольтные. Общие технические требования и методы испытаний
ГОСТ 23483-79	Контроль неразрушающий. Методы теплового вида. Общие требования
ГОСТ 24689-85Е	Щетки электрические вращающихся машин. Общие технические условия

ГОСТ 24720-81	Щеткодержатели электрических машин. Общие технические условия
ГОСТ 2491-82	Пускатели электромагнитные низковольтные. Общие технические условия
ГОСТ 25034-85	Зажимы контактные винтовые. Классификация. Технические требования. Методы испытаний
ГОСТ 25314-82	Контроль неразрушающий тепловой. Термины и определения
ГОСТ 2585-81Е	Выключатели автоматические быстродействующие постоянного тока. Общие технические условия
ГОСТ 26346-84Е	Шинопроводы осветительные напряжением до 660 В переменного тока. Общие технические условия
ГОСТ 26416-85Е	Агрегаты бесперебойного питания на напряжение до 1 кВ. Общие технические условия
ГОСТ 27518-87	Диагностирование изделий. Общие требования
ГОСТ 28295-89	Коллекторы электрических вращающихся машин. Общие технические условия
ГОСТ 28668-90Э (МЭК 439-1-85)	Низковольтные комплектные устройства распределения и управления. Часть 1. Требования к устройствам, испытаниям полностью или частично
ГОСТ 29146.1-91Е (МЭК 309-1-88)	Соединители электрические промышленного назначения. Общие требования
ГОСТ 3484-77	Трансформаторы силовые. Методы испытаний
ГОСТ 403-73	Аппараты электрические на напряжение до 1000 В. Допустимые температуры нагрева частей аппаратов
ГОСТ 533-93	Машины электрические вращающиеся. Турбогенераторы. Общие технические условия
ГОСТ 609-84	Машины электрические вращающиеся. Синхронные компенсаторы. Общие технические условия
ГОСТ 6815-79Е	Шинопроводы магистральные и распределительные переменного тока до 1000 В. Общие технические условия
ГОСТ 8.010-99	Государственная система обеспечения единства измерений. Методики выполнения измерений

ГОСТ 8024-90	Аппараты и электротехнические устройства переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Нормы нагрева при продолжительном режиме работы
ГОСТ 839-80	Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия
ГОСТ 8709-82	Щитки осветительные для промышленных и общественных зданий. Общие технические условия
ГОСТ 8865-93	Системы электрической изоляции. Оценка нагревостойкости и классификация
ГОСТ 9098-93	Выключатели автоматические низковольтные. Общие технические условия
ДСТУ 1.0:2003	Государственная система стандартизации Украины. Основные положения
ДСТУ 1.5:2003	Государственная система стандартизации Украины. Общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию стандартов
ДСТУ 2290-93	Контакти електричні. Терміни та визначення
ДСТУ 2389-94	Технічне діагностування та контроль технічного стану. Терміни та визначення
ДСТУ 2815-94	Електричні й магнітні кола та пристрої. Терміни та визначення
ДСТУ 2820-94	Тепловізійні системи. Терміни та визначення
ДСТУ 2860-94	Надежность техники. Термины и определения
ДСТУ 2874-94	Системи оброблення інформації. Бази даних. Терміни та визначення
ДСТУ 3020-95	Аппараты коммутационные низковольтные. Общие технические условия
ДСТУ 3120-95	Електротехніка. Терміни та літерні позначення основних величин
ДСТУ 3170-95 (ГОСТ 28243-96)	Пірометри. Загальні технічні вимоги
ДСТУ 3399-96	Підстанції трансформаторні комплектні потужністю від 25 до 25000 кВА на напругу до 10 кВ. Загальні технічні умови
ДСТУ 3429-96	Електрична частина електростанції та електричної мережі. Терміни та визначення

- ДСТУ 3518-97** Термометрія. Терміни та визначення
- ДСТУ 3679-98** Перетворювачі змінної напруги напівпровідникові. Загальні технічні вимоги
- Державні санітарні норми і правила при виконанні робіт в не вимкнених електроустановках до 750 кВ включно. МОЗУ, 9.07.1997, № 198
- ГКД 34.03.601-95** Розподільні пристрої та повітряні лінії електропередачі змінного струму напругою 330, 400, 500 і 750 кВ. Правила захисту обслуговуючого персоналу від дії електричного поля. Міненерго України, 20.05.1995
- ГКД 34.03.602-96** Индивидуальные экранирующие комплекты спецодежды для работы в электроустановках 220–750 кВ частотой 50 Гц. Инструкция по эксплуатации. Минэнерго Украины, 23.12.96
- ГКД 34.20.302-2002** Норми випробувань електрообладнання. Мінпаливенерго України, 2002
- ГКД 34.20.507-2003** Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила, видання офіційне, перше, об'єднання енергетичних підприємств. "Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики", Київ, 2003. Наказ № 296 від 13 червня 2003 р. Введені в дію 1.12.2003
- ГКД 34.45.502-96** Генераторы электростанций. Типовая инструкция по эксплуатации. Министерство энергетики и электрификации Украины, Киев, 1996
- ГКД 34.46.501-2003** Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації. Об'єднання енергетичних підприємств "Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики", Київ, 2003
- ДНАОП 0.00-4.03-01** Положення про порядок розслідування та ведення обліку нещасних випадків, професійних захворювань і аварій на виробництві. Кабінет міністрів України, постанова № 1094, 21.08.01
- ДНАОП 0.00-8.02-93** Перечень работ с повышенной опасностью. Госкомохрантруда, 30.11.93, № 123
- ДНАОП 0.03-4.02-94** Положение о медосмотре работников определенных категорий. Утверждено приказом МОЗ Украины № 45 от 31.03.94

- ДНАОП 0.03.3.21.91** Санитарные нормы и правила выполнения работ в условиях влияния электрических полей промышленной частоты (50 Гц)
- ДНАОП 1.1.10-1.01-97** Правила безопасной эксплуатации электроустановок. ГК Украины по надзору за охраной труда, 6.10.1997, № 257
- ДНАОП 1.1.10-1.07-01** Правила эксплуатации электроразличительных средств. Утверждены приказом Минтруда и социальной политики Украины № 253 от 5.06.2001.
- НАОП 1.1.10-6.04-80** Руководящие указания по защите персонала, обслуживающего распределительные устройства и воздушные линии электропередачи переменного тока напряжением 400, 500 и 750 кВ от воздействия электрического поля. Утвержден Минэнерго СССР 29.10.80
- НАОП 1.1.10-5.05-86** Инструкция по оказанию первой помощи пострадавшим в связи с несчастными случаями при обслуживании энергетического оборудования, Москва, Энергоатомиздат, 1987.
- НРБУ-97** Нормы радиационной безопасности Украины.
- ПРБ АС-89** Правила радиационной безопасности при эксплуатации атомных станций
- РД 153-34.0-20.363-99** Основные положения методики инфракрасной диагностики электрооборудования и ВЛ, Москва, СПО ОРГРЭС, 2001.

3. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

- 3.1. **Абсолютно черное тело** тепловой излучатель, имеющий при заданной температуре для всех длин волн максимальную энергетическую яркость. Он полностью поглощает все падающее на него излучение, независимо от длины волны, направления падения и поляризации излучения. Коэффициент излучения такого излучателя равен единице (ДСТУ 3518-97)
- 3.2. **Агрегат бесперебойного питания (полупроводниковый)** совокупность полупроводниковых преобразователей электроэнергии и коммутирующих устройств с не менее чем двумя вводами от первичных источников переменного и/или постоянного тока, обеспечивающая бесперебойное электроснабжение приемников электроэнергии (ГОСТ 26416-85)
- 3.3. **Алгоритм технического диагностирования** совокупность предписаний, определяющих последовательность действий при проведении диагностирования (ДСТУ 2389-94)
- 3.4. **Атмосферная температура** температура окружающего воздуха в районе диагностируемого объекта на момент съёмки
- 3.5. **Атомная электростанция** электростанция, преобразующая энергию ядер атомов в электрическую энергию или в электрическую энергию и тепло (ГОСТ 19431-81)
- 3.6. **Аэроинспекция воздушной линии электропередачи (ВЛ)** облет воздушной линии электропередачи с целью выявления ее технического состояния визуально и с использованием технических средств диагностики
- 3.7. **База данных** совокупность взаимосвязанных данных, организованных в соответствии со схемой базы данных таким образом, чтобы с ними мог работать пользователь (ДСТУ 2874-94)
- 3.8. **Бесконтактный метод измерения температуры** метод измерения температуры, основанный на преобразовании теплового излучения объекта измерения (ДСТУ 3518-97)
- 3.9. **Ведение базы данных** деятельность, направленная на обновление и восстановление базы данных, а также на перестройку ее структуры (ДСТУ 2874-94)

- 3.10. **Влияющая физическая величина** физическая величина, не являющаяся измеряемой тепловизионной (термографической) системой, но оказывающая влияние на результаты измерений этой системой (ДСТУ 2820-94)
- 3.11. **Вывод электротехнического изделия (устройства)** часть электротехнического изделия (устройства), предназначенная для электрического соединения его с другими изделиями и/или устройствами (ГОСТ 18311-80)
- 3.12. **Выключатель** устройство, предназначенное для включения или выключения одной или нескольких электрических цепей (ДСТУ 2815-94)
- 3.13. **Выключатель нагрузки** коммутационный аппарат, способный включать, длительно пропускать и отключать номинальные токи, а в некоторых случаях и обусловленные перегрузочные токи электрической цепи, в которой он установлен, а также включать ток короткого замыкания этой цепи и обладающий обусловленной динамической и термической стойкостью при сквозных токах короткого замыкания (ГОСТ 17717-79)
- 3.14. **Выпрямитель** преобразователь электрической энергии, который преобразует систему переменных токов в ток одного направления (ДСТУ 2815-94)
- 3.15. **Главная цепь (коммутационного устройства)** все токопроводящие части (коммутационного устройства), включенные в цепь, предназначенную для передачи электрической энергии (ГОСТ 28668-90)
- 3.16. **Градиент температуры** вектор, направленный по нормали к изотермической поверхности в сторону увеличения температуры и численно равный частной производной от температуры по этому направлению (ДСТУ 3518-97)
- 3.17. **Данные** информация, представленная в форматированном виде, пригодном для передачи, интерпретации или обработки с участием человека либо автоматическими средствами (ДСТУ 2874-94).
- 3.18. **Дефект** каждое отдельное несоответствие продукции установленным требованиям (ГОСТ 15467-79).
- 3.19. **Диагностирование** операции, проводимые с целью установления причин неисправности и выявления причин ее возникновения (ДСТУ 2860-94)

- 3.20. **Диагностический параметр** параметр объекта, используемый при его диагностировании (ДСТУ 2389-94)
- 3.21. **Диапазон измеряемых температур** область значений температуры, в которой возможно применение средства измерения данного типа с нормированными для него погрешностями измерения (ДСТУ 3518-97)
- 3.22. **Загрузка по фазам** отношение величины измеренного тока соответствующей фазы диагностируемого объекта к его номинальному току в процентах
- 3.23. **Закрытое распределительное устройство** электрическое распределительное устройство, оборудование, которого расположено в помещении (ДСТУ 3420-96)
- 3.24. **Запрос (у базы данных)** задание на поиск некоторых данных в базе данных (ДСТУ 2874-94)
- 3.25. **Зона влияния электрического поля** пространство, где напряженность электрического поля частотой 50 Гц превышает 5 кВ/м (ГОСТ 12.1.002-84)
- 3.26. **Избыточная температура (контактного соединения, контакта, контролируемого узла)** превышение измеренной температуры контактного соединения (контакта, контролируемого узла) над температурой аналогичного контактного соединения (контакта, контролируемого узла) другой фазы (с наименьшей температурой), находящихся в одинаковых условиях
- 3.27. **Излучение (электромагнитное)** процесс или явление генерирования, выделения в открытое пространство потока энергии в виде электромагнитных волн или фотонов (ДСТУ 3518-97)
- 3.28. **Измеренные токи фаз А, В, С** измеренные токи установившегося режима, протекающие по фазам А, В, С диагностируемого объекта во время съёмки термограммы.
- 3.29. **Изотерма** линия (зона) равной температуры, выделенная на термограмме диагностируемого объекта (ГОСТ 25314-82)
- 3.30. **Инвертор** преобразователь электрической энергии, который преобразует ток одного направления в систему переменных токов (ДСТУ 2815-94)
- 3.31. **Инструментальная погрешность измерения (пирометра, тепловизора)** составляющая основной погрешности пирометра (тепловизора), обусловленная собственными метрологическими свойствами пирометра (тепловизора), которая оценивается при нормальных условиях и не связана с погреш-

3.32. Инфракрасное излучение (ИК излучение)

ностью образцовой меры, по которой производится градуировка или поверка пирометра или тепловизора (ДСТУ 3170-95)

электромагнитное излучение, характеризующееся длинами волн в диапазоне от 0,78 мкм до 1 мм (ДСТУ 3518-97)

Другими формами электромагнитного излучения являются гамма-лучи, рентгеновские, ультрафиолетовые лучи, видимый свет и радиоволны. Единственная разница между ними состоит в длинах волн и количестве энергии, которую они несут

3.33. Класс (степень опасности) дефекта

введенное в данном учебно-методическом пособии определение стадий развития дефекта открытого контактного соединения (контакта), которые характеризуют степень ухудшения состояния этого контактного соединения (контакта). Класс дефекта характеризуется набором критериев (температура, превышение температуры, избыточная температура, коэффициент дефектности контактного соединения или контакта). В данном пособии приняты следующие классы дефектов:

- дефект в начальной стадии развития;
- развившийся дефект;
- аварийный дефект.

Подробнее см. в п. 12.6 данного УМП

3.34. Коллектор (электрической машины)

элемент конструкции электрической машины, обеспечивающий протекание электрического тока в контуре, образованном обмоткой якоря и внешней цепью (ГОСТ 21888-82)

3.35. Комплектная трансформаторная подстанция

подстанция, состоящая из шкафов или блоков со встроенным в них трансформатором и другим оборудованием распределительного устройства, поставляемая в собранном или подготовленном для сборки виде (ДСТУ 3420-96)

3.36. Комплектное низковольтное устройство распределения и управления (НКУ)

комбинация низковольтных аппаратов с номинальным напряжением, не превышающем 1000 В совместно с устройствами управления, измерения, сигнализации, защиты, регулирования и т.п., смонтированных предприятием-изготовителем НКУ под его ответственность на единой конструктивной основе со всеми

- внутренними электрическими и механическими соединениями и конструктивными элементами (ГОСТ 28668-90)
- 3.37. Комплектное распределительное устройство** электрическое распределительное устройство, состоящее из шкафов или блоков со встроенным в них оборудованием, устройствами управления, контроля, защиты, автоматики и сигнализации, поставляемое в собранном или подготовленном для сборки виде (ДСТУ 3420-96)
- 3.38. Контакт (электрический)** совокупность токоведущих частей аппарата, предназначенных для установления непрерывности цепи, когда они соприкасаются и которые вследствие их взаимного перемещения во время операции размыкают или замыкают цепь или в случае в случае скользящих или шарнирных контактов сохраняют непрерывность цепи (ГОСТ 8024-90)
Соприкосновение токоведущих тел, обеспечивающее непрерывность электрической цепи (ДСТУ 2290-93)
- 3.39. Контакт-деталь** одна из токоведущих частей, образующих контакт (ГОСТ 8024-90)
- 3.40. Контакт электрический врубной** контакт электрической цепи, образующийся введением плоской контакт-детали между двумя пружинящими контакт-детальями (ДСТУ 2290-93)
- 3.41. Контакт электрический катящийся** контакт электрический, при котором одна контакт-деталь катится по другой (ДСТУ 2290-93)
- 3.42. Контакт электрический вставной** контакт электрической цепи, обеспечивающий соединение за счет осевого усилия, а его расчленению препятствует сила трения (ДСТУ 2290-93)
- 3.43. Контакт электрический мостиковый** контакт электрической цепи, образующийся при контактном соединении одной подвижной токопроводящей части с двумя неподвижными (ДСТУ 2290-93)
- 3.44. Контакт электрический скользящий** контакт электрический, при котором относительное перемещение контакт-деталей происходит в направлении, параллельном к контактной поверхности (ДСТУ 2290-93)

- 3.45. Контакт электрический торцевой** контакт электрический, при котором относительное перемещение контакт-деталей происходит в направлении, перпендикулярном к контактной поверхности (ДСТУ 2290-93)
- 3.46. Контактное нажатие** сила, действующая между двумя замкнутыми контакт-детальями, нормальная (90 градусов) к поверхности их соприкосновения (ДСТУ 2290-93)
- 3.47. Контактная поверхность щетки** поверхность щетки электрической машины, непосредственно соприкасающаяся с поверхностью коллектора или контактного кольца (ГОСТ 21888-82)
- 3.48. Контактное соединение** контакт электрической цепи, предназначенный только для проведения электрического тока и не предназначенный для коммутации электрической цепи при заданном действии устройства (ДСТУ 2290-93)
Совокупность токоведущих частей аппарата (контакт-деталей), предназначенных для обеспечения постоянной непрерывности цепи тока, отличительной особенностью которой является отсутствие взаимного перемещения контакт-деталей (ГОСТ 8024-90)
- 3.49. Контрастная передаточная функция (английское название — Contrast Transfer Function — CTF)** отношение сигнала модуляции на выходе тепловизора к сигналу на его входе при прямоугольной форме сигнала. Подробнее см. в приложении А
- 3.50. Коэффициент дефектности контактного соединения** отношение измеренной максимальной температуры контактного соединения (контакта) к максимальной температуре, измеренной на целом участке провода (шины), отстоящем от упомянутого контактного соединения (контакта) на расстоянии не менее 1 м
- 3.51. Коэффициент эффективности охладителя силового трансформатора (реактора)** отношение измеренной разности температур масла на входе и выходе охладителя и расчетной разности температур этих же точек
- 3.52. Коэффициент излучения** отношение какой-либо энергетической величины (энергетической светимости, энергетической яркости) теплового излучателя и абсолютно черного тела при одинаковой температуре обоих излучателей (ДСТУ 3518-97)

- Иногда его называют степенью "черноты" поверхности объекта в инфракрасной области электромагнитного спектра. Изменяется в пределах от нуля (полностью отражающая поверхность) до единицы (абсолютно чёрное тело). В общем виде зависит от длины волны инфракрасного излучения, угла наблюдения поверхности объекта и ее температуры
- 3.53. Коэффициент излучения эффективный** отношение потока эффективного излучения объекта, равного сумме собственного и отраженного излучения к потоку излучения абсолютно черного тела при одинаковой температуре (ДСТУ 3518-97)
- 3.54. Линия профиля (термограммы), термопрофилограмма** график распределения температуры вдоль заданной линии на поверхности объекта контроля (ГОСТ 25314-82)
- 3.55. Локализация дефекта** введенное в данном учебно-методическом пособии определение действий (дополнительных измерений, анализов, обследований, осмотров и т. п.), позволяющих подтвердить или не подтвердить вывод о наличии дефекта, уточнить его характер и месторасположение. Касается случаев выявления на термограммах поверхности контролируемых объектов температурных аномалий, которые могут быть вызваны дефектами внутренних узлов и конструкций этих объектов (внутренние контактные соединения и контакты, изоляция, магнитопровод, шунты и т. п.) или дефектами внутренней структуры контролируемых объектов (например, дефекты структуры изоляционных конструкций, выполняющих роль кожухов, крышек, опорных элементов и т. п.) При необходимости проведения "локализации дефектов" (когда явная причина появления температурных аномалий не установлена), отчет (протокол) по результатам диагностирования должен содержать рекомендации с указанием необходимых объемов дополнительных измерений и испытаний, анализов, обследований, осмотров и т. п.
- 3.56. Лучистый теплообмен** теплообмен вследствие переноса теплоты путем излучения и поглощения лучистой энергии (ДСТУ 3518-97)

- 3.57. **Магнитная система электротехнического изделия (устройства)** часть электротехнического изделия (устройства), представляющая совокупность ферромагнитных деталей, предназначенную для проведения в ней основной части магнитного потока (ГОСТ 18311-80)
- 3.58. **Максимальная температура (области, профиля)** максимальная температура, зафиксированная внутри выделенной области или на линии профиля термограммы
- 3.59. **Мгновенное поле зрения тепловизионной (термографической) системы (английское название — Instantaneous Field of View — IFOV)** область пространства, ограниченная плоскими углами $\nu_{в\text{ мгн.}}$ в вертикальной и $\nu_{г\text{ мгн.}}$ в горизонтальной плоскостях, определяемыми фокусным расстоянием объектива $f_{об.}$ и линейными размерами чувствительной площадки а приемника излучения (ДСТУ 2820-94):
- $$\nu_{в\text{ мгн.}} = \arctg(a_{в}/f_{об.})$$
- $$\nu_{г\text{ мгн.}} = \arctg(a_{г}/f_{об.})$$
- Используется для описания мгновенного значения пространственной разрешающей способности инфракрасной системы, т. е. наименьшего по размеру объекта, который система может "видеть" на заданном расстоянии в любой момент времени. Обычно, для заданного сочетания инфракрасного прибора и объектива, оно задается в миллирадианах (мрад). Подробнее см. в **приложении А**
- 3.60. **Мгновенное поле зрения по измерению (английское название — Instantaneous Field of View Measured — IFOVmeas)** наименьший по размеру объект, который система может измерять в любой момент времени на заданном расстоянии. Определяет разрешающую способность системы со сканированием и системы с многоэлементным (матричным) приемником в фокальной плоскости (FPA — Focal Plane Array) — см. п. 3.107. обычно задается в радианах. Подробнее см. в **приложении А**
- 3.61. **Модель абсолютно черного тела** тепловой излучатель, являющийся приближением к абсолютно черному телу и служащий для практического воспроизведения излучения черного тела (ДСТУ 3518-97)
- 3.62. **Модуляционная передаточная функция (английское название — Modulation Transfer Function — MTF)** отношение выходного сигнала модуляции на выходе тепловизора к сигналу на его входе при синусоидальной форме сигнала. Подробнее см. в **приложении А**

- 3.63. **Нагрузить** привести устройство или цепь в состояние потребления мощности (ДСТУ 2815-94)
- 3.64. **Нагрузка**
1. Устройство, потребляющее мощность.
2. Мощность, потребляемая устройством (ДСТУ 2815-94)
- 3.65. **Наибольшее рабочее значение параметра электротехнического изделия (устройства)** допускаемый верхний предел изменения рабочего значения параметра электротехнического изделия или устройства (ГОСТ 18311-80)
- 3.66. **Наименьшая различаемая разность температур термографической системы (английское название — Minimum Resolvable Temperature Difference — MRTD)** субъективный параметр, который определяет способность системы "теповизор-оператор" к обнаружению низкоконтрастных температурных элементов испытываемого объекта. Представляет собой зависимость минимальной разности температур между полосами стандартной 4-х полосной мишени (4 полосы с отношением длины к ширине 7:1) и фоном (абсолютно черным телом), от пространственной частоты (размеров) мишени при которой тепловое изображение полос еще различимо оператором на экране тепловизора. Часто ее называют тепловой чувствительностью (порогом температурной чувствительности). Подробнее см. в **приложении А**, а также п.п. **3.96** и **3.132**
- 3.67. **Наименьшая обнаруживаемая разность температур термографической системы (английское название — Minimum Detectable Temperature Difference — MDTD)** представляет собой зависимость минимальной разности температур между стандартной круглой мишенью и фоном (абсолютно черным телом), требующуюся для того, чтобы обнаружить тепловое изображение мишени оператором на экране тепловизора от величины, обратно пропорциональной угловым размерам мишени. Подробнее см. в **приложении А**
- 3.68. **Неразборное контактное соединение** контактное соединение, которое не может быть разъединено без его разрушения (ДСТУ 2290-93)
- 3.69. **Нетоковедущая часть** токопроводящая часть электрического оборудования, доступная непосредственному прикосновению, которая обычно не находится под напряжением, но может оказаться под напряжением в случае повреждения (ГОСТ 22789-94), например, при повреждении изоляции

- 3.70. Низковольтное комплектное устройство** совокупность низковольтных аппаратов, устройств управления, измерения, сигнализации, защиты, регулирования и т. п., смонтированные на единой конструктивной основе со всеми внутренними электрическими и механическими соединениями и конструктивными элементами (ГОСТ 22789-94)
- 3.71. Номинальная нагрузка** полная (кажущаяся) номинальная паспортная мощность или полный (активный и реактивный) ток объекта (для силовых электрических сборок и фидеров - сумма полных (кажущихся) мощностей всех потребителей или полных токов, питающихся от них).
- 3.72. Номинальное значение параметра электротехнического изделия (устройства)** значение параметра электротехнического изделия (устройства), указанное изготовителем, при котором оно должно работать, являющееся исходным для отсчета отклонений. К числу параметров относятся, например, ток, напряжение, мощность (ГОСТ 18311-80)
- 3.73. Номинальный режим работы электротехнического изделия (электротехнического устройства, электрооборудования)** режим работы электротехнического изделия (электротехнического устройства, электрооборудования), при котором значения каждого из параметров режима равны номинальным (ГОСТ 18311-80)
- 3.74. Нормативный документ** документ, устанавливающий правила, общие принципы или характеристики, касающиеся разных видов деятельности или их результатов (ДСТУ 1.0-2000).
Термин "нормативный документ" является родовым термином, охватывающим такие понятия как стандарты, технические условия, своды правил, регламенты.
Под документом понимают любой носитель с записанной в нем или на его поверхности информацией.
В ранее принятых документах по стандартизации до окончания срока их действия или пересмотра, разрешается применение термина "нормативно-технический документ" или "руководящий документ" без его замены термином "нормативный документ"

- 3.75. Область термограммы** участок термограммы, ограниченный замкнутой кривой (обычно это прямоугольник или круг, размеры и положение которых оператор может изменять). Служит для более детального анализа отдельных участков термограммы
- 3.76. Область стандартизации** совокупность взаимосвязанных объектов стандартизации (ДСТУ 1.0-2000). Областью стандартизации можно считать, например, управление, машиностроение, энергетику, сельское хозяйство, системы величин и единиц
- 3.77. Обмотка электротехнического изделия (устройства)** совокупность определенным образом расположенных и соединенных витков или катушек, предназначенная для создания или использования магнитного поля или для получения заданного значения сопротивления электротехнического изделия или устройства (ГОСТ 18311-80)
- 3.78. Обновление базы данных** частичная загрузка базы данных новыми данными (ДСТУ 2874-94)
- 3.79. Обойма щеткодержателя** элемент щеткодержателя, охватывающий и направляющий щетку (ГОСТ 21888-82)
- 3.80. Оболочка электротехнического изделия (устройства)** часть или совокупность частей электротехнического изделия (устройства), окружающая его внутренние части и предназначенная для отделения их от внешней среды (ГОСТ 18311-80).
- 3.81. Обработка данных** систематическое выполнение операций над данными (ДСТУ 2874-94)
- 3.82. Обследование (съёмка)** процесс обследования объекта, диагностируемого с помощью тепловизора или пирометра с целью определения его теплового состояния
- 3.83. Объект стандартизации** предмет (продукция, процесс, услуга), подлежащий стандартизации (ДСТУ 1.0-2000)
Под объектом стандартизации понимают продукцию, процесс, услугу, которые в равной степени относятся к любому материалу, компоненту, оборудованию, системе, их совместимости, а также к правилу, процедуре, функции, методу или деятельности
- 3.84. Объект (технического диагностирования)** изделие и/или его составные части, подлежащие диагностированию (ДСТУ 2389-94). Электроустановка или ее части (силовая электри-

- 3.85. **Организация данных** — электрическая сборка, электрический аппарат, концевая муфта фидера и т. п.), содержащие подлежащие обследованию поверхности электрооборудования и/или контактные соединения представление данных и управление данными в соответствии с определенными соглашениями (ДСТУ 2874-94)
- 3.86. **Открытое распределительное устройство** — электрическое распределительное устройство, оборудование которого расположено на открытом воздухе (ДСТУ 3420-96)
- 3.87. **Переменный режим (электроустановки, присоединения)** — режим работы, в котором нагрузка и интервалы работы с нагрузкой изменяются в широких пределах (ДСТУ 2815-94)
- 3.88. **Переходное сопротивление контакта (контактного соединения) электрической цепи** — электрическое сопротивление зоны контактирования, определяемой эффективной площадью контактирования, значение которого равно отношению падения напряжения на контактном переходе к току, проходящему через него (ДСТУ 2290-93)
- 3.89. **Пирометр (термометр излучения, радиационный пирометр)** — средство (совокупность средств) измерений температуры по тепловому электромагнитному излучению, предназначенное для выработки сигнала измерительной информации в форме, удобной для непосредственного восприятия наблюдателем. Конструктивно пирометр может представлять собой совокупность пирометрического преобразователя и устройства отображения информации в аналоговой или цифровой форме (ДСТУ 2820-94)
- 3.90. **Плавкий элемент предохранителя** — часть заменяемого элемента предохранителя, предназначенная для расплавления под действием тока, превышающего определенное значение, в течение определенного времени (ГОСТ 2213-79)
- 3.91. **Повторно-кратковременный режим работы (электроустановки, присоединения)** — режим работы, в котором интервалы работы с нагрузкой чередуются с паузами (ДСТУ 2815-94)
- 3.92. **Под нагрузкой** — работа устройства или цепи, которые отдают полезную мощность (ДСТУ 2815-94)

- 3.93. **Показатель визирования (пирометра)** отношение минимального "видимого" детектором пирометра диаметра круга в плоскости излучателя, перпендикулярной оптической оси пирометра, к расстоянию от него до переднего среза объектива (ДСТУ 3518-97, ДСТУ 3170-95). Величина, обратная полю зрения
- 3.94. **Поле зрения тепловизионной (термографической) системы (английское название – Field of View – FOV)** область пространства, попадающая в кадр и ограниченная плоскими углами в вертикальной и горизонтальной плоскостях (ДСТУ 2820-94). Подробнее см. в **приложении А**
- 3.95. **Поле зрения (пирометра)** проекция визируемой пирометром части объекта измерения на плоскость, расположенную перпендикулярно оптической оси и находящуюся на том же расстоянии, что и объект (ДСТУ 3518-97)
Для инфракрасных пирометров поле зрения чаще называют размером пятна и обычно задают как отношение расстояния от объекта к его размеру. Прибор с характеристикой 60:1 способен видеть (и, следовательно, измерять) объект с диаметром 1 м на расстоянии 60 м. Поле зрения величиной в 1 градус представляет размер пятна 60:1, а величиной в 2 градуса соответствует размеру пятна 30:1. Величину, обратную размеру пятна, называют показателем визирования (ДСТУ 3518-97, ДСТУ 3170-95)
- 3.96. **Порог температурной чувствительности тепловизионной (термографической) системы (английское название – Minimum Resolvable Temperature Difference – MRTD)** минимальная разность температур объекта и фона, вызывающая выходной сигнал, пиковое значение которого равно среднеквадратичному значению шума (ДСТУ 2820-94). Подробнее см. в **приложении А**, а также п.п. 3.66 и 3.132
- 3.97. **Поток рассеяния** часть магнитного потока, которая проходит вне рассматриваемой магнитной цепи (ДСТУ 2815-94)
- 3.98. **Превышение температуры контактного соединения** разность между измеренной температурой контактного соединения (контакта, контроли-

- руемого узла) и температурой окружающей среды (воздух, элегаз, масло и т. п.) при продолжительном режиме работы
- 3.99. Предохранитель** коммутационный электрический аппарат, предназначенный для отключения защищаемой цепи посредством разрушения специально предусмотренных для этого токоведущих цепей под действием тока, превышающего определенное значение, с последующим гашением возникающей электрической дуги (ГОСТ 2213-79)
- 3.100. Преобразователь электрической энергии** электротехническое изделие (устройство), преобразующее электрическую энергию с одними значениями параметров и/или показателей качества в электрическую энергию с другими значениями параметров и/или показателей качества. Преобразование параметров может осуществляться по роду тока, напряжению, частоте, числу фаз, фазе напряжения (ГОСТ 18311-80)
- 3.101. Присоединение (электрического) распределительного устройства** часть распределительного устройства, относящаяся к трансформатору, генератору или другой цепи (ДСТУ 3429-96)
- 3.102. Прогнозируемые температуры при 100%-й (50%-й) нагрузке** расчётные температуры, превышения температур контактных соединений (контактов) фаз при работе объекта с номинальной (100 %) нагрузкой и избыточные температуры при работе объекта с нагрузкой, равной 50% от номинальной при длительном установившемся режиме работы
- 3.103. Провал контакта электрической цепи** расстояние, на которое переместится из замкнутого положения одна контакт-деталь при удалении другой контакт-детали (ДСТУ 2290-93)
- 3.104. Продолжительный режим работы (электроустановки, присоединения)** режим работы, практически неизменный в течение длительного времени (ДСТУ 2815-94)
- 3.105. Рабочее расстояние (дистанция)** расстояние от объекта измерения, на котором должен находиться пирометр или тепловизор при измерении температуры этого объекта (ДСТУ 3518-97) т. е. расстояние между поверхностью объекта и объективом тепловизора или пирометра при съёмке

- 3.106. **Рабочий цикл** последовательность рабочих состояний, которые проходит компонент, устройство или аппарата (ДСТУ 2815-94)
- 3.107. **Разрешающая способность тепловизионной (термографической) системы** наименьший угол между двумя штрихами измерительной миры, создающими одинаковую освещенность входного зрачка объектива тепловизионной (термографической) системы, которые обнаруживаются как два отдельных штриха миры на экране видеоконтрольного устройства (ДСТУ 2820-94)
- 3.108. **Разрядник** устройство, содержащее два или несколько электродов, предназначенное для возбуждения разряда в определенных условиях (ДСТУ 2815-94)
- 3.109. **Расщепленная фаза** фаза линии электропередачи, выполненная несколькими проводами, расположенными на определенном расстоянии один от другого (ДСТУ 3429-96)
- 3.110. **Разъемное контактное соединение** контактное соединение, которое может быть разомкнуто (замкнуто) без разборки или сборки (ДСТУ 2290-93)
- 3.111. **Разборное контактное соединение** контактное соединение, разъединяемое (соединяемое) путем разборки (сборки) без его разрушения (ДСТУ 2290-93)
- 3.112. **Разъемное контактное соединение главной цепи КРУ** устройство, состоящее из неподвижных и подвижных электрических контактов, служащее для замыкания или размыкания главной цепи шкафа КРУ с выкатным элементом (ГОСТ 14693-90)
- 3.113. **Реактор бетонный** сухой реактор без стали, витки обмотки которого скреплены бетонными колонками (ГОСТ 18624-73)
- 3.114. **Реактор заградителя (высокочастотного)** реактор, предназначенный для работы в высокочастотном фильтре-заградителе (имеются в виду фильтры-заградители установок высокочастотной связи по линиям электропередачи, включаемые последовательно в фазу) — ГОСТ 18624-73
- 3.115. **Реактор шунтирующий** реактор параллельного включения, предназначенный для компенсации емкостного тока (ГОСТ 18624-73)

- 3.116. **Ремонтная служба** как правило, ремонтная служба (электроцеха) энергопредприятия. В случае, если в структуре электроцеха ремонтная служба отсутствует, а ремонт электроустановок выполняет другое подразделение энергопредприятия или подрядная организация (энергоремонтное предприятие и т.п.), то под термином "ремонтная служба" следует понимать соответствующие службы этих подразделений и предприятий, которым договором или другим документом поручено осуществление ремонтных функций в электроустановках, в которых обнаружены дефекты
- 3.117. **Серое тело** неселективный излучатель, спектральный коэффициент излучения которого меньше единицы (ДСТУ 3518-97)
- 3.118. **Сборная шина** проводник с низким сопротивлением, к которому можно подсоединить несколько отдельных электрических цепей (ГОСТ 22789-94)
- 3.119. **Сигнальная передаточная функция — чувствительность (английское название — Signal Transfer Function — SiTF)** зависимость выходного сигнала тепловизора (яркости экрана или электронного сигнала) от температуры мишени. Подробнее см. в приложении А
- 3.120. **Система технического диагностирования** совокупность средств, объекта и исполнителей, необходимая для проведения диагностирования (контроля) по правилам, установленным в технической документации (ДСТУ 2389-94)
- 3.121. **Система управления базами данных (СУБД)** совокупность программных и языковых средств, обеспечивающих управление базами данных (ДСТУ 2874-94)
- 3.122. **Система шин** комплект элементов, связывающих между собой все присоединения электрического распределительного устройства (ДСТУ 3429-96)
- 3.123. **Сопротивление контакта электрической цепи** электрическое сопротивление, состоящее из сопротивлений контакт-деталей и переходного сопротивления контакта электрической цепи (ДСТУ 2290-93)
- 3.124. **Спектральная характеристика тепловизионной (термографической) системы** зависимость выходного сигнала тепловизионной (термографической) системы от длины волны монохроматического излучения (ДСТУ 2820-94)

- 3.125. **Спектральный рабочий диапазон тепловизионной (термографической) системы** область длин волн, определяемая по заданному уровню спектральной характеристики тепловизионной (термографической) системы (ДСТУ 2820-94)
- 3.126. **Средство технического диагностирования** аппаратура и программы, с помощью которых осуществляется диагностирование (ДСТУ 2389-94)
- 3.127. **Стандарт** нормативный документ, разработанный, как правило, на основе отсутствия противоречий по существенным вопросам у большинства заинтересованных сторон и утвержденный признанным органом. В стандарте установлены для общего и многократного использования правила, требования, общие принципы или характеристики, касающиеся разных видов деятельности или их результатов для достижения оптимальной степени упорядочения в определенной области (ДСТУ 1.0-2000).
Стандарты должны основываться на обобщенных достижениях науки, техники и практического опыта и быть направлены на достижение оптимальной пользы для общества
- 3.128. **Температура** физическая величина, являющаяся мерой интенсивности теплового движения атомов и молекул (ДСТУ 3518-97)
- 3.129. **Температурная шкала** последовательность значений, приписываемых температурам произвольным, но четко определенным способом (ДСТУ 3518-97)
- 3.130. **Температурное поле** совокупность значений температуры во всех точках рассматриваемого пространства в данный момент времени, описываемая скалярной функцией координат (ДСТУ 3518-97)
- 3.131. **Тепловая инерция тела** свойство тел изменять свою температуру при изменении температуры окружающей среды не мгновенно, а с некоторым запаздыванием (ДСТУ 3518-97)
- 3.132. **Тепловая чувствительность (английское название – Minimum Resolvable Temperature Difference – MRTD)** наименьшая разность температур, которую может обнаружить инфракрасная система. Подробнее см. в приложении А, а также п.п. 3.66 и 3.96

3.133. Тепловидение (термография)

научно-техническое направление, изучающее основы физики теплового излучения объектов, методы и приборы, обеспечивающие возможность наблюдения объектов по их собственному тепловому излучению в инфракрасной области спектра путем преобразования излучения, невидимого глазом в электрический сигнал, который подвергается усилению и автоматической обработке, а затем преобразуется в видимое изображение объекта для его визуального обнаружения и распознавания (ДСТУ2820-94).

В данном учебно-методическом пособии применен термин "термография" как более современный и повсеместно применяемый в развитых странах, под которым понимается вид технической диагностики, основанный на регистрации температурных полей объекта контроля (ГОСТ 25314-82) и использующий в качестве диагностического фактора инфракрасное излучение поверхности диагностируемого объекта, а в качестве технических средств – приборы инфракрасной техники (тепловизоры и инфракрасные пирометры).

В более общем виде термографию можно охарактеризовать как метод анализа пространственного и временного распределения тепловой энергии (температуры) в физических объектах, сопровождающийся, как правило, построением тепловых изображений (термограмм)

3.134. Тепловизионная (термографическая) система

совокупность средств и вспомогательных устройств, соединенных между собой каналами связи, предназначенных для восприятия теплового излучения исследуемых объектов с последующим формированием их адекватных изображений, пригодных для наблюдения невооруженным глазом и удобных для автоматической обработки, пересылки, использования в автоматических системах управления (ДСТУ 2820-94). Термографическая система, кроме этого, позволяет получать цветные либо черно-белые распечатки изображения на бумаге

- 3.135. Тепловизионная (термографическая) система с визированием** тепловизионная (термографическая) система, в которой для ее наведения на цель имеется устройство визирования (ДСТУ 2820-94).
- 3.136. Тепловизионная (термографическая) система с матричным фотоприемным устройством** тепловизионная (термографическая) система с фотоприемным устройством, имеющим матрицу фоточувствительных элементов (ДСТУ 2820-94).
Иногда, в зарубежной литературе, ее называют системой с многоэлементным приемником в фокальной плоскости — FPA (Focal Plane Array) — английское название
- 3.137. Тепловизионная (термографическая) система с цветной визуализацией** тепловизионная (термографическая) система, в которой видеосигнал проходит через блок условного цветокодирования и формируется в виде цветного изображения на экране видеоконтрольного устройства (ДСТУ 2820-94)
- 3.138. Тепловизионная (термографическая) система сканирующая** тепловизионная (термографическая) система, в которой сканирование производится механическим перемещением оптических элементов (ДСТУ 2820-94)
- 3.139. Тепловизор** прибор, предназначенный для преобразования теплового изображения объекта в видимое (ГОСТ 25314-82)
Тепловизор позволяет визуализировать тепловое поле (распределение температур) поверхности объекта без прямого контакта с ним. Большинство современных тепловизоров позволяют, кроме того, осуществлять запоминание теплового поля для последующей обработки информации на компьютере
- 3.140. Тепловое излучение** излучение, возникающее в результате теплового возбуждения частиц вещества (атомов, молекул). Энергия этого излучения определяется только температурой и оптическими свойствами излучающего тела (ДСТУ 3518-97)
- 3.141. Тепловое изображение объекта** изображение объекта, создаваемое за счет собственного теплового излучения и/или различий в излучательной способности поверхности объекта контроля (ГОСТ 25314-82)
- 3.142. Тепловой поток** количество теплоты, проходящее через изотермическую поверхность в единицу времени

- в противоположном градиенту температуры направлении (ДСТУ 3518-97)
- 3.143. Теплоотдача** теплообмен между поверхностью тела и окружающей средой (ДСТУ 3518-97)
- 3.144. Теплопередача** теплообмен между двумя средами через границу их раздела (ДСТУ 3518-97), например, передача тепла от одного объекта к другому путем непосредственного контакта между ними
- 3.145. Теплопроводность** физическая величина, характеризующая интенсивность кондуктивного теплообмена в веществе, которая равна отношению плотности теплового потока к градиенту температуры (ДСТУ 3518-97)
Передача тепла от одной молекулы к другой в твердых веществах и, до некоторой степени, в жидкостях. Когда молекула нагревается, она колеблется быстрее и передает свою энергию соседним более холодным молекулам. Процесс продолжается по мере того, как все больше и больше молекул вовлекаются в передачу тепла, пока все они не достигнут новой температуры, и не будут колебаться с одной и той же скоростью
- 3.146. Термограмма** тепловое изображение объекта контроля или его отдельного участка (ГОСТ 25314-82)
Представляет собой картину теплового поля объекта, запечатлённую на бумаге или в электронных средствах отображения информации.
- 3.147. Термографист** введенное в данном учебно-методическом пособии определение лица, выполняющего техническое диагностирование различных объектов с помощью технических средств инфракрасной техники и/или обеспечивающее сбор, анализ полученных данных и выдачу рекомендаций по выявленным при диагностировании дефектов.
- 3.148. Термопрофилограмма** график распределения температуры вдоль заданной на поверхности объекта контроля (ГОСТ 25314-82)
- 3.149. Техническое диагностирование** определение технического состояния объекта с определенной (заданной) точностью (ДСТУ 2389-94)

Задачами технического диагностирования являются:

- контроль технического состояния;
- поиск места и определение причин отказа (неисправности);
- прогнозирование технического состояния.

Термин "техническое диагностирование" применяют в наименованиях и определениях понятий, когда решаемые задачи технического диагностирования равнозначны или основной задачей является поиск места и определение причин отказа (неисправности)

- 3.150. **Техническое состояние объекта** состояние, которое характеризуется в определенный момент времени, при определенных условиях внешней среды значениями параметров, установленных технической документацией на объект (ДСТУ 2389-94)
- 3.151. **Токоведущий провод щетки** элемент арматуры щетки электрической машины, предназначенный для подвода (отвода) электрического тока, конструктивно выполненный в виде гибкого провода (ГОСТ 21888-82)
- 3.152. **Токоведущая часть** любой проводник, или токопроводящая часть, которые при нормальной эксплуатации находятся под напряжением, включая и нейтральный проводник, если он не является защитным заземленным проводником (ГОСТ 22789-94).
- 3.153. **Токопровод** устройство, выполненное в виде шин или проводов с изоляторами и поддерживающими конструкциями, предназначенное для передачи и распределения электрической энергии в пределах электростанции, подстанции или цеха (ДСТУ 3429-96)
- 3.154. **Трансформатор** статический преобразователь электрической энергии, который передает электрическую энергию без изменения частоты (ДСТУ 2815-94)
- 3.155. **Трехфазная реакторная группа** группа из трех однотипных реакторов, предназначенных для совместного включения в трехфазную электрическую цепь (ГОСТ 18624-73).
- 3.156. **Угол наблюдения** угол между нормалью к наблюдаемой поверхности и линией, соединяющей оптическую ось объектива тепловизора (пирометра) и геометрический центр этой поверхности

- 3.157. **Угловая разрешающая способность тепловизионной системы** предельный (минимальный) угол между двумя точечными излучателями, расположенными на фоне с постоянной заданной температурой, воспроизводимыми раздельно в системе визуализации (ДСТУ 2820-94)
- 3.158. **Удельная теплопроводность** количество тепловой энергии, которое передается через единичную площадь и толщину данного материала за заданное время
- 3.159. **Управление данными** процесс, обеспечивающий представление, накопление, хранение и использование данных, а также манипулирование ими (ДСТУ 2874-94)
- 3.160. **Установившийся режим работы электротехнического изделия (электротехнического устройства, электрооборудования)** режим работы электротехнического изделия (электротехнического устройства, электрооборудования), при котором значения всех параметров режима практически неизменны (ГОСТ 18311-80)
- 3.161. **Фаза (электроустановки)** проводник, пучок проводников, ввод, обмотка или иной элемент многофазной системы переменного тока, являющийся токоведущим при нормальном режиме работы (ДСТУ 3429-96). Токоведущие элементы фазы имеют один и тот же потенциал по отношению к земле
- 3.162. **Шинопровод** устройство, выполненное в виде шин и проводов с изоляторами и поддерживающими конструкциями, предназначенное для передачи и распределения электрической энергии в пределах электростанции, подстанции, цеха (ДСТУ 3429-96)
- 3.163. **Шкаф КРУ** часть КРУ, являющаяся законченным изделием заводского изготовления и состоящая из жесткой металлической конструкции с устанавливаемыми в ней электрооборудованием и приборами (ГОСТ 14693-9011)
- 3.164. **Шумовой эквивалент разности температур (английское название — Noise Equivalent Temperature Difference — NETD)** разность температуры между мишенью и фоном (абсолютно черным телом), необходимой для появления на выходе электрического канала тепловизора сигнала с отношением "сигнал/шум", равном единице. Подробнее см. в приложении А

- 3.165. **Щелевая характеристика (английское название — Slit Response Function — SRF)** зависимость разности между максимальным сигналом щели и фона (абсолютно черного тела) на выходе тепловизора от угловой ширины щели, приведенной к вышеупомянутой разности, которая имеет место в случае очень широкой щели. В количественном виде представляет собой пространственную разрешающую способность системы, или ее способность "видеть" и измерять детали. Подробнее см. в **приложении А**
- 3.166. **Щетка (электрической машины)** токопроводящий элемент, непосредственно соприкасающийся с коллектором или контактным кольцом, предназначенный обеспечивать электрическую связь подвижной и неподвижной частей электрической машины (ГОСТ 21888-82)
- 3.167. **Щеткодержатель** элемент конструкции электрической машины, обеспечивающий контакт щетки с коллектором или контактным кольцом и состоящий из обоймы щеткодержателя, системы нажатия и элемента крепления (ГОСТ 21888-82)
- 3.168. **Эффективное значение температуры окружающего воздуха** условное значение температуры окружающего воздуха, принимаемое при расчетах и испытаниях (ГОСТ 8024-90)
- 3.169. **Эффективная площадь контактирования** часть условной площади контактирования, по которой электрический ток переходит из одной контакт-детали в другую. Условная же площадь контактирования представляет собой часть рабочей (предназначенной для осуществления электрического контакта) поверхности контакт-детали, по которой происходит соприкосновение с другой контакт-деталью (ДСТУ 2290-93)
- 3.170. **Экспресс-диагностирование** диагностирование по ограниченному числу параметров за заранее установленное время (ДСТУ 2389-94)
- 3.171. **Электрическая машина** электрический преобразователь, который преобразует электрическую энергию в механическую и наоборот (ДСТУ 2815-94)
- 3.172. **Электрическая часть электростанции** совокупность электрических устройств, входящих в состав электростанции (ДСТУ 3420-96)

- 3.173. **Электрические параметры (объекта)** электрические параметры объекта, включающие его номинальные параметры и измеренные в момент съёмки значения мощности, напряжения и фазных токов. Они необходимы для вычисления прогнозируемых температур при 100% (номинальной) электрической нагрузке объекта
- 3.174. **Электрическое распределительное устройство** электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии на одном напряжении и содержащая коммутационные аппараты и соединяющие их сборные шины (секции шин), устройства управления и защиты (ДСТУ 3420-96)
- 3.175. **Электрооборудование** совокупность электротехнических устройств объединенных общими признаками (ГОСТ 18311-80)
- 3.176. **Электростанция** электроустановка, предназначенная для производства электрической энергии или электрической энергии и тепла, содержащая строительную часть, оборудование для преобразования энергии и необходимое вспомогательное оборудование (ДСТУ 3420-96)
- 3.177. **Электроустановка** комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенный для производства или преобразования, передачи, распределения или потребления электрической энергии (ГОСТ 19431-84)
- 3.178. **Ячейка электрической подстанции (распределительного устройства)** часть электрической подстанции (распределительного устройства), содержащая всю или часть коммутационной и/или иной аппаратуры одного присоединения (ДСТУ 3420-96)
- 3.179. **Явный дефект** дефект, для выявления которого в нормативной документации, обязательной для данного вида контроля, предусмотрены соответствующие правила, методы и средства (ГОСТ 15467-79)

4. ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АБ	аккумуляторная батарея
АБП	агрегат бесперебойного питания
АЧТ	абсолютно черное тело
АЭС	атомная электрическая станция
БД	база данных
БСК	батарея силовых конденсаторов
ВВЛ	высоковольтная лаборатория
ВЛ	воздушная линия электропередачи
ВН	высокого напряжения (обмотка, вывод, провод и т. п.)
ГКД	отраслевой руководящий документ (галузевий керівний документ — укр.)
ГЭС	гидроэлектростанция
ДВ	длинноволновый диапазон инфракрасного спектра (длина волны 8—12 мкм)
ДК	делительный конденсатор высоковольтного выключателя
ЗРУ	закрытое распределительное устройство
ИК	инфракрасный (спектр, излучение, камера, прибор, система и т. п.)
ИКТ	инфракрасная техника
ИТР	инженерно-технические работники
КА	коммутационный аппарат (выключатель, разъединитель и т. п.)
КВ	коротковолновый диапазон ИК спектра (длина волны 2—5 мкм)
Кд	коэффициент дефектности диагностируемого контактного соединения
Кохл.	коэффициент эффективности охладителя силового трансформатора (реактора)
КИ (Е)	коэффициент излучения
КРУ	комплектное распределительное устройство
КРУН	комплектное распределительное устройство наружной установки
КС	контактное соединение
КСВ	конденсатор связи
КСК	контактные соединения в том числе и контакты электрооборудования
КТП	комплектная трансформаторная подстанция
КТПН	комплектная трансформаторная подстанция наружной установки
КЭТ	комплектный экранированный токопровод
КЭС	конденсационная электрическая станция

мкм	микрометр, миллионная доля метра
мрад	миллирадиан, тысячная доля радиана, единица измерения угла
м/с	метр за секунду, единица измерения скорости (в данном методическом пособии — ветра)
НН	низкого напряжения (обмотка, вывод, провод и т. п.)
о.е.	относительные единицы
ОЗМ	осеннее-зимний максимум нагрузок
ОПН	ограничитель перенапряжений нелинейный
ОРУ	открытое распределительное устройство
ПИН	приспособление для измерения напряжения (специальный или измерительный вывод у высоковольтных вводов)
ПО	программное обеспечение
ПБЭЭ	правила безопасной эксплуатации электроустановок
ПТКД	подразделение термографического контроля и диагностики
ПТЭ	правила технической эксплуатации
РБ	радиационная безопасность
РПН	регулирование напряжения под нагрузкой (в силовых трансформаторах)
СК	силовой конденсатор
СУБД	система управления базами данных
ТБ	техника безопасности
Токр.	температура окружающего воздуха, определенная либо термометром, либо по участку поверхности аналогичного отключенного (обесточенного) контактного соединения или узла электрооборудования, находящегося в тех же условиях теплообмена с окружающей средой, что и диагностируемое контактное соединение или узел электрооборудования
ТД ИКТ	техническое диагностирование электрооборудования и контактных соединений электроустановок средствами инфракрасной техники
ТН	трансформатор напряжения
ТТ	трансформатор тока
ТУ	технические условия на изделие, оборудование
ТЭЦ	теплоэлектроцентраль
УМП	учебно-методическое пособие
ХАРГ	хроматографический анализ газов, растворенных в масле, которое используется в маслonaполненном оборудовании в качестве изолирующей жидкости
ЧР	частичные разряды в изоляции электрооборудования
ЭД	электродвигатель
э.д.с.	электродвижущая сила

ЭМ	электрическая машина
ЭО	электрооборудование
ЭУ	электроустановка
°С	градус Цельсия
CTF	контрастная передаточная функция (английское название — Contrast Transfer Function)
FOV	поле зрения (английское название — Field of View)
FPA	многоэлементный приемник в фокальной плоскости (английское название — Focal Plane Array)
IFOV	мгновенное поле зрения (английское название — Instantaneous Field of View)
IFOV_{meas}	мгновенное поле зрения по измерению (английское название — Instantaneous Field of View Measured)
MDTD	наименьшая обнаруживаемая разность температур (английское название — Minimum Detectable Temperature Difference)
MRTD	наименьшая различаемая разность температур (другие названия — тепловая чувствительность, порог температурной чувствительности). Английское название — Minimum Resolvable Temperature Difference)
MTF	модуляционная передаточная функция (английское название — Modulation Transfer Function)
NETD	шумовой эквивалент разности температур (английское название — Noise Equivalent Temperature Difference)
SiTF	сигнальная передаточная функция — чувствительность (английское название — Signal Transfer Function)
SRF	щелевая характеристика (английское название — Slit Response Function)

5. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

5.1. Физические основы и предпосылки применения инфракрасной техники для диагностирования электрооборудования, контактов и контактных соединений.

Части любого электрооборудования, находящегося под напряжением и/или нагрузкой, в той или иной мере нагреваются под их воздействием:

- токоведущие части электрооборудования (проводники) и контактных соединений (контактов) — Джоулевыми потерями;
- части электрооборудования, выполненные из ферромагнитных материалов — потерями на перемагничивание и вихревыми токами;
- части электрооборудования, выполненные из изоляционных материалов — диэлектрическими потерями в изоляции.

Совокупность нагретых токоведущих частей, контактных соединений (контактов), изоляционных, ферромагнитных материалов и конструктивных элементов электроустановки или ее части формирует температурное поле. Энергия этого поля частично отводится в окружающую среду путем теплопроводности и конвекции, а оставшаяся часть вызывает изменение теплового состояния электроустановки или ее части и излучается в окружающее пространство поверхностью электрооборудования или контактных соединений (контактов) в виде инфракрасного излучения.

Вид (конфигурация) и параметры этого температурного поля могут служить диагностическими параметрами (признаками) исправности или неисправности электрооборудования и контактных соединений (контактов): при появлении неисправности или ненормальной работе, конфигурация и параметры температурного поля поверхности изменяются, в температурном поле появляются тепловые аномалии. Сопоставляя конфигурацию и параметры температурного поля исправного и диагностируемого электрооборудования или контактных соединений (контактов), эти тепловые аномалии можно зафиксировать и, таким образом, обнаружить и локализовать дефект.

Кроме того, при диагностировании контактных соединений (контактов), можно измерить его температурные параметры и сопоставив их с нормируемыми значениями, сделать вывод о его степени дефектности.

Инфракрасное излучение — это электромагнитное излучение, характеризующееся длинами волн в диапазоне от 0,78 мкм до 1 мм. Диапазоны длин волн инфракрасного излучения в спектре существующих электромагнитных волн показаны на рис. 5.1.

Для целей технического диагностирования ИКТ используются два участка этого диапазона — коротковолновый (2—6 мкм) и длинноволновый (8—12 мкм), в пределах этих участков атмосфера наиболее "прозрачна" для инфракрасного излучения (см. рис. 10.6 раздела 10).

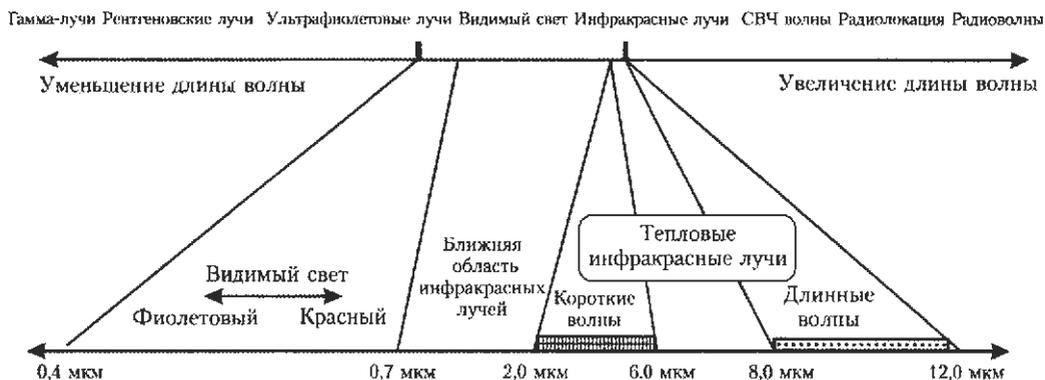


Рис. 5.1. Спектр электромагнитных волн и место в нем ИК излучения

Для технической диагностики средствами инфракрасной техники (далее, ТДИКТ) электрооборудования и контактных соединений (контактов), применяется инфракрасная термография. Она использует в качестве диагностического параметра температурное поле объектов и связанный с ним процесс лучистого теплообмена между поверхностью объекта, окружающей средой и техническим средством диагностики путем улавливания, измерения и анализа ИК излучения, несущего информацию о конфигурации и количественных параметрах этого температурного поля.

В качестве технических средств инфракрасной термографии, для визуализации и количественного анализа температурных полей электрооборудования и контактных соединений (контактов), используются тепловизоры (тепловизионные/термографические системы). Для измерений температур в отдельных точках этих полей применяются радиационные пирометры, позволяющие только измерять температуры отдельных точек поверхности объекта.

В общем случае, в объектив тепловизора или пирометра попадает поток инфракрасного излучения, состоящий из суммы следующих составляющих:

- **собственного инфракрасного излучения** контролируемого объекта, величина которого зависит от температуры поверхности объекта, коэффициента излучения поверхности (иногда его называют степенью "черноты" в инфракрасной области спектра) и коэффициента пропускания ат-

мосферы, при этом величина потока собственного излучения связана с температурой поверхности объекта законом Стефана-Больцмана;

- **отраженного от поверхности контролируемого объекта инфракрасного излучения**, обусловленного падением на нее инфракрасного излучения от других объектов, окружающих контролируемый объект, солнечного излучения и других источников тепла. Величина отраженного инфракрасного излучения зависит от температуры "мешающих" объектов, коэффициента отражения поверхности контролируемого объекта, взаимного расположения инфракрасной камеры, контролируемого объекта и "мешающих" объектов, коэффициента пропускания атмосферы и ряда других факторов;
- **прошедшего через контролируемый объект инфракрасного излучения**, обусловленного его "прозрачностью" для инфракрасного излучения от "мешающих" объектов.

Из трех вышеперечисленных составляющих только первая несет информацию о температурном поле поверхности контролируемого объекта и является полезной для ТД ИКТ, две последних являются "паразитными" (при обследовании электрооборудования и контактных соединений (контактов) третьей составляющей можно пренебречь, потому что коэффициент пропускания ИК излучения для них практически равен нулю). Способы уменьшения влияния второй составляющей подробно рассмотрены в **разделе 10**.

При написании подраздела использованы публикации [6, 9, 11, 16, 26, 58, 59, 63, 85, 92, 107].

5.2. Особенности технического диагностирования электрооборудования, контактов и контактных соединений средствами инфракрасной техники.

Методы непосредственного измерения температуры в данной точке поверхности обследуемого объекта посредством контактных термометров, термощупов и других приборов известны давно. Их широкое применения в электроэнергетике ограничивается достаточно высокой трудоемкостью и необходимостью использования изолирующих приспособлений, т. к. контролируемые элементы электрооборудования обычно находятся под рабочим напряжением, а сами датчики температуры вносят искажения в первоначальное температурное поле объекта. Различные термоиндикаторные пленки и покрытия, наносимые на контролируемый узел, широкого применения не получили из-за недостаточной долговечности и надежности.

Техническая диагностика средствами инфракрасной техники является одним из наиболее эффективных направлений совершенствования системы технической диагностики, она обладает рядом преимуществ, выгодно отличающим ее от традиционных методов диагностики электрооборудования и контактных соединений (контактов). Несмотря на то, что технической диагностике инфракрасной техники присущ ряд факторов, усложняющих выполнение диагностики (влияние погодных условий, необходимость создания определенного режима электрической сети, значительная стоимость диагностического оборудования, необходимость подготовки специально обученного персонала и т. п.), этот метод диагностики обладает рядом достоинств и преимуществ по сравнению с традиционными ее методами:

- обследование выполняется дистанционно, не требуется прямой контакт с обследуемым объектом, он может находиться под высоким напряжением, на значительной высоте и т. п.;
- ТД ИКТ является неразрушающим методом диагностики, при обследовании не нарушаются ни режим работы объекта, ни его техническое состояние, обследования выполняются на действующем оборудовании и не требуют его отключения, электроснабжение потребителей при обследовании не прерывается;
- при обследовании тепловая картина объекта видна целиком (при использовании тепловизоров), что облегчает распознавание и определение месторасположения дефекта;
- при обследовании обеспечивается высокая производительность труда, необходимая точность и достоверность результатов измерения;
- дефекты оборудования можно выявить на ранней стадии их развития, что позволяет планировать ремонты для своевременного устранения этих дефектов, перейти от системы планово-предупредительных ремонтов оборудования к ремонтам по его техническому состоянию, а также обоснованно планировать и эффективно использовать рабочую силу и фонд запасных частей;
- электрооборудование и контактные соединения (контакты) поддерживаются на низком уровне дефектности, что повышает безопасность и надежность их работы;
- при выполнении ТД ИКТ не требуется выполнение технических мероприятий по технике безопасности, процесс обследования представляет собой разновидность обычного осмотра электроустановки, нет необходимости производить оперативные переключения и подготовку рабочего места; при проведении диагностики обеспечивается безопасность персонала, т. к. используется дистанционный бесконтактный метод.

В ряде случаев техническая диагностика средствами инфракрасной техники является единственным способом обнаружения дефектов электрооборудования и контактных соединений (контактов).

5.3. Диагностические параметры, применяемые при техническом диагностировании электрооборудования, контактных соединений и контактов средствами инфракрасной техники.

Диагностическими параметрами, используемыми при ТД ИКТ, являются параметры визуализированных тепловых полей поверхности обследуемых объектов — температуры и/или распределение температуры в пределах зарегистрированного теплового поля.

Следует учитывать, что инфракрасные приборы определяют температуру только очень тонкого слоя поверхности объекта. Внутренние дефекты и тепловые явления могут быть обнаружены лишь тогда, когда они создают изменения температуры поверхности объекта, достаточные для их регистрации (измерения). Поэтому для решения задач ТД ИКТ необходимо знать связь между процессами, возникающими при развитии дефектов внутри объекта и процессами на его поверхности, т. е. знать тепловой образ внутреннего дефекта на поверхности диагностируемого объекта. В ряде случаев такая связь может быть неизвестной и оценку полученных данных можно выполнить только сравнением тепловых полей однотипных объектов. В этих случаях ТД ИКТ может рассматриваться только как вид экспресс-диагностирования объекта.

Оценка состояния контактных соединений (контактов) и токоведущих частей электрооборудования при ТД ИКТ, в зависимости от тока, протекающего по ним, производится по следующим критериям:

- наибольшая допустимая нормированная температура нагрева контактных соединений (контактов);
- превышение температуры контактных соединений (контактов);
- избыточная температура контактных соединений (контактов);
- коэффициент дефектности контактных соединений (контактов).

Следует отметить, что оценка теплового состояния электрооборудования, а также контактов и контактных соединений, находящихся в среде изоляционных жидкостей и газов, отделенных от прямого наблюдения металлическими или изоляционными материалами, может производиться при ТД ИКТ только косвенным способом, поскольку возможность непосредственного измерения температуры средствами инфракрасной техники, по существу, исключена. В этом случае, суждение о тепловом состоянии обследу-

емого объекта осуществляется путем выявления температурных аномалий на поверхности его бака или крышки, анализа числовых параметров их температурных полей, их сопоставление с аналогичными температурными полями других фаз, анализа причин возникновения температурных аномалий с учетом конструктивных особенностей электрооборудования.

В соответствии с ГОСТ и ДСТУ на различные виды электрооборудования, и с учетом вышеизложенного, оценка состояния электрооборудования при ТД ИКТ производится по следующим критериям:

- наибольшая допустимая нормированная температура нагрева частей электрооборудования;
- превышение температуры частей электрооборудования;
- наличие и характер температурных аномалий теплового поля поверхности диагностируемой единицы электрооборудования по сравнению с тепловым полем поверхности заведомо исправной и аналогичной по конструкции и режиму работы единицы электрооборудования.

Более подробно диагностические параметры, используемые при технической диагностике инфракрасной техники, представлены в **разделах 12 и 14.**

6. ОРГАНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И КОНТАКТНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК И ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ СРЕДСТВАМИ ИНФРАКРАСНОЙ ТЕХНИКИ

6.1. Основные принципы.

При организации системы технического диагностирования средствами инфракрасной техники на энергопредприятии и выполнении обследований необходимо руководствоваться следующими принципами:

- плановость (диагностирование выполняется в плановом порядке по намеченному графику без пропусков и перерывов);
- цикличность (в пределах года, на который приходится плановое обследование средствами инфракрасной техники, диагностирование выполняется до и после ремонтной кампании путем выполнения взаимосвязанных процедур-циклов, когда до начала ремонтов производится выявление дефектов, а после них — проверка качества устранения дефектов);
- системный подход (совместное рассмотрение и увязка полученных результатов с ремонтными и другими службами энергопредприятия и результатами традиционных испытаний электрооборудования- высоковольтными испытаниями, хроматографическим анализом газов, растворенных в изолирующих жидкостях, измерение частичных разрядов и т. п.);
- отслеживание динамики развития дефектов во времени, сопоставление текущих результатов с предыдущим состоянием оборудования;
- сравнение полученных результатов с результатами, полученными на однотипном оборудовании.

6.2. Структура и алгоритм технического диагностирования.

Для эффективного использования средств и методов инфракрасной техники и организации эффективно работающей системы ТД ИКТ, на энергопредприятии рекомендуется создать подразделение термографического контроля и диагностики (ПТКД). Опыт показывает, что попытки организовать систему ТД ИКТ по совмещению — специалистами, постоянно занимающимися другими видами работ (например, высоковольтными испытаниями или ремонтными работами), успеха не имеют, т. к. выполнение обследований, анализ их результатов и выдача рекомендаций, в силу специфичности средств и методов инфракрасной техники, требуют специальных знаний.

глубокого понимания процессов теплообмена в диагностируемом оборудовании и большого практического опыта. Поэтому подразделение термографического контроля и диагностики должно быть укомплектовано штатом специалистов (не менее 3-х человек), необходимыми техническими средствами для выполнения ИК обследований объектов и обработки их результатов.

В существующей организационной структуре энергетической отрасли Украины, целесообразно ввести подразделение термографического контроля и диагностики в состав подразделений (лабораторию, участок, службу, цех), выполняющих диагностику и/или испытания и измерения. Наличие такого подразделения термографического контроля и диагностики со своим штатом специалистов позволит наиболее полно реализовать представленный ниже алгоритм диагностики электрооборудования и контактных соединений (контактов) средствами инфракрасной техники.

Рекомендуемая структурная схема и алгоритм диагностирования электрооборудования и контактных соединений (контактов) средствами инфракрасной техники и устранения дефектов по ее результатам состоит из комплекса взаимосвязанных циклов и приведена на **рис. 6.1**. Краткие пояснения относительно отдельных элементов структурной схемы приведены ниже.

Сведения об электрооборудовании и контактных соединениях (контактах) должны быть возможно более полными, они заносятся в базу данных, используются для оценки состояния диагностируемого оборудования и могут содержать:

- перечень электрооборудования и контактных соединений (контактов), подлежащего диагностированию с указанием их месторасположения, принадлежности (цех-владелец), а также фамилии и реквизитов должностного лица ремонтной службы (начальника участка, старшего мастера), отвечающего за ремонт (обслуживание) электрооборудования и контактных соединений (контактов);
- паспортные данные, данные заводских и пуско-наладочных испытаний и измерений;
- условия, продолжительность и особенности эксплуатации;
- аварийность, статистика отказов за предыдущий период;
- особенности конструкции, рекомендации, касающиеся эксплуатации электрооборудования и контактных соединений (контактов) завода-изготовителя, руководящих и контролирующих органов;
- режимы работы диагностируемого оборудования;
- объем, виды и сроки выполненных и планируемых ремонтов, модернизаций, реконструкции;
- результаты профилактических испытаний, измерений и диагностирования другими методами (высоковольтные и другие испытания и измерения, измерения частичных разрядов, испытания изолирующих жидкостей, хроматографический анализ растворенных в них газов и т. п.);
- результаты предыдущих термографических обследований.

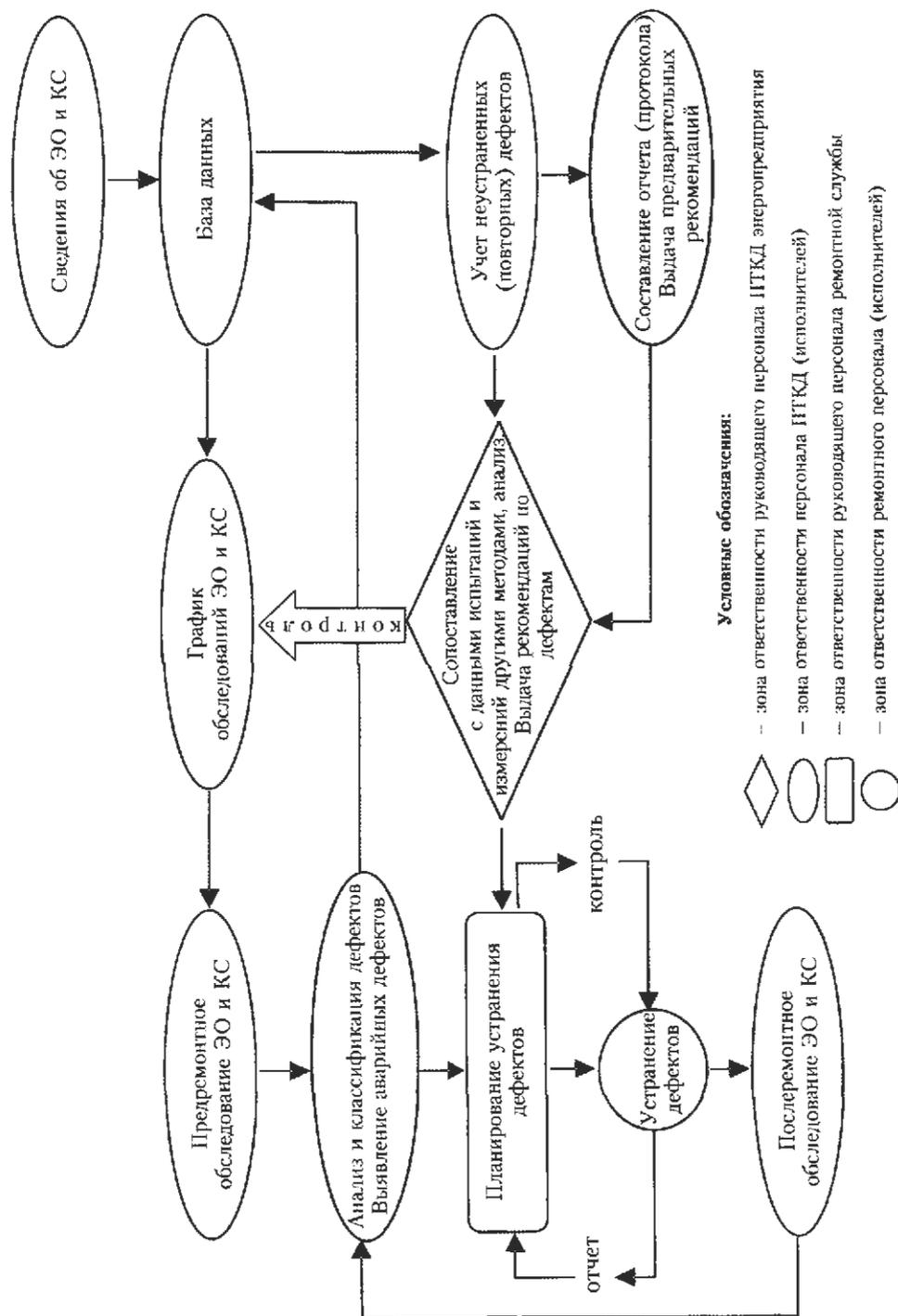


Рис. 6.1. Рекомендуемая структурная схема, алгоритм ТД ИКТ и устранения дефектов по ее результатам

База данных обследуемого электрооборудования и контактных соединений (контактов) играет весьма важную роль в структуре ТД ИКТ, она позволяет осуществлять постоянный мониторинг и управление процессом технического диагностирования инфракрасной техники и устранения выявленных дефектов. Как минимум, в структуре базы данных должны быть предусмотрены два блока данных — сведения об электрооборудовании и контактных соединений (контактов), подлежащих ТД ИКТ и данные о всех выполненных обследованиях. Более подробные сведения о структуре и ведении базы данных, организации и управлении данными приведены в **разделе 16**.

График обследований электрооборудования и контактных соединений (контактов) составляется на основе имеющихся в базе данных сведений о них, а также графиков ремонтов электрооборудования и контактных соединений (контактов), согласуется с руководителем ремонтной службы и утверждается руководящим персоналом энергопредприятия.

График содержит, как минимум:

- перечень контролируемого электрооборудования и контактных соединений (контактов);
- оперативные наименования обследуемого электрооборудования и присоединений с обследуемыми контактными соединениями (контактами);
- сроки обследований.

Рекомендуется ввести в график также принадлежность электрооборудования и контактных соединений (контактов) — цех-владелец, а также фамилию и реквизиты должностного лица ремонтной службы (начальника участка, старшего мастера), отвечающего за ремонт (обслуживание) электрооборудования и контактных соединений (контактов). Как правило, график обследований имеет ежемесячный характер и предусматривает два обследования в год — до ремонта и после него. При необходимости (например, для отслеживания динамики развития предаварийных дефектов), в график обследования необходимо вносить коррективы в сторону уменьшения периода обследований (перейти на учащенный контроль). Величину этого периода выбирают в зависимости от степени опасности дефекта, серьезности возможных последствий его развития, наличия или отсутствия непрерывного контроля состояния электрооборудования и контактных соединений (контактов) другими методами и средствами диагностики и т. д. Решение об учащенном контроле принимает начальник подразделения, в состав которого входит подразделение термографического контроля и диагностики, который также осуществляет контроль за выполнением графика обследований электрооборудования и контактных соединений (контактов) в целом.

Предремонтное и послеремонтное обследование электрооборудования и контактных соединений (контактов) выполняется в соответствии с утвержденным графиком. Подробные рекомендации по проведению обследо-

ваний различных видов электрооборудования и контактных соединений (контактов) приведены в **разделах 12 и 14**.

Анализ и классификацию выявленных дефектов по степени опасности и срокам их устранения выполняется на основе анализа базы данных после ее обновления по окончании последнего перед анализом обследования. Рекомендуемые диагностические признаки и критерии для выполнения классификации приведены в **разделах 12 и 13**. На этом же этапе выполняется **выявление аварийных дефектов**, подлежащих устранению в кратчайшие сроки (по аварийным заявкам), информация о которых **немедленно** сообщается начальнику подразделения, в состав которого входит подразделение термографического контроля и диагностики, вносится в журнал дефектов электроустановки и передается руководящему персоналу ремонтной службы, устраняющей дефекты.

Учет неустраненных (повторных) дефектов выполняет персонал подразделения термографического контроля и диагностики на основе анализа базы данных после ее обновления по окончании последнего перед анализом обследования. Неустраненным (повторным) дефектом считается дефект, параметры температурного поля которого (температура и/или конфигурация) на момент текущего обследования не изменились, либо стали такими, что дефект стал более серьезным с точки зрения его последствий для электрооборудования или контактных соединений (контактов) (например, максимальная температура в месте дефекта осталась неизменной или увеличилась). Наличие повторных дефектов и информация об их предыдущем состоянии (в виде термограмм и/или значений температур) **в обязательном порядке отражается в отчете** о выполненном обследовании, который передается руководящему персоналу ремонтной службы, устраняющей дефекты.

Составление отчета и выдачу предварительных рекомендаций по устранению выявленных дефектов выполняется на основе результатов выполненного обследования, после их анализа и классификации. Отчет передается начальнику подразделения, в состав которого входит подразделение термографического контроля и диагностики для проверки, сопоставления результатов выполненного обследования с результатами испытаний и измерений другими методами, анализа этого сопоставления, формирования и выдачи рекомендаций для персонала ремонтной службы по выявленным дефектам.

Планирование устранения дефектов и их устранение осуществляется на основании отчета о выполненном обследовании и с учетом приведенных в нем рекомендаций и сроков устранения дефектов. Аварийные дефекты устраняются немедленно (по аварийной заявке) после получения информации об их наличии и локализации. Информация о выявленных дефектах и сведения об их устранении должны отображаться в соответствующей ремонтной документации на оборудование (журналы дефектов, дефектные ведомости, ведомости и графики ремонтов, наряды на выполнение работ и т.п.), таким образом, чтобы обеспечить надежный контроль за своевременным и ка-

чественным устранением всех выявленных дефектов. Процедура устранения дефектов и контроля за этим процессом должна быть зафиксирована в соответствующем документе системы качества ремонтной службы.

6.3. Взаимосвязь с другими методами диагностирования

Несмотря на то, что техническое диагностирование средствами инфракрасной техникой как метод диагностирования сам по себе является мощным средством обнаружения и локализации дефектов в электрооборудовании и контактных соединений (контактов), а в ряде случаев является единственно возможным способом обнаружения дефекта без отключения оборудования, наиболее целесообразно применять его в сочетании с другими методами диагностирования. ТД ИКТ органично вписывается в общепринятую систему диагностики электрических установок, хорошо ее дополняет и может служить предпосылкой и стимулом для диагностирования другими методами, чтобы уточнить опасность и локализацию дефекта.

Можно рекомендовать следующий алгоритм внедрения ТД ИКТ в систему диагностики электрооборудования и контактных соединений традиционными методами, которая хорошо согласуется со схемой и алгоритмом, приведенной на **рис. 6.1**:

- предремонтное обследование электрооборудования и контактных соединений средствами ТД ИКТ;
- анализ полученных данных, выявление дефектов, причина и локализация которых не вызывает сомнений (явные дефекты), планирование их устранения;
- выявление дефектов, причина, значимость и локализация которых неясна, планирование их дообследования с применением других методов диагностики, в том числе традиционных, регламентированных действующими нормативными документами по испытаниям и измерениям электрооборудования (высоковольтные испытания и измерения, ХАРГ, измерение ЧР и т. п.) при выводе (плановом или аварийном) оборудования с дефектами в ремонт;
- выполнение дообследования, анализ полученных результатов, сопоставление их с результатами ТД ИКТ, уточнение причины, значимости и локализации дефектов;
- ремонт (ревизия) дефектного оборудования, устранение дефектов;
- испытания и измерения отремонтированного электрооборудования и контактных соединений в соответствии с действующими нормативными документами по испытаниям и измерениям электрооборудования;
- послеремонтное обследование электрооборудования и контактных соединений средствами ТД ИКТ под напряжением и/или нагрузкой для окончательного подтверждения устранения дефекта.

7. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ

7.1. Виды технических средств.

В качестве технических средств для выполнения технического диагностирования средствами инфракрасной техники используются тепловизоры (термографические системы) и/или пирометры

Тепловизор состоит из следующих основных систем и узлов (см. **рис. 7.1**):

- инфракрасный приемника (детектора ИК излучения);
- узла охлаждения инфракрасного приемника (в тепловизорах с пировидином и в новейших моделях тепловизоров отсутствует- применяются неохлаждаемые детекторы);
- оптической системы;
- системы электромеханического сканирования (в тепловизорах с матричным детектором FPA отсутствует);
- встроенного эталона температуры для непрерывной автоматической коррекции сигнала инфракрасного приемника при изменении температуры окружающей среды, узлов и деталей самого тепловизора;
- электронного блока для усиления и обработки сигнала с выхода инфракрасного приемника, управления системами сканирования и визуализации инфракрасного излучения, управления работой других узлов и систем тепловизора, выполнения других сервисных функций;
- системы визуализации инфракрасного излучения объекта в виде монитора и/или электронного видеоискателя;
- системы запоминания и хранения термограмм;
- блока питания и зарядки аккумуляторов.

Тепловизор, компьютер со специализированным программным обеспечением для обработки и изготовления отчетов, ряд вспомогательных устройств и приспособлений объединяются в термографическую систему.

Пирометр состоит из следующих основных систем и узлов (см. **рис. 7.2**):

- инфракрасный приемник приемника (детектора инфракрасного излучения);
- оптической системы (иногда она конструктивно совмещена с инфракрасным приемником);
- встроенного эталона температуры для непрерывной автоматической коррекции сигнала инфракрасного приемника при изменении температуры окружающей среды, узлов и деталей самого пирометра;

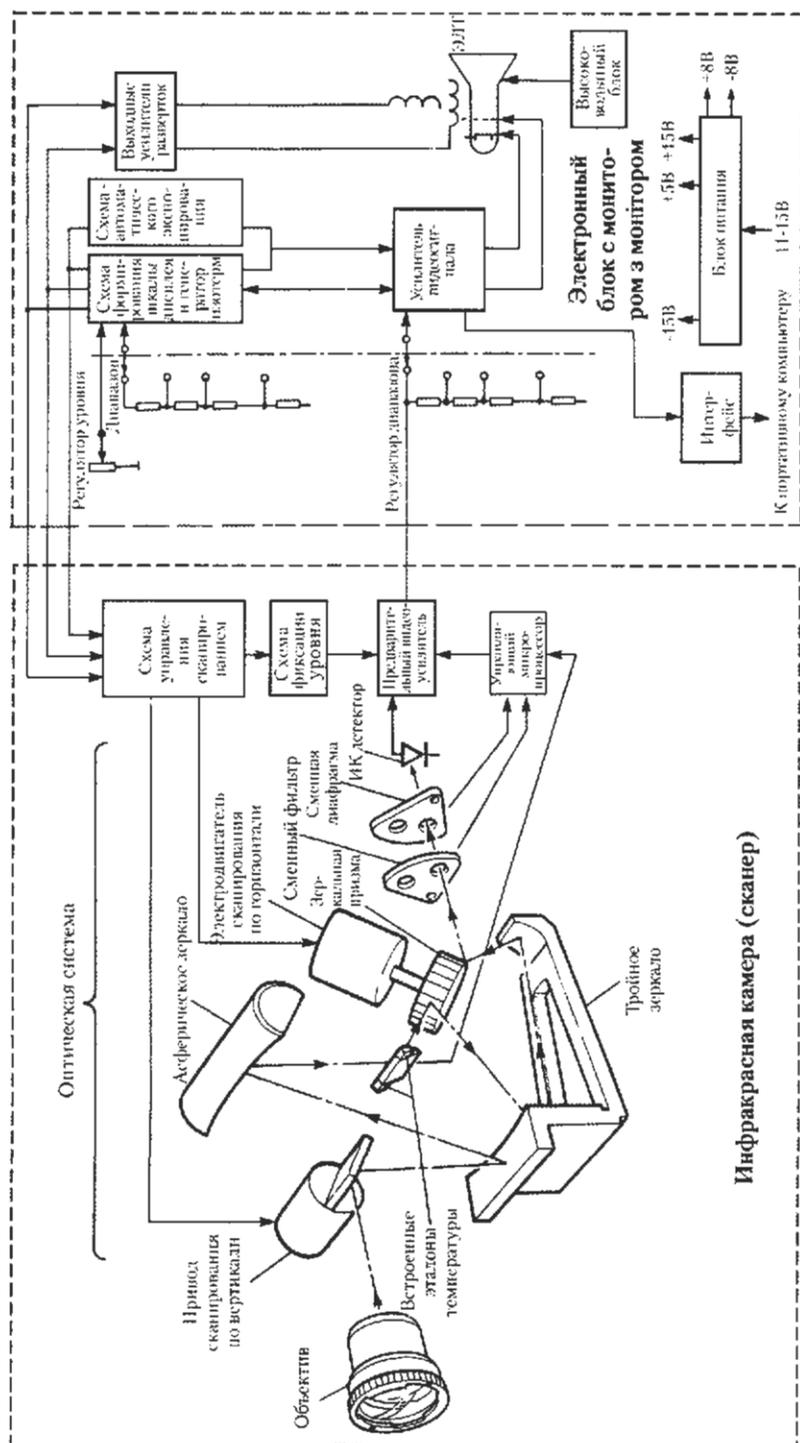


Рис. 7.1. Упрощенная схема тепловизора с электромеханическим сканированием изображения объекта (на примере тепловизора серии "Thermovision 800" компании "Agema" (в настоящее время - "Flir Systems").

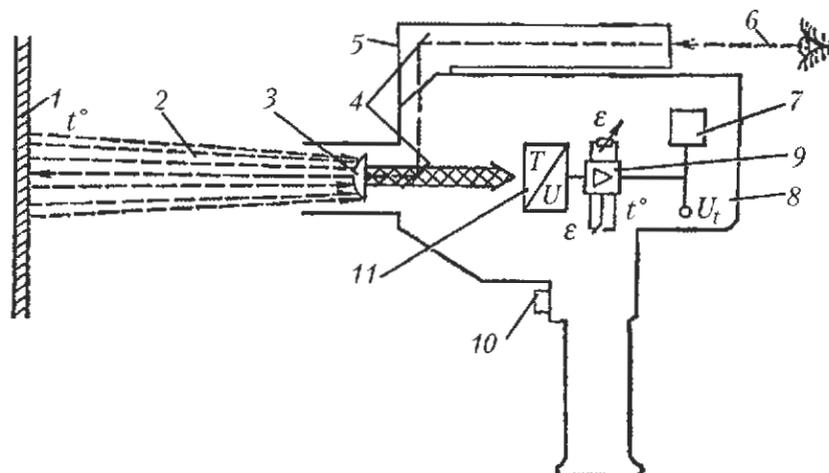


Рис. 7.2. Упрощенная схема пирометра:

1 — контролируемый объект; 2 — инфракрасное излучение; 3 — оптическая система; 4 — зеркало; 5 — оптический видоискатель; 6 — оптическая ось видоискателя; 7 — аналоговый или цифровой дисплей; 8 — корпус пирометра; 9 — электронный преобразователь сигнала датчика в значение температуры с коррекцией по коэффициенту излучения объекта; 10 — кнопка для запуска измерения температуры; 11 — детектор, преобразующий инфракрасное излучение в пропорциональный электрический сигнал

- электронного блока для усиления и обработки сигнала с выхода ИК приемника, управления работой других узлов и систем пирометра, выполнения других сервисных функций;
- узел отсчета температуры с аналоговым или цифровым индикатором;
- оптического или лазерного визира для определения месторасположения точки измерения температуры;
- блока питания и зарядки аккумуляторов.

7.2. Основные технические параметры приборов инфракрасной техники, их физический смысл и влияние на метрологические характеристики этих приборов.

Важнейшими метрологическими характеристиками инфракрасных приборов являются (в скобках приведены англоязычные сокращения некоторых параметров, применяемые компаниями-изготовителями):

- спектральный диапазон;
- диапазон измеряемых температур;
- порог температурной чувствительности — наименьшая различаемая разность температур (MRTD) — только для тепловизоров;
- инструментальная погрешность измерения температуры;

- поле зрения (FOV);
- пространственное разрешение — мгновенное поле зрения (IFOV) — только для тепловизоров;
- щелевая характеристика (SRF);
- быстродействие.

Для облегчения понимания работы ИК приборов и их эффективного использования, в **приложении А** описан физический смысл наиболее важных характеристик ИК приборов, способы их определения и влияние на метрологические и другие характеристики.

7.3. Технические требования к тепловизорам.

Для ТД ИКТ следует применять тепловизоры, удовлетворяющие следующим техническим требованиям:

- | | |
|---|--|
| • спектральный диапазон | предпочтительно длинноволновый (8–12 мкм) |
| • диапазон измеряемых температур | не уже $-10 + +200^{\circ}\text{C}$ (с возможностью расширения до $+500^{\circ}\text{C}$) |
| • порог температурной чувствительности | не хуже $0,1-0,3^{\circ}\text{C}$ при температуре $25-30^{\circ}\text{C}$ |
| • инструментальная погрешность измерения температуры | не больше 2% от верхнего предела диапазона измерения |
| • поле (угол) зрения | 18–24 угловых градуса |
| • пространственное разрешение (мгновенное поле зрения) | не более 1,5–3 мрад |
| • быстродействие | не менее 12 кадров в секунду |
| • питание | автономное, позволяющее работать от одного комплекта аккумуляторов не менее 2–3 часов |
| • возможности работы с термограммами | запоминание термограмм на электронном носителе, наличие программного обеспечения для обработки и печати термограмм; динамический диапазон представления термограмм — не менее 8 бит. |
| • условия эксплуатации | окружающая температура от -10 до $+50^{\circ}\text{C}$, вибрация — до 1g, удары и толчки — до 15g |

- **масса** — возможно меньшая, позволяющая длительное время удерживать тепловизор одной рукой
- **параметры и возможности, наличие которых следует учитывать при выборе тепловизоров** — детектор без охлаждения жидкими хладагентами, наличие сменной оптики, позволяющей работать с углами зрения от 7–10 до 40 угловых градусов; отсутствие механического сканирования (FPA детектор), наличие выносного монитора, возможность записи речевых комментариев и изображения в видимой области спектра, наличие солнечного и атмосферного фильтров, работоспособность в условиях влияния электромагнитного поля. Весьма желательно наличие ручного управления фокусировкой, т. к. на практике, при работе "с рук", она значительно удобнее

7.4. Технические требования к пирометрам.

Пирометры, используемые в системе ТД ИКТ должны соответствовать требованиям ДСТУ 3170-95. Для ТД ИКТ следует применять пирометры, удовлетворяющие следующим техническим требованиям:

- **спектральный диапазон** — предпочтительно длинноволновый (8–12 мкм)
- **диапазон измеряемых температур** — не уже 0–200°C
- **порог температурной чувствительности** — не более, чем 0,5–1°C
- **инструментальная погрешность измерения температуры** — не более, чем 2°C
- **поле зрения (показатель визирования)** — не ниже 1:60 — для электроустановок 0,4–20 кВ и не ниже 1:120 — для электроустановок 35–110 кВ
- **быстродействие** — не более 2 секунд на одно измерение
- **питание** — автономное, позволяющее работать от одного комплекта аккумуляторов не менее 2–3 часов

- условия эксплуатации окружающая температура от -10 до +50°С, вибрация — до 1g, удары и толчки до 15g
- масса возможно меньшая, позволяющая длительное время удерживать пирометр одной рукой
- параметры и возможности, наличие которых следует учитывать при выборе пирометров установка коэффициента излучения, наличие лазерного целеуказателя, цифровая индикация измеряемых температур, фиксация измеряемой температуры, работоспособность в условиях влияний электромагнитного поля.

При выборе тепловизора и пирометра желательно ориентироваться на аппаратуру ведущих мировых производителей, использующих современную и надежную элементную базу, предоставляющих гарантии и услуги по сервисному сопровождению и ремонту своей продукции.

7.5. Условия и особенности применения тепловизоров и пирометров.

При таких неоспоримых преимуществах пирометра как относительная дешевизна (пирометр стоит на порядок дешевле тепловизора) и простота измерения температуры, у него есть как минимум два существенных недостатка:

- невозможность прямой визуализации пирометром температурного поля контролируемого объекта, что ограничивает возможности диагностирования, в частности прямое определение температурных градиентов;
- погрешность измерения температуры, связанная с достаточно большим углом визирования пирометров из-за простой оптики, применяемой в них.

Последнее можно проиллюстрировать, используя **рис. 7.3**. Как видно из него, пирометр измеряет некоторую среднюю температуру, складывающуюся из температуры контролируемого объекта и температуры фона, который попадет в поле зрения пирометра. При этом, если температура фона будет меньше температуры объекта, пирометр будет занижать реальную температуру объекта и наоборот, завышать ее, если температура фона будет выше температуры объекта. В ряде случаев, особенно при измерении температур небольших по размерам объектов на достаточно большом расстоянии (в зависимости от угла визирования пирометра оно может колебаться от единиц сантиметров до нескольких метров), погрешность измерения температуры может достигать до десятков процентов).



Рис. 7.3. Иллюстрация погрешности измерения температуры пирометром

Исходя из вышеизложенного, применение пирометра можно рекомендовать для измерения температур относительно больших объектов (размером более 1,5–2 сантиметров) на небольших расстояниях в случаях, когда не требуется высокая точность измерений и визуализация температурного поля. Применительно к диагностированию электрооборудования и контактных соединений (контактов), его применение вполне оправдано в электроустановках до 1000 В для грубой оценки теплового состояния контактных соединений (контактов) и элементов электрооборудования.

Для технического диагностирования средствами инфракрасной техники в электроустановках выше 1000 В и особенно на ОРУ, где расстояния до объектов диагностики составляет единицы и десятки метров, более оправдано применение тепловизоров, несмотря на их более высокую стоимость.

7.6. Вспомогательные приборы и оборудование.

Для качественного выполнения обследований, желательно оснащение бригады термографистов следующим вспомогательным оборудованием, приборами и приспособлениями:

- **компьютерной системой и соответствующим ПО** — для обработки, хранения и распечатки термограмм, изготовления отчетов по результатам выполненных обследований (если перечисленное оборудование не было поставлено вместе с тепловизором);
- **ручным анемометром** с диапазоном измерения до 8–10 м/с — для измерения скорости ветра;
- **электронным термометром** с диапазоном от -30°C до $+50^{\circ}\text{C}$ и ценой деления $0,1^{\circ}\text{C}$ — для измерения температуры окружающей среды;
- **портативным оптическим или лазерным дальномером** — для измерения расстояния до обследуемого объекта;
- **портативным измерителем влажности** — для измерения влажности воздуха в месте обследования;

- **цифровым фотоаппаратом** — для фотографирования обследуемых объектов (если тепловизор имеет канал отображения и запоминания изображений в видимой части спектра, потребность в фотоаппарате отпадает);
- **токоизмерительными клещами** — для измерения токов, протекающих через обследуемые объекты в электроустановках до 1000 В;
- **биноклем или подзорной трубой** — для визуального осмотра объектов, находящихся на большом расстоянии от термографиста;
- **электрическим фонарем** — для облегчения работы в ночное время;
- **фотоштативом** — для крепления тепловизора при длительной съемке из одной точки;
- **карманным диктофоном** — для записи речевых комментариев, касающихся объекта и условий обследования (если тепловизор имеет функцию записи речевых комментариев, то надобность в диктофоне отпадает);
- **стандартными средствами защиты**, оговоренными в нормативных документах по ТБ и РБ (в зависимости от условий, в которых выполняется обследование). Подробнее см. **раздел 17**;
- **средствами мобильной или радиосвязи с диспетчерскими пунктами** — для бригад, выполняющих работы по ТД ИКТ на ВЛ;
- **автотранспортом** (при необходимости выполнения обследований распределенных подстанций сетевых предприятий и ВЛ) — за подразделением, выполняющим техническую диагностику средствами инфракрасной техникой, рекомендуется закреплять автомобиль повышенной проходимости для доставки бригады с аппаратурой к удаленным объектам и воздушным линиям электропередачи). Автомобиль (спецлаборатория) должен быть постоянно готовым к выезду на объект обследования.

Все применяемые измерительные приборы должны иметь диапазон рабочих температур не уже, чем от -10°C до $+50^{\circ}\text{C}$, быть поверенными (испытанными) и иметь соответствующие свидетельства (аттестаты).

Подробные сведения о технических характеристиках и особенностях тепловизоров и пирометров изложены в [8, 9, 10, 14, 16, 24, 35, 41, 45, 46, 54, 55, 57, 63, 100, 106].

8. ТРЕБОВАНИЯ К ПЕРСОНАЛУ, ВЫПОЛНЯЮЩЕМУ ДИАГНОСТИРОВАНИЕ

8.1. Состав подразделения термографического контроля и диагностики.

Минимальная численность персонала подразделения термографического контроля и диагностики составляет три человека: два термографиста и руководитель подразделения.

При большом объеме обследуемого электрооборудования и контактных соединений (контактов) и наличии на энергопредприятии двух и более тепловизоров, необходимости частых и совпадающих во времени обследований, других местных условий, состав подразделения термографического контроля и диагностики может быть расширен до количества, определяемого технико-экономическими расчетами.

8.2. Требования к персоналу подразделения термографического контроля и диагностики.

На должность руководителя подразделения термографического контроля и диагностики назначается лицо из состава ИТР, имеющее высшее техническое образование (степень бакалавра или магистра) электротехнического профиля. В порядке исключения, на эту должность назначается лицо, имеющее средне-техническое образование по этому же профилю и опыт работы по испытаниям и/или диагностике электрооборудования не менее 3-х лет, прошедшее специальное обучение по программе, предусматривающей изучение физических основ инфракрасной термографии, устройства и приемам работы со средствами ИКТ, их применение для диагностики электрооборудования и контактных соединений (контактов).

На должность термографиста назначается лицо не моложе 18 лет, имеющее как минимум, средне-техническое образование электротехнического профиля или, в порядке исключения, среднее образование и прошедшее специальное обучение по программе, предусматривающей изучение физических основ инфракрасной термографии, устройства и приемам работы со средствами ИКТ, их применение для диагностики электрооборудования и контактных соединений (контактов).

Квалификационные требования к персоналу подразделения термографического контроля и диагностики и рекомендуемые типовые программы его подготовки приведены в **приложении Б**.

Эффективность использования тепловизора существенно зависит от квалификации оператора тепловизора (термографиста). При обучении операторов обычных видеокамер, работающих в видимой части спектра, как правило, проблем не возникает, поскольку они работают с изображениями, привычными для человеческого глаза. Обучение же термографистов намного сложнее и занимает гораздо больше времени по следующим основным причинам:

- спектральный диапазон, в котором работает тепловизор, отличается от спектрального диапазона, воспринимаемого человеческим глазом. Поэтому видимое изображение и термоизображение одного и того же объекта в ряде случаев сильно отличаются;
- в отличие от человеческих глаз, тепловизор не является стереоскопической системой, что затрудняет оценку расстояния до разных объектов в пределах одного и того же термоизображения и локализацию деталей термоизображения, находящихся на разных расстояниях от объектива тепловизора;
- на термоизображении не видно теней, даже если объект освещен солнцем, луной или источниками искусственного происхождения, что также создает дополнительные трудности в определении расстояния до обследуемого объекта и локализацию его деталей;
- на термоизображение влияют различные мешающие факторы, которые обязательно необходимо учитывать при диагностике (состояние атмосферы, поверхности объекта, угол наблюдения и т. п.) — подробнее см. **раздел 10**);
- приборы ИКТ способны измерять температуру только очень тонкого слоя, прилегающего к поверхности обследуемого объекта, поэтому для выявления дефектов и их правильной локализации, необходимы доскональные знания конструкций обследуемого электрооборудования и особенностей его эксплуатации, а также глубокие знания по теплопередаче в различных средах;
- современные тепловизоры и средства обработки, хранения и систематизации термограмм представляют собой компьютеризированные системы, поэтому термографист должен владеть навыками работы с компьютерным оборудованием и программным обеспечением.

Поскольку персонал подразделения термографического контроля и диагностики выполняет работы в действующих электроустановках, в зоне влияния электрических и магнитных полей, то в соответствии с ДНАОП 0.00-8.02-93, выполняемые им работы относятся к работам с повышенной опасностью. В связи с этим, перед допуском к работе, персонал подразделения термографического контроля и диагностики должен пройти специальное обучение по охране труда и периодически проходить проверку

знаний. Периодичность проверки знаний устанавливается в соответствии с требованиями соответствующих нормативных документов по ТБ, действующих на энергопредприятии. По этой же причине и в соответствии с ДНАОП 0.03-4.02-94, персонал подразделения термографического контроля и диагностики периодически должен проходить медицинский осмотр.

При необходимости выполнения при проведении ТД ИКТ измерений токоизмерительными клещами на оборудовании, находящемся под напряжением и нагрузкой, в соответствии с ДНАОП 1.1.10-1.01-97, персонал подразделения термографического контроля и диагностики должен быть обучен приемам безопасной работы с ними, пройти соответствующую проверку знаний с записью о праве выполнения таких работ в удостоверении о проверке знаний.

9. ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ПОДРАЗДЕЛЕНИЯ ТЕРМОГРАФИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ И ДИАГНОСТИКИ С РЕМОНТНОЙ И ДРУГИМИ СЛУЖБАМИ ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЯ

9.1. Разграничение зон ответственности подразделения термографического контроля и диагностики, ремонтных и других служб энергопредприятия, координация их взаимодействия.

Во избежание путаницы, дублирования функций и для обеспечения разделения ответственности и эффективности диагностики, функции всех подразделений, участвующих в процессе технического диагностирования средствами инфракрасной техники и устранения обнаруженных при этом дефектов (см. рис. 6.1), должны быть четко разграничены соответствующими записями в положениях об этих подразделениях на основе рекомендаций, изложенных в данном разделе. В этих же положениях должно быть указано должностное лицо или структурное подразделение, координирующее взаимодействие подразделений, выполняющих ТД ИКТ и устранение дефектов электрооборудования и контактных соединений (контактов).

В случае, когда на энергопредприятии существует подразделение, осуществляющее функции диагностики электрооборудования, координацию и общее руководство процессом ТД ИКТ осуществляет начальник этого подразделения, а процессом устранения дефектов - руководитель ремонтной службы.

Административное руководство процессом ТД ИКТ осуществляет руководитель того подразделения энергопредприятия, в состав которого входит подразделение термографического контроля и диагностики.

Непосредственное техническое руководство процессом устранения дефектов на конкретном электрооборудовании осуществляют начальники участков ремонтной службы (старшие мастера), за которыми закреплено это электрооборудование и которые отвечают за его ремонт и техническое обслуживание.

Административное и техническое руководство персоналом подразделения термографического контроля и диагностики в том числе, в части планирования обследований и выдачи рекомендаций по устранению дефектов осуществляет начальник ВВЛ или другого подразделения энергопредприятия, на которое возложены функции технической диагностики и/или испытаний электрооборудования. В случае, когда на энергопредприятии сущест-

вует специальное диагностическое подразделение, непосредственное техническое руководство персоналом подразделения термографического контроля и диагностики в части планирования обследований и выдачи рекомендаций по устранению дефектов осуществляет начальник этого подразделения.

Непосредственное руководство текущей деятельностью персонала ШТКД осуществляет ее руководитель.

9.2. Функциональные обязанности персонала подразделения термографического контроля и диагностики.

При выполнении ТД ИКТ, персонал подразделения термографического контроля и диагностики выполняет следующие функциональные обязанности (см. рис. 6.1):

- собирает первичные сведения об обследуемых электрооборудовании и контактных соединениях (контактах), заносит их в базу данных, организует, обновляет и анализирует ее содержимое в процессе выполнения обследований, отслеживает динамику развития дефектов, при выявлении опасной динамики немедленно докладывает об этом начальнику структурного подразделения, в которое организационно входит подразделение термографического контроля и диагностики;
- составляет и обеспечивает выполнение графика обследований электрооборудования и контактных соединений (контактов), при необходимости вносит в него коррективы по указанию начальника структурного подразделения, в которое организационно входит подразделение термографического контроля и диагностики;
- содержит в исправном состоянии и постоянно готовыми к работе технические средства инфракрасной техники, в соответствии с регламентом их технического обслуживания, готовит их к метрологической аттестации и периодическим поверкам (при необходимости);
- в соответствии с утвержденным графиком обследований, выполняет обследования электрооборудования и контактных соединений (контактов), при необходимости выполняет внеплановые обследования и обследования по учащенному графику;
- непосредственно после выполнения каждого обследования выполняет анализ и классификацию выявленных дефектов, выявляет аварийные дефекты и докладывает информацию о них начальнику структурного подразделения, в которое организационно входит подразделение термо-

графического контроля и диагностики для последующей передачи ее руководителю ремонтной службы энергопредприятия;

- составляет и выпускает отчет (протокол) с предварительными рекомендациями по всем выявленным дефектам, включая аварийные и повторные дефекты. Отчет передается начальнику подразделения, в состав которого входит подразделение термографического контроля и диагностики для проверки, сопоставления результатов выполненного обследования с результатами испытаний и измерений другими методами, анализа этого сопоставления, формирования и выдачи окончательных рекомендаций для персонала ремонтной службы по выявленным дефектам;
- на основе анализа базы данных, в конце года выполняет годовой и многолетний анализ динамики выявления дефектов

9.3. Функциональные обязанности персонала ремонтных и других служб энергопредприятия по устранению дефектов, обнаруженных при диагностировании.

При устранении дефектов, выявленных в рамках ТД ИКТ, персонал ремонтной службы выполняет следующие функциональные обязанности (см. рис. 6.1):

- руководящий персонал ремонтной службы (старшие мастера, начальники участков) — выполняет планирование устранения дефектов под контролем и общим руководством руководителя ремонтной службы на основе отчета о выполненном обследовании (по принадлежности оборудования, в котором выявлены дефекты). Параллельно с этим, устранение дефектов контролируется персоналом эксплуатационной (оперативной) службы энергопредприятия по записям в журнале дефектов электроустановки;
- инженерно-технический персонал (мастера, электрослесари и т. д.) ремонтной службы- выполняет устранение дефектов под контролем и общим руководством своих руководителей (старших мастеров, начальников участков), которые отчитываются перед руководителем ремонтной службы об устранении дефектов на своих участках (по принадлежности оборудования, в котором выявлены дефекты).

10. ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ОЧНОСТЬ ИЗМЕРЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ, УЧЕТ ИХ ВЛИЯНИЯ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ

10.1. Правильность калибровки измерительной аппаратуры, экспресс-калибровка.

Все применяемые при ТД ИКТ приборы должны быть поверены в установленном порядке и иметь соответствующие аттестаты. Тем не менее, регулярная проверка калибровки необходима для всякого измерительного прибора, в том числе и для приборов инфракрасной техники. Рекомендуется делать это перед началом каждой конкретной работы с инфракрасной системой и по ее окончании.

Имеются несколько простых способов оценки калибровки инфракрасного прибора в условиях энергопредприятия:

- проверка по внутренним уголкам глаз человека, температура которых у здорового человека примерно равна $36,6^{\circ}\text{C}$.

Внимание! Проверять калибровку пирометров, снабженных лазерным указателем линии визирования данным способом недопустимо, поскольку это может привести к травмированию глаз!

- проверка по сосуду с тающим льдом и по кипящей воде, с поправкой (если требуется) на атмосферное давление;
- использование эталона абсолютно черного тела для того же диапазона температур, в котором работает инфракрасный прибор.

При экспресс-калибровке следует убедиться в том, что используются правильные поправочные параметры, в том числе относительная влажность, расстояние до объекта, температура фона, относительная излучательная способность и коэффициент пропускания (в коротковолновых системах).

Если калибровка находится вне допустимых пределов, инфракрасной систему необходимо калибровать на предприятии-изготовителе.

10.2. Излучательная способность поверхности обследуемого объекта.

Излучательная способность (коэффициент излучения) является самым значительным источником ошибки при измерении температуры инфракрасными приборами, особенно в длинноволновом диапазоне и при больших температурах поверхности обследуемого объекта.

Следует **очень осторожно** относиться к значениям коэффициента излучения (КИ), приведенным в различной справочной литературе (в том числе и приведенных в **приложении В** данного пособия), особенно для материалов и изделий с низкими КИ, т. к. он зависит от многих факторов (состояния поверхности, ее температуры, угла наблюдения и т. д.). Эти значения можно использовать **только для приблизительной оценки** измеряемых температур. В ответственных случаях лучше определить его экспериментально, используя указания **приложения Г**.

10.3. Настройки измерительной аппаратуры.

Важно получать ИК изображения как можно более высокого качества. Наиболее важные свойства хорошего изображения таковы:

- сфокусированность изображения;
- ракурс, при котором ясно видно те детали термоизображения, которые необходимо увидеть;
- правильно выбранный температурный диапазон и интервал измерения температуры;
- правильно установленные: атмосферная температура, расстояние до объекта, влажность воздуха, температура окружающих объект предметов и т. п.;
- цветовая палитра, при которой все детали термограммы видны четко и контрастно.

10.4. Особенности структуры и геометрии обследуемой поверхности.

Зазоры, щели, полости, внутренние поверхности двухгранных и трехгранных углов, образующихся в местах стыков плоских поверхностей, излучают тепловую энергию с большей интенсивностью, чем плоские поверхности.

Из-за многократных отражений потока излучения внутри них, зазоры, щели и полости почти всегда кажутся более теплыми, чем поверхность вокруг них вследствие того, что их КИ более высокий, чем КИ окружающей их поверхности, т.е. практически вся энергия падающего инфракрасного излучения поглощается ими и отраженная энергия практически отсутствует (см. **рис. 10.1**).

Поэтому, если обследуется поверхность с низким коэффициентом излучения (высокой отражающей способностью), то полостные излучатели могут оказаться очень полезными, т.к. они позволят получить представление о действительной температуре объекта. Отверстия под болты, резьба, уголки, даже царапины, могут сказать многое об истинной температуре.

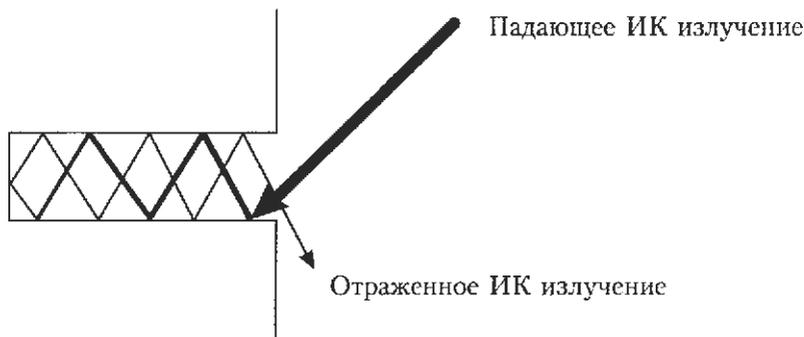


Рис. 10.1. Потоки ИК излучения в полостном излучателе

Когда глубина полости в несколько раз больше ее ширины, относительная излучательная способность (коэффициент излучения) полостного излучателя может достигать величины 0,98. Это справедливо даже для материала с низким коэффициентом излучения (высокой отражающей способностью)!

10.5. Размер обследуемого объекта на экране, мгновенное поле зрения (для тепловизоров).

Размер наиболее мелкой диагностируемой детали инфракрасного изображения на экране или в видоискателе тепловизора не должен выходить за пределы его возможностей в части мгновенного поля зрения (см. приложение А). Для определения этого размера следует воспользоваться величиной мгновенного поля зрения конкретного тепловизора, которая обычно приводится в его техническом описании в миллирадианах и по формуле из рис. А.1 приложения А определить наименьший размер области на поверхности объекта, температуру которой можно определить с заданной для данной модели тепловизора точностью. В руководствах по применению некоторых моделей тепловизоров иногда задается размер наиболее мелкой детали на экране монитора или видоискателя в миллиметрах, при котором гарантируется точность измерения температуры.

Получению необходимой точности измерения температуры мелких деталей объекта способствуют следующие факторы:

- корректно выбранный объектив, позволяющий видеть соответствующие детали и измерять их температуру;
- выбор соответствующего расстояния до объекта при конкретном применении объективе.

10.6. Угол наблюдения при съемке.

Вследствие зависимости КИ от угла наблюдения поверхности обследуемого объекта, эффективный КИ зависит от угла наблюдения, его максимальное значение имеет место, когда наблюдение поверхности производится в направлении нормали к этой поверхности (угол наблюдения равен нулю). При увеличении угла наблюдения до 180° значение эффективного КИ уменьшается до нуля (наблюдение по касательной к поверхности объекта) – см. **рис. 10.2**.

Для металлов КИ практически постоянны в интервале углов наблюдения $0-40^\circ$, для диэлектриков – в интервале углов $0-60^\circ$.

На **рис 10.3** приведен пример термограммы изогнутых шин, снятых с одной и той же точки. Как видно из термограммы, несмотря на то, что каждая точка поверхности одной и той же шины имеет одну и ту же температуру, тепловое изображение поверхности шины на термограмме неоднородно (имеет разную степень яркости – термограмма снята в "серой" палитре), что ложно отображает разную температуру в разных точках

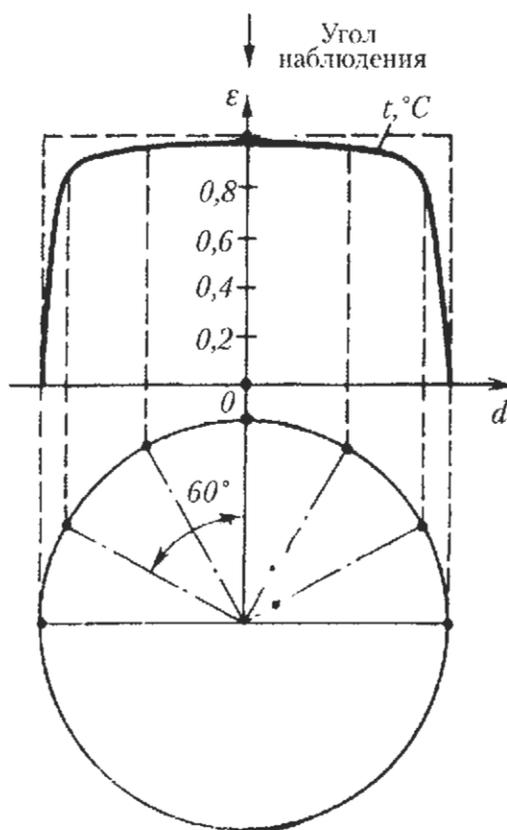


Рис. 10.2. Зависимость коэффициента излучения от угла наблюдения

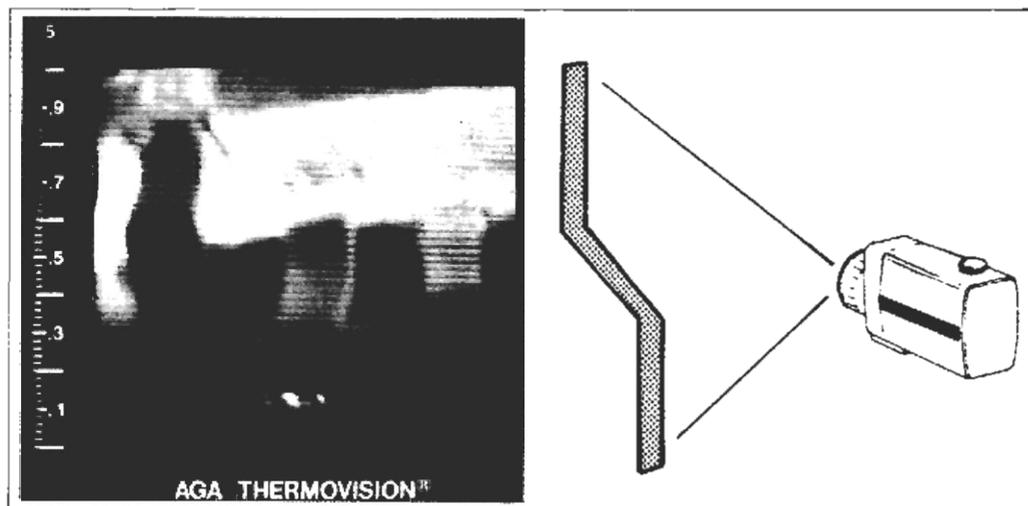


Рис. 10.3. Пример термограммы, в которой проявляется зависимость коэффициента излучения от угла наблюдения.

поверхности шины и является проявлением того, что разные участки каждой шины сняты под разными углами.

10.7. Тепловое отражение от окружающих объектов (влияние теплового фона).

Тепловое отражение от окружающих объектов тесно связано с понятием теплового фона. Тепловой фон — это излучающие тепло объекты, находящиеся позади и сбоку от инфракрасной камеры, причем испускаемое ими инфракрасное излучение отражается от поверхности обследуемого объекта и других предметов, находящихся в поле зрения ИК камеры и попадает в ее объектив (см. рис 10.4).

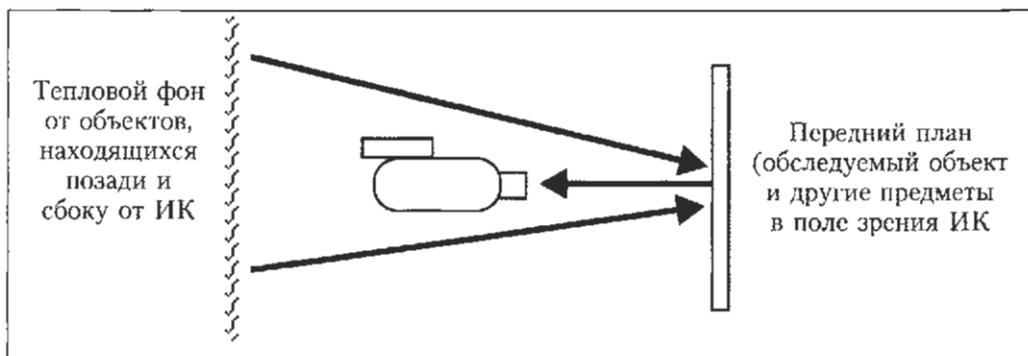


Рис. 10.4. Влияние теплового фона

Влияние теплового фона будет особенно значительным, если КИ объектов переднего плана (см. рис. 10.4) низкий, т.е. они являются хорошо отражающими объектами. В ряде случаев, термографист даже может наблюдать в поле зрения ИК камеры свое собственное тепловое отражение.

Отражение может быть зеркальным либо диффузным (см. рис. 10.5). Обычно зеркальные отражатели распознаются очень легко - когда оператор перемещается с камерой, отраженные объекты в ее поле зрения также перемещаются. С диффузными отражателями это может быть не так очевидно. Многие материалы являются диффузными отражателями, но у большинства из них отражательная способность не очень велика. Зеркальными отражателями обычно бывают полированные металлы.



Рис. 10.5. Отраженное излучение от зеркального и диффузного отражателя

Способы ослабления влияния теплового фона:

- изменение угла наблюдения поверхности обследуемого объекта;
- применение тепловых экранов, затеняющих обследуемые участки поверхности объекта. В их качестве можно использовать листы любого материала, не пропускающего ИК излучение (картон и т. п.). Способы устранения мешающих влияний описаны также в ГОСТ 26629-85;
- применение при обследовании объективов с небольшим углом зрения (узкоугольных объективов) поскольку при этом сужается поле зрения инфракрасного прибора и на его детектор попадает меньшая часть отраженного излучения от теплового фона;
- отключение освещения лампами накаливания, в спектре которых есть значительная доля инфракрасного излучения.

10.8. Наведенное тепло от окружающих объектов.

Когда существует разность температур между двумя объектами или когда изменяется температура объекта, тепловая энергия переносится от более теплых мест к более холодным, пока не будет достигнуто тепловое равновесие.

Наведенное тепло может передаваться исследуемому объекту тремя путями: теплопроводностью, конвекцией и излучением.

Теплопроводность характеризуется удельной теплопроводностью и коэффициентом теплопроводности.

Передача тепла с помощью теплопроводности происходит преимущественно в твердых телах и, до некоторой степени, в жидкостях, когда более горячие молекулы передают свою энергию соседним менее горячим молекулам.

Некоторые материалы проводят тепло очень эффективно, другие – менее эффективно. Передача тепла в хорошо проводящих металлах вызывается потоками электронов, что объясняет весьма высокую скорость этой передачи в таких материалах.

Количество тепла, передаваемое посредством теплопроводности, зависит от нескольких факторов:

- удельной теплопроводности материала;
- разности температур на противоположных по толщине концах материала;
- площади поверхности, через которую передается тепло.

Металлы и материалы с высокой удельной теплопроводностью являются хорошими проводниками тепловой энергии.

Материалы вроде ваты и пеноматериалы, некоторые пластмассы, проводят тепловую энергию не очень хорошо. Они обладают низкими величинами удельной теплопроводности и называются теплоизоляторами. Их свойство изолировать тепло объясняется, в основном, тем, что они содержат большое количество малых воздушных полостей. Воздух, в частности, является плохим проводником тепла.

Конвекция происходит в жидкостях и газах и состоит в движении масс молекул. В этом процессе тепло передается от одной молекулы к другой путем теплопроводности, а затем молекулы перемешиваются между собой. Когда смесь становится менее плотной, чем окружающие ее молекулы, она поднимается. Более холодная, более плотная, часть жидкости или газа опускается. Именно различие в плотности вызывает естественное перемешивание. Конвекция происходит между жидкостями или газами и окружающими их поверхностями. Энергия переносится от одной молекулы к другой путем теплопроводности, но затем эти молекулы начинают перемешиваться между собой под действием давления и разности энергий.

Конвекция может относиться к одному из двух видов – естественная и принудительная (вынужденная) конвекция.

Естественная конвекция обусловлена изменениями плотности жидкости или газа. Когда жидкость или газ нагреваются, они стремятся подняться вверх относительно более холодной части жидкости или газа, а более холодная часть, опускается вниз.

Принудительная конвекция вызывается какой-либо приложенной извне силой, например, ветром, насосом или вентилятором.

Количество тепла, переносимого конвекцией, зависит от следующих факторов:

- коэффициента конвекционной передачи тепла;

- различия температур в массе материала;
- площади области, через которую происходит передача тепла.

Коэффициент конвекционной передачи тепла для какой-либо поверхности определяется экспериментально или путем оценки на основании других экспериментальных данных. Его точное значение зависит от нескольких факторов, наиболее важные из которых следующие:

- скорость потока воздуха;
- ориентация поверхности по отношению к потоку;
- состояние поверхности;
- форма поверхности;
- вязкость среды.

При проведении обследований ЭУ нередко можно встретиться с тем, что теплый воздух, поднимаясь из-за конвекции вверх, затрагивает некоторые компоненты оборудования и нагревает их сильнее, чем можно было бы ожидать. Например, нагрев в контактном соединении вертикально расположенного контактора или автомата со стороны нагрузки (снизу) может привести к тому, что соединение со стороны источника (вверху) также будет горячим, нагретым конвективным потоком воздуха.

Помимо теплопроводности и конвекции тепловая энергия может передаваться и с помощью **инфракрасного излучения**, которое является одной из форм электромагнитного излучения. Все объекты, температура которых выше абсолютного нуля, излучают или поглощают инфракрасные лучи.

Интенсивность и точная длина волны излучения зависят, в основном, от температуры объекта. Именно это явление позволяет наблюдать объекты с помощью камер, чувствительных к инфракрасному излучению.

Все формы электромагнитного излучения распространяются по прямой в виде волн со скоростью света (300 тысяч километров в секунду). Инфракрасное излучение может распространяться и через вакуум.

10.9. Фазовые превращения.

Передача тепла при фазовых превращениях встречается при выполнении ТД ИКТ нечасто, но когда это происходит, ее влияние может быть существенным. Например, при диагностировании наружных ЭУ на рассвете, может произойти конденсация водяных паров на обследуемых поверхностях ЭУ. При этом произойдет высвобождение скрытой теплоты парообразования, которая несколько нагреет поверхность объекта. Вместе с тем, образовавшийся конденсат вскоре начнет испаряться, охлаждая поверхность объекта. В результате этих процессов температурное поле объекта может исказиться, результаты обследования на этот момент могут оказаться недостоверными. Поэтому, выполнять ТД ИКТ при резких перепадах атмосферной

температуры не рекомендуется (за исключением определения уровня изоляционных жидкостей в баках и расширителях ЭО — см. п. 10.13).

10.10. Солнечное излучение.

Влияние солнечного излучения на результат измерения температуры поверхности обследуемого объекта носит двоякий характер:

- во-первых, солнечные лучи нагревают участки поверхности объекта с высокими значениями коэффициента излучения, создавая на поверхности объекта ложные температурные пятна, не связанные с наличием в нем дефектов;
- во-вторых, солнечные лучи отражаются от участков поверхности объекта с низкими коэффициентами излучения и, попадая на детектор измерительного прибора (тепловизора или пирометра), создают на нем ложные засветки (блики).

Особенно подвержены влиянию отраженного солнечного излучения инфракрасные приборы, работающие в коротковолновой области спектрального диапазона инфракрасного излучения (2–5 мкм).

Способы ослабления влияния солнечного излучения:

- проведение ТД ИКТ наружных объектов в ночное время суток, а в дневное время — при пасмурной погоде.
- использование при проведении ТД ИКТ наружных объектов ИК приборов, работающих в длинноволновой области спектрального диапазона ИК излучения (8–12 мкм), где влияние солнечного излучения несколько меньше;
- если все же ТД ИКТ приходится выполнять в условиях влияния солнечного излучения, то идентифицировать солнечный блик можно, изменяя угол наблюдения ИК прибора (перемещая его относительно поверхности объекта по углу); при наличии на поверхности объекта солнечного блика, при этом его изображение в поле зрения камеры также будет перемещаться.
- применение в коротковолновых ИК системах солнечных фильтров, которые подавляют блики путем исключения попадания на детектор излучения с длинами волн, меньшими 3 мкм.
- применение при обследовании объективов с небольшим углом зрения (узкоугольных объективов), при этом сужается поле зрения ИК прибора и на его детектор попадает меньшая часть отраженного солнечного излучения.
- применение тепловых экранов, затеняющих обследуемые участки поверхности обследуемого объекта. В их качестве можно использовать листы любого материала, не пропускающего ИК излучение (картон и т. п.). Способы устранения мешающих влияний описаны также в ГОСТ 26629-85.

10.11. Ветер, потоки воздуха при вентиляции и сквозняках.

При проведении ТД ИКТ наружных электроустановок, а также внутренних электроустановок с интенсивной вентиляцией, необходимо учитывать, что обследуемые объекты охлаждаются ветром или потоком воздуха, вызванным естественной или принудительной вентиляцией. Поэтому измеренные температуры и превышения температуры будут заниженными (особенно при диагностировании инфракрасной техники наружных электроустановок) по отношению к условиям, когда скорость потока воздуха (ветер) равна нулю. Это необходимо учитывать при приведении результатов обследования к нормальным условиям. Кроме того, поток воздуха будет нивелировать (сглаживать) температурные аномалии поверхности обследуемого объекта, делая их менее заметными. Поэтому, по возможности, обследование следует производить в безветренную погоду или отключать принудительную вентиляцию электроустановок, если такой режим предусмотрен правилами ее эксплуатации.

Для приблизительного учета влияния скорости конвективных потоков воздуха (ветра), измеренные значения температур и превышений температур следует умножать на поправочные коэффициенты, приведенные в **таблице 10.1**.

Таблица 10.1. Поправочные коэффициенты для учета скорости ветра

Скорость ветра, м/с	≤1	2	3	4	5	6	7	8
Поправочный коэффициент	1,0	1,36	1,64	1,86	2,06	2,23	2,39	2,54

Большинство компьютерных программ анализа термограмм и создания отчетов по результатам ТД ИКТ позволяют производить автоматические вычисления с использованием математических формул. В этом случае, учет скорости ветра можно выполнить по следующему эмпирическому выражению, которое справедливо в диапазоне скоростей ветра 1–7 м/с:

$$\frac{\Delta T_2}{\Delta T_1} = \left(\frac{V_1}{V_2} \right)^{0,488}, \quad (10-1)$$

где: ΔT_1 — температура или превышение температуры при скорости ветра V_1 ;
 ΔT_2 — температура или превышение температуры при скорости ветра V_2 .

Обычно, при приведении измеренной температуры к нормальным условиям, скорость ветра при нормальных условиях принимают равной 1,0 м/с.

Скорость ветра измеряют анемометром, при его отсутствии можно воспользоваться шкалой Бофорта для оценки скорости ветра по визуальным признакам (**таблица 10.2**).

Таблица 10.2. Визуальные признаки оценки скорости ветра по шкале Бофорта

Скорость ветра		Визуальные признаки, характеризующие скорость ветра
км/ч	м/с	
< 1,6	< 0,4	Тихо, дым поднимается вертикально
1,6-4,8	0,4-1,3	Дым отклоняется в направлении ветра, но флюгер остается неподвижным
6,4-11,3	1,8-3,2	Ветер чувствуется кожей лица, шелестят листья, флюгер поворачивается за ветром
12,9-19,3	3,6-5,4	Шевелятся листья и тонкие ветви деревьев, развеваются небольшие флаги
20,9-30,0	5,8-8,1	Ветер поднимает пыль и бумажки, колышутся тонкие ветки деревьев
30,6-38,6	8,5-10,7	Качаются небольшие деревья, на поверхности водоемов образуются небольшие волны с гребешками
40,2-49,9	11,2-13,9	Шевелятся большие ветки на деревьях, ветер свистит в проводах, трудно удерживать в руках зонтик

При переменной скорости ветра приведенным выше пересчетом следует пользоваться с осторожностью, т. к. это может привести к дополнительным погрешностям измерения температур.

Проводить диагностирование при скорости ветра больше 8 м/с не рекомендуется из-за больших возникающих при этом погрешностей измерения температуры.

Следует помнить, что при ТД ИКТ наружных объектов, движение ветра возле нормально работающего контактного соединения (контакта) или элемента электрооборудования, температура которого близка к внешней температуре, дает лишь небольшой эффект охлаждения. Однако движение ветра с той же скоростью возле сильно нагретого контактного соединения (контакта) или элемента электрооборудования, ощутимо охладит его. В результате, при наличии ветра можно даже не увидеть горячее место или, увидев его, недооценить его важность.

10.12. Прочие метеоусловия (дождь, туман, снег, изморозь, лед и т. п.).

При прохождении инфракрасного излучения через атмосферу, его энергия ослабляется за счет следующих факторов:

- поглощение инфракрасного излучения газами, из которых состоит атмосфера (углекислый газ, метан, озон и т. д.);
- рассеяние на частицах, находящихся в атмосфере (капли воды, снег, аэрозоли, пыль и т. п.).

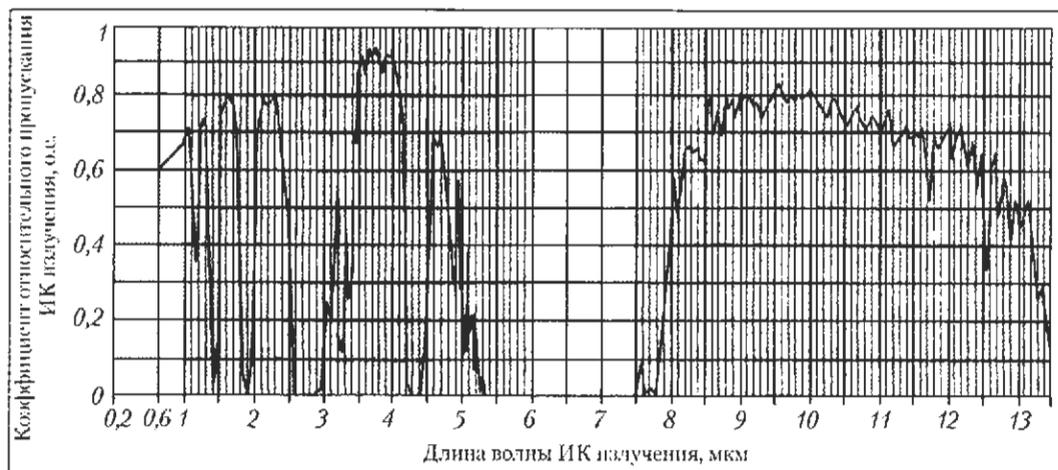


Рис. 10.6. Зависимость коэффициента относительного пропускания атмосферы от длины волны ИК излучения

Участки инфракрасного спектра с высоким пропусканием инфракрасного излучения называются "атмосферными окнами". Спектральная "прозрачность" атмосферы при нормальных условиях (зависимость коэффициента относительного пропускания ИК излучения от его длины волны) приведена на **рис. 10.6**. Наиболее значимы "окна" имеются в диапазонах волн 3–5 мкм (коротковолновый участок инфракрасного излучения) и 8–12 мкм (длинноволновый участок инфракрасного излучения).

Следует отметить, что длинноволновые инфракрасные системы менее подвержены влиянию поглощения инфракрасного излучения атмосферой — длинноволновые системы "обрабатывают" 99% инфракрасного излучения объекта, в то время как коротковолновые — только 83%. При температуре объекта 27°C в коротковолновом диапазоне излучается лишь 1,3% теплового потока, в длинноволновом — 26,4%. Кроме того, применяемые в коротковолновых системах атмосферные фильтры, недостаточно эффективны, поскольку, наряду с тем, что ими "отскаются" паразитные "засветки", они задерживают значительную часть полезного излучения, поступающего на детектор, тем самым уменьшая чувствительность системы.

Как было отмечено выше, мельчайшие капли воды и тумана рассеивают и поглощают инфракрасное излучение, уменьшают чувствительность и увеличивают погрешность измерения температуры, при этом также ухудшается контрастность термограммы. Кроме того, дождь, снег, изморозь, лед охлаждают поверхность обследуемого объекта, сильно искажая его тепловую картину.

Допускается проводить ТД ИКТ при небольшом снегопаде с сухим снегом и легком морозящем дожде, а также в условиях небольшого тумана при небольших расстояниях до обследуемого объекта.

Не рекомендуется выполнять диагностирование в условиях сильной запыленности или задымленности т. к. частицы пыли и дыма сильно поглощают ИК излучение, искажая результаты обследования.

10.13. Тепловая инерция обследуемых объектов.

При рассмотрении и анализе любого теплового процесса важно понимать, постоянно ли тепловое состояние рассматриваемого объекта или группы объектов или оно изменяется.

В стационарном состоянии передача тепла постоянна по величине и направлению и не зависит от времени.

В реальном мире стационарных потоков тепла не существует. Всегда и при всех условиях имеются небольшие флуктуации температурных параметров, но мы часто пренебрегаем этим и рассматриваем поток тепла так, как если бы он действительно был стационарным. Такую передачу тепла называют квазистационарной.

Если тепловой поток и температуры в разных точках заметно изменяются в зависимости от времени, мы имеем дело с нестационарным тепловым потоком.

При одних и тех же условиях нагревания или охлаждения, температуры разных материалов изменяются с различной скоростью. Некоторые вещества, например, вода, нагреваются или охлаждаются медленно, в то время как другие вещества, например, воздух, изменяют свою температуру очень быстро. Скорость изменения температуры характеризует теплоемкость вещества. Она основывается на двух свойствах материала — его удельной теплоемкости и плотности. Если тепловой процесс диагностируемого объекта нестационарен, теплоемкость непосредственно влияет на температуру и это необходимо учитывать при ее измерении. Тепловая постоянная вентиляционных разрядников и ОПН составляет около 6–8 часов, поэтому для получения достоверных результатов ТД ИКТ, после постановки разрядника под напряжение, необходимо дождаться стабилизации его теплового состояния. В ряде случаев, различие теплоемкостей при диагностировании является полезным фактором. Например, оно позволяет определять уровень жидкости в резервуаре (например, уровень масла в расширителях маслонаполненного оборудования при резких перепадах температуры окружающей среды — утром и вечером, когда температура окружающего воздуха относительно быстро изменяется). Масло, которое имеет более высокую теплоем-

кость, чем воздух в маслорасширителе, изменяет при этом свою температуру медленнее, что и позволяет увидеть на поверхности маслорасширителя тепловую границу, разделяющую масло и воздух.

10.14. Нагрев поверхности и деталей обследуемого объекта индукционными токами.

При ТД ИКТ электрооборудования и контактных соединений (контактов), которые обтекаются значительными по величине переменными токами (например, токопроводы и ошиновка генераторного напряжения, мощные электроустановки низкого напряжения и т. п.), в ферромагнитных деталях и элементах конструкции могут возникать нагревы, обусловленные индукционными токами.

Индукционные токи обусловлены потерями на перемагничивание ферромагнитного материала и вихревыми токами (токами Фуко) в его поверхностном слое.

Нагревы от индукционных токов могут создавать ложное впечатление о нагреве элементов электрооборудования и контактных соединений (контактов) рабочим током электроустановок. Особенно этот эффект будет проявляться в случаях, когда ферромагнитные детали и элементы конструкции расположены вблизи контактных соединений (контактов) и токоведущих частей электроустановок, поэтому к анализу термограмм, полученных в подобных условиях, следует подходить с особым вниманием.

10.15. Внешние магнитные поля.

Сильные магнитные поля возникают вблизи объектов, по ошиновке и элементам которых протекают значительные рабочие токи (генераторы, шины, токопроводы и аппараты в цепях генераторного напряжения и в цепях НН мощных силовых трансформаторов и т. п.).

При проведении ТД ИКТ в условиях сильных магнитных полей следует учитывать, что они оказывают значительное влияние на инфракрасные приборы (в основном, старых конструкций), индикаторные устройства которых выполнены на основе электронно-лучевых трубок, искажая изображение на экране и делая невозможным анализ инфракрасного изображения на месте обследования. Кроме того, сильные магнитные поля могут исказить информацию, записанную на магнитный носитель (дискеты, магнитные ленты и т. п.). Некоторые старые типы пирометров также подвержены влиянию сильных магнитных полей. Следует отметить, что современные инфракрасные камеры и пирометры практически не подвержены влиянию магнитных полей.

Способы уменьшения влияния магнитных полей на инфракрасные приборы устаревших конструкций:

- выбор такого места и ориентации ИК прибора, при котором влияние магнитного поля минимально;
- использование объектива с небольшим углом зрения, что позволяет обследовать объект с большего расстояния;
- вынос видеоконтрольного устройства тепловизора с оптико-механическим сканированием за пределы влияния магнитного поля, используя длинный соединительный кабель, которым они обычно снабжены.

10.16. Корона и частичные разряды по поверхности обследуемого объекта.

Коронирование и частичные разряды по поверхности обследуемого объекта могут восприниматься измерительной аппаратурой как ложные нагревы его поверхности (например, коронирование в разделках высоковольтных кабелей, на острых краях токоведущих частей высоковольтного оборудования и т. п.). Особенно сильно влияние этих факторов сказывается при применении тепловизоров и пирометров, работающих в коротковолновой области инфракрасного спектра (нижняя граница спектрального диапазона 2 мкм). Это обусловлено существованием недалеко от этой границы спектра электрической короны и частичных разрядов на элементах электрооборудования (длина волны около 1 мкм).

Способы уменьшения влияния короны и частичных разрядов:

- использование инфракрасных приборов, работающих в длинноволновой области инфракрасного спектра;
- отключение обследуемого электрооборудования с немедленным снятием его термограммы, при этом явления, связанные с короной и частичными разрядами устраняются, а проявления дефектов, связанных с нагревами — остаются вследствие температурной инерции (см. п 10.13) и их можно зафиксировать средствами инфракрасной техники. Для минимизации ущерба для потребителя, время отключения для диагностики должно быть минимальным, желательно совмещать его с плановым отключением для техобслуживания и ремонта электрооборудования.

При написании раздела использованы публикации [6, 9, 15, 26, 58, 63, 67, 85, 87, 92, 96, 97, 99, 100, 103, 105, 107, 110].

11. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПОДГОТОВКЕ И ВЫПОЛНЕНИЮ ОБСЛЕДОВАНИЙ ДИАГНОСТИРУЕМЫХ ОБЪЕКТОВ

11.1. Подготовка к обследованию.

При подготовке к обследованию необходимо собрать, изучить, упорядочить и задокументировать (по возможности – в электронной базе данных) следующие сведения об обследуемом электрооборудовании (ЭО) и контактных соединениях и/или контактах (далее – КСК):

- **перечень обследуемых ЭО и КСК**, их размещение на территории энергопредприятия (названия помещений, ОРУ и т. п.), оперативные наименования присоединений с КСК и единиц ЭО; принадлежность обследуемых КСК и ЭО к ремонтным участкам (с указанием руководителей этих участков и их координатами – телефоны и т. п.); количество обследуемых присоединений и единиц ЭО, количество обследуемых КСК в пределах этих присоединений и единиц ЭО. Эти сведения облегчат организацию обследований, а в будущем – статистическую обработку, анализ их результатов и выполнение технико-экономических расчетов;
- **паспортные и другие данные об обследуемых ЭО и КСК** (номинальные напряжения и токи единиц ЭО и присоединений с КСК, коэффициент мощности нагрузки, вид КСК – сварное, болтовое, разъемное, неразъемное и т.п., материал КСК (медь, алюминий или их сочетание); особенности режима работы (продолжительный, кратковременный, со 100%-й или частичной загрузкой и т. п.). Эти сведения облегчат приведение полученных при обследовании температурных параметров дефектов к 100%-й нагрузке и их классификацию по степени опасности;
- **электрические схемы и конструктивные особенности ЭО** (наличие и вид изоляционной среды; расположение и устройство токоведущих контуров; наличие и расположение частей, выполненных из органической изоляции – как наиболее подверженной ползущим разрядам; расположение шунтирующих сопротивлений вентильных разрядников и других элементов ЭО, нагревающихся в процессе работы и т. п.). Для трансформаторов, например, полезно знать его схему заземления и конструкцию магнитной системы и обмоток. Эти сведения облегчат обнаружение и локализацию возможных дефектов в обследуемом электрооборудовании;
- **дата ввода в работу**, статистические данные о повреждаемости обследуемых ЭО и КСК (по видам и типам) – за возможно больший период;

- сведения о проведенных капитальных и текущих ремонтах, модернизации и реконструкции. Эти сведения облегчат определение типов и видов ЭО и КСК, наиболее критичных с точки зрения повреждаемости и на которые следует обратить особое внимание при обследованиях.

Весьма полезно перед обследованием выполнить визуальный осмотр оборудования на месте его установки; ознакомиться с его конструктивным исполнением и расположением в пределах распреустройства, определиться с ракурсами и дистанцией съемки отдельных видов и типов ЭО; наметить объективы, предполагаемые к применению при обследовании; выявить объекты и факторы, которые могут исказить результаты обследования (см. **раздел 10**) и т. п.

Если обследуемые ЭО и КСК содержат конструктивные элементы с неизвестной величиной коэффициента излучения, его перед обследованием следует определить экспериментально (см. **приложение Г**). При этом, следует использовать аналогичные части такого же оборудования, проработавшего примерно такое же время, что и обследуемое в тех же условиях (например, использовать для этого элементы оборудования соседнего присоединения, находящегося на данный момент в ремонте).

11.2. Выполнение обследований.

Как правило, обследование выполняет два человека: руководитель работ и термографист.

Руководитель работ непрерывно контролирует действия термографиста в части выполнения правил техники безопасности, особенно рабочее расстояние (дистанцию) съемки, чтобы термографист не мог приблизиться до токоведущих частей электрооборудования на недопустимое малое, нормируемое правилами безопасности эксплуатации электроустановки расстояние. Он также обеспечивает измерение тока нагрузки, окружающей температуры, расстояния до объекта, скорости ветра и влажности; делает необходимые записи, касающиеся обследования; при работе ночью обеспечивает термографисту местное освещение переносным фонарем и т. п.

Термографист работает непосредственно с тепловизором, обеспечивая получение качественных термограмм и их запоминание.

При обследовании целесообразно пользоваться заранее подготовленным бланком обследования, выполненным в форме таблицы, в который в процессе обследования заносятся следующие данные:

- дата обследования;
- номер термограммы;
- месторасположение диагностируемого оборудования или КСК (помещение, где находится обследуемый объект);
- оперативное наименование распреустройства;

- оперативное наименование присоединения;
- краткое описание объекта съемки (локализация дефекта, вид КСК — болтовое, сварное и т. п., материал контакт-деталей, наличие покрытия, материал изоляции, с которой соприкасаются нагретые части, другие существенные конструктивные особенности объекта съемки);
- дистанция до объекта съемки и угол наблюдения;
- окружающая температура на момент съемки;
- измеренные токи нагрузки по фазам (для объектов, где такое измерение возможно);
- скорость ветра (для оборудования ОРУ);
- перечень электрооборудования (присоединений), отключенных на момент обследования.

При наличии у используемого тепловизора функции записи речевых комментариев, вышеуказанные данные могут надиктовываться термографистом для запоминания их в электронном виде, с последующим их воспроизведением при обработке термограмм.

Весьма полезно при обследовании использовать цифровой фотоаппарат для фотографирования обследуемых объектов, особенно если у объекта сложная и малоконтрастная тепловая картина (если тепловизор имеет канал отображения и запоминания изображений в видимой части спектра, потребность в фотоаппарате отпадает, т. к. видимое изображение записывается вместе с термограммой).

При обследовании необходимо учитывать все факторы, влияющие на точность измерения температурных параметров, описанные в **разделе 10**. При съемке малоразмерных объектов и элементов ЭО необходимо применять объектив с углом (полем) зрения, обеспечивающим наибольшее пространственное разрешение применяемой термографической системы или пирометра (см. **раздел 10, приложение А**, описание и характеристики применяемого тепловизора или пирометра); следует также помнить, что точность измерения температурных параметров в значительной степени зависит от тщательности фокусировки, которую следует проводить, используя наиболее контрастные в тепловом отношении элементы обследуемого объекта (щели, выступы, отверстия, ребра и т. п.).

Обследование электрооборудования открытых распределительных устройств и ЭО, находящегося на открытых площадках следует проводить в пасмурную, безветренную, сухую погоду (за исключением случаев обследования изоляторов и токопроводов), а лучше всего ночью — перед восходом солнца. Особенно это актуально при использовании коротковолновых тепловизоров, которые более чувствительны к солнечному излучению, чем длинноволновые. Хотя солнечная радиация присутствует как в коротковолновом, так и в длинноволновом инфракрасном диапазоне, ее интенсивность

в этих диапазонах значительно отличается (влияние на результат измерения солнечного излучения в коротковолновом диапазоне во много раз сильнее, чем в длинноволновом). Наибольшие проблемы по получению качественных термограмм возникают в коротковолновом диапазоне. В связи с этим, для обследования объектов, находящихся под открытым небом, предпочтительно использование длинноволновых тепловизоров. Во избежание тепловых бликов от ламп освещения, во время обследования их лучше отключить.

Обследование силовых трансформаторов и реакторов следует проводить, снимая термограммы не менее, чем с 4-х ракурсов — по одной термограмме с фронтальной и тыловой стороны трансформатора и по одной — с каждой из ее боковых сторон. В последующем, при необходимости, можно осуществить совмещение отснятых кадров в единую тепловую картину. При необходимости (наличие выносной системы охлаждения силовых трансформаторов, наличие противопожарных стенок (брандмауэров) между фазами, мешающих полностью снять боковую поверхность бака в одном кадре и т. п.), количество ракурсов съемки может быть увеличено. Обследованию подвергается вся доступная по периметру поверхность оборудования и его вспомогательные системы и узлы — маслопроводы, маслонасосы и т. п. (см., например, **рис. 14.15–14.18**).

Обследование электрических машин следует проводить, снимая термограммы не менее, чем с 4-х ракурсов — по одной термограмме со стороны щитов ЭМ и по одной — с каждой из ее боковых сторон.

Обследование ЭО имеющего вид вертикально стоящих колонн (ТТ, ТН, конденсаторы связи, вентильные разрядники, ОПН, опорные изоляторы), допускается выполнять как минимум, из 3-х ракурсов, отстоящих друг от друга на 120 градусов [9].

Количество ракурсов съемки ЭО, имеющего сложную конфигурацию (воздушные выключатели, вентильные разрядники типа РВМК-330П, РВМК-500П и т. п.), определяется по месту с учетом охвата наибольшей поверхности ЭО.

Для получения максимально возможной информации о состоянии оборудования (особенно электрических машин и силовых трансформаторов), желательно выполнить его обследование как под нагрузкой, так и на холостом ходу.

Фарфоровые покрышки вводов, измерительных трансформаторов, другого высоковольтного оборудования имеют ребристую поверхность. В этом случае следует выполнять съемку под возможно меньшим углом наблюдения, а за температуру покрышки принимать температуру ее вертикальных участков между ребрами. При этом желательно применение узкоугольного объектива (с углом зрения 7–10 градусов).

Следует также помнить, что отличить тепловой "блик" от реального нагрева можно, меняя ракурс съемки (см. **раздел 10**). При изменении ракурса съемки тепловой "блик" будет перемещаться по поверхности обследуемого объекта, реальный же нагрев при этом будет оставаться неподвижным.

При применении коротковолновых систем для ТД ИКТ высоковольтного оборудования следует помнить о том, что они чувствительны к электромагнитному излучению от коронирования элементов ЭО и КСК. При этом очень легко спутать реальный нагрев с излучением короны (особенно это явление проявляется в районе острых краев ЭО и в разделках высоковольтных кабелей). Обследование подобного оборудования желательно выполнять длинноволновыми системами.

На точность измерения температуры также влияет точность определения величины рабочего расстояния (дистанции) съемки, поэтому ее необходимо измерять возможно точнее (желательно применение лазерного дальномера).

Для выполнения особо точных и ответственных измерений, при обследовании необходимо учитывать также относительную влажность воздуха, измеряя ее соответствующими инструментальными средствами (гигрометром или психрометром). В крайнем случае, можно воспользоваться услугами местной метеостанции.

Следует помнить, что анализируя термограммы тепловых полей КСК и ЭО очень важно обращать внимание на характер изменения температуры по поверхности обследуемого КСК или части ЭО (градиенты температуры). В ряде случаев это помогает понять, откуда и куда направлен тепловой поток, что облегчает локализацию дефекта и нахождение его первопричины. Как правило, дефект находится в месте, где температура КСК или части ЭО принимает экстремальные значения.

12. ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ОТКРЫТЫХ КОНТАКТНЫХ СОЕДИНЕНИЙ, КОНТАКТОВ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ

12.1. Конструктивные особенности контактных соединений и контактов, виды дефектов в них, приводящих к повышению температуры.

Под открытыми контактными соединениями, контактами и токоведущими частями здесь и далее в этом разделе подразумеваются КСК, доступные для осмотра и находящиеся вне закрытых объемов и конструктивных элементов электрооборудования, а также вне жидких или твердых изоляционных сред.

В зависимости от способа соединения контакт-деталей, различают следующие виды открытых КСК:

- сварные КС;
- опрессованные КС;
- болтовые КС;
- КС, выполненные скруткой;
- разъемные КСК электрических аппаратов: ножи разъединителей и рубильников, отделителей, некоторых типов выключателей и т. п., вставные (часто их называют втычными) контакты автоматов и другого электрооборудования комплектных распределительных устройств, комплектных трансформаторных подстанций и т. п.

Виды КСК, применяемых в электроустановках, изображены на рис.

12.1–12.7.

В зависимости от способа соединения контакт-деталей, в контактных соединениях и контактах могут возникать следующие виды дефектов:

- **сварные КС:** отклонение от заданных параметров сварного соединения (подрезы, пузыри, каверны, непровары, наплывы, трещины, шлаковые и газовые включения (раковины), незаделанные кратеры, пережог проводов многожильных проводов, несоосность сваренных проводников, неправильный выбор наконечников, коррозия из-за отсутствия защитных покрытий и т. п.).

Применяемая в настоящее время технология термической сварки не обеспечивает надежную работу сварных соединений проводов сечением 240 мм² и более. Это связано с тем, что из-за недостаточного разогрева соединяемых проводов в процессе их сварки и неравномерного сближения их концов, происходит пережог наружных повивов проводов, непровары, в месте сварки появляются усадочные раковины и шлаки. Обрыв отдельных проводников в сварном соединении приводит к увеличению его переходного сопротивления и повышению его температуры

что, наряду со снижением механической прочности при этом, приводит к ненадежной работе соединения. Скорость развития дефекта при этом будет существенно зависеть от тока нагрузки, тяжения провода, ветровых, вибрационных воздействий и т. п. Следует иметь в виду, что скорость развития температурных дефектов сварных соединений намного выше, чем например, болтовых. Кроме того, известны случаи, когда сварные контактные соединения с обнаруженными начальными стадиями дефектов разрушались при протекании токов короткого замыкания.

- **опрессованные контактные соединения:** неправильный подбор наконечников или соединительных гильз, неполный ввод жил в наконечник (гильзу), недостаточная степень опрессовки, смещение стального сердечника в соединителе и т. п. Следует отметить, что инфракрасная диагностика недавно выполненных соединителей со слабой опрессовкой неэффективна, такие дефекты начинают проявляться в виде нагревов после образования в соединении оксидных пленок, примерно после года эксплуатации соединения под нагрузкой.

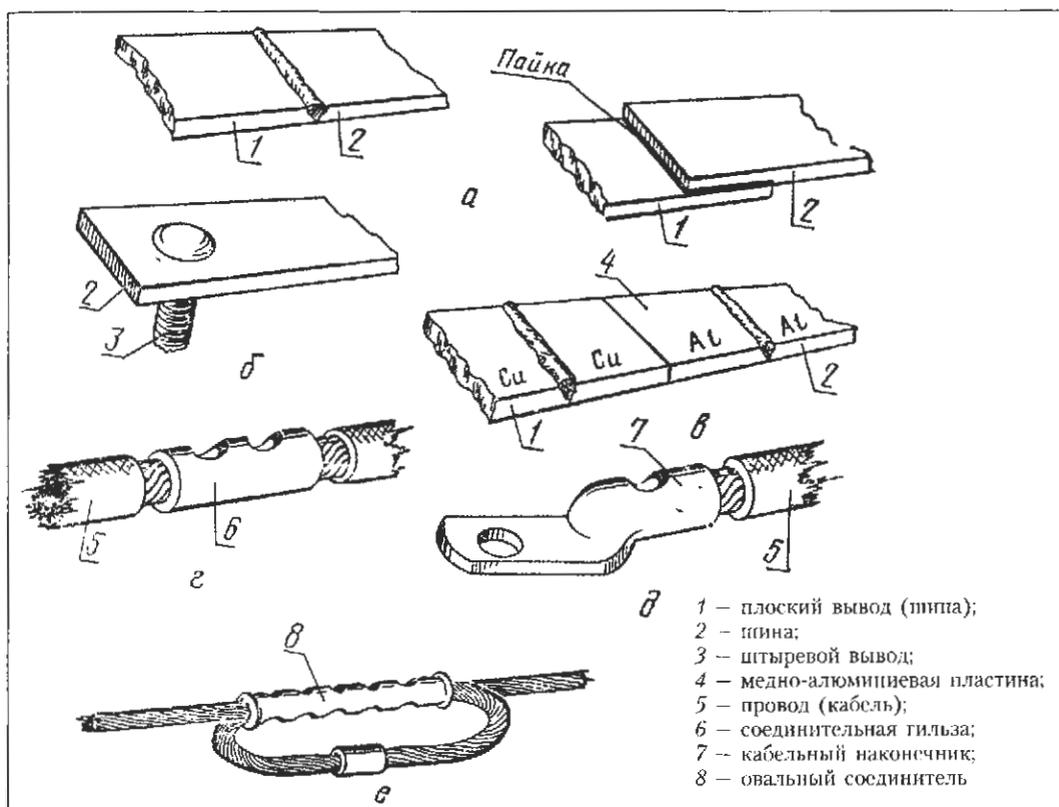


Рис. 12.1. Способы соединения неразборных контактных соединений (по ГОСТ 10434-82): а) сваркой или пайкой; б) со штыревым выводом сваркой; в) сваркой через переходную медно-алюминиевую пластину; г) через соединительную гильзу опрессовкой; д) опрессовкой (сваркой, пайкой); е) опрессовкой в овальных соединителях.

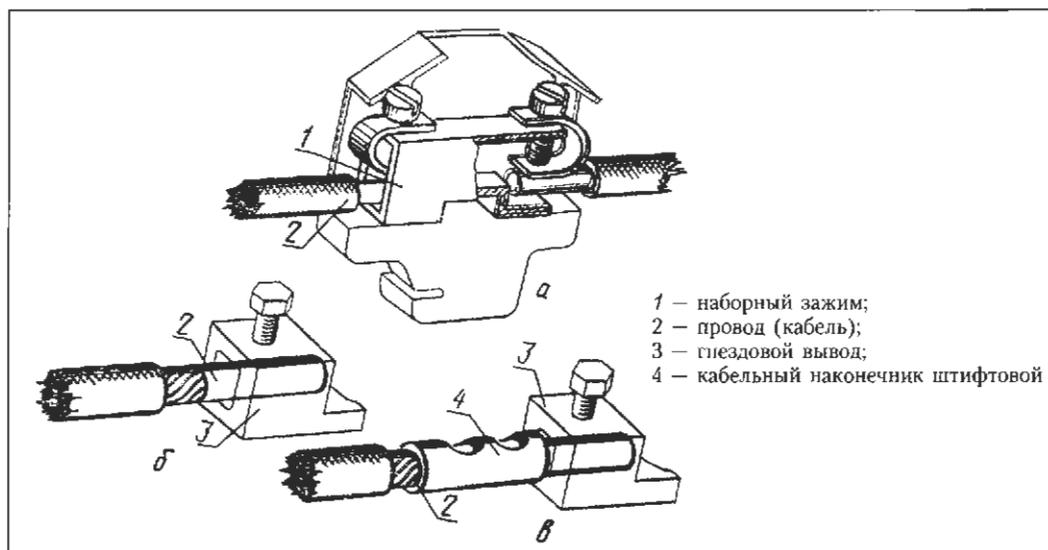


Рис. 12.2. Разборные контактные соединения проводников с гнездовыми шинами (по ГОСТ 10434-82):

а, б) однопроволочная (многопроволочная, сплавленная в монолит) жила; в) многопроволочная жила, оконцованная кабельным наконечником.

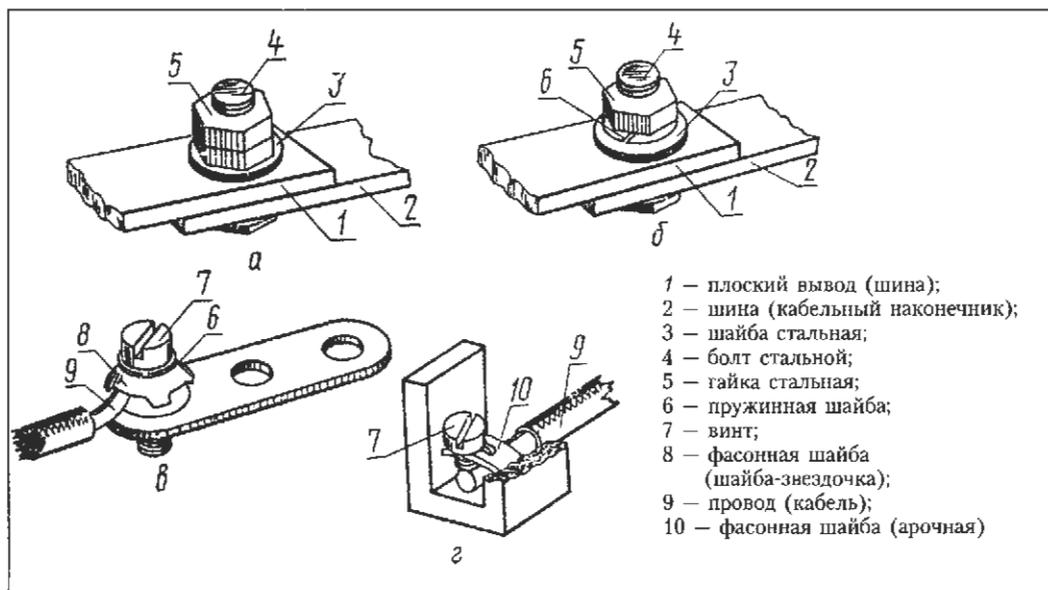


Рис. 12.3. Разборные контактные соединения проводников с плоскими выводами без средств стабилизации электрического сопротивления (по ГОСТ 10434-82):

а) с контргайкой; б) с пружинной шайбой; в, г) однопроволочная (многопроволочная) жила провода (кабеля) сечением до 10 мм² без изгиба в кольцо.

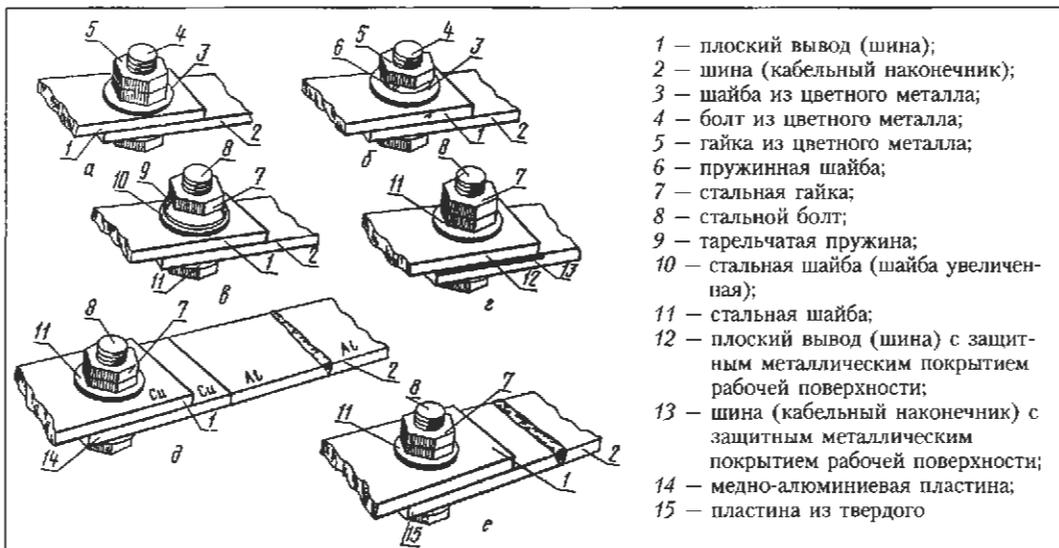


Рис. 12.4. Разборные контактные соединения проводников с плоскими выводами со средствами стабилизации электрического сопротивления (по ГОСТ 10434-82):

а) с крепежом из цветного металла и контргайкой; б) с крепежом из цветного металла и пружинной шайбой; в) со стальным крепежом и тарельчатой пружиной; г) со стальным крепежом и защитными металлическими покрытиями рабочих поверхностей и контргайкой (пружинной шайбой); д) со стальным крепежом через переходную медно-алюминиевую пластину и контргайкой (пружинной шайбой); е) со стальным крепежом через переходную пластину из твердого алюминиевого сплава и контргайкой (пружинной шайбой).

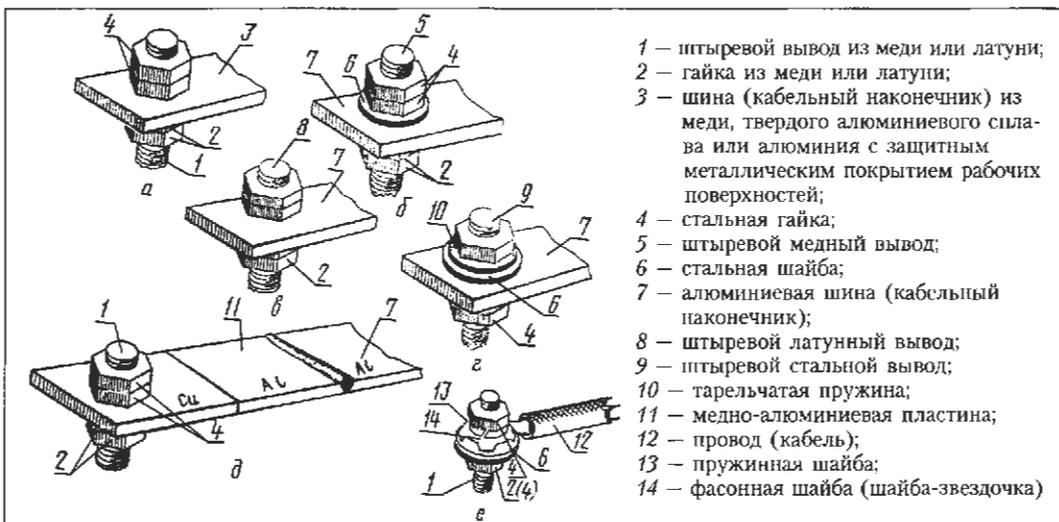


Рис. 12.5. Разборные контактные соединения проводников с штыревыми выводами без средств и со средствами стабилизации электрического сопротивления (по ГОСТ 10434-82):

а) проводник из меди; твердого алюминиевого сплава или алюминия с защитным металлическим покрытием рабочей поверхности; б, в, г) алюминиевый проводник; д) алюминиевый проводник через переходную медно-алюминиевую пластину; е) однопроволочная (многопроволочная) жила провода (кабеля) сечением до 10 мм² с изгибанием в кольцо.

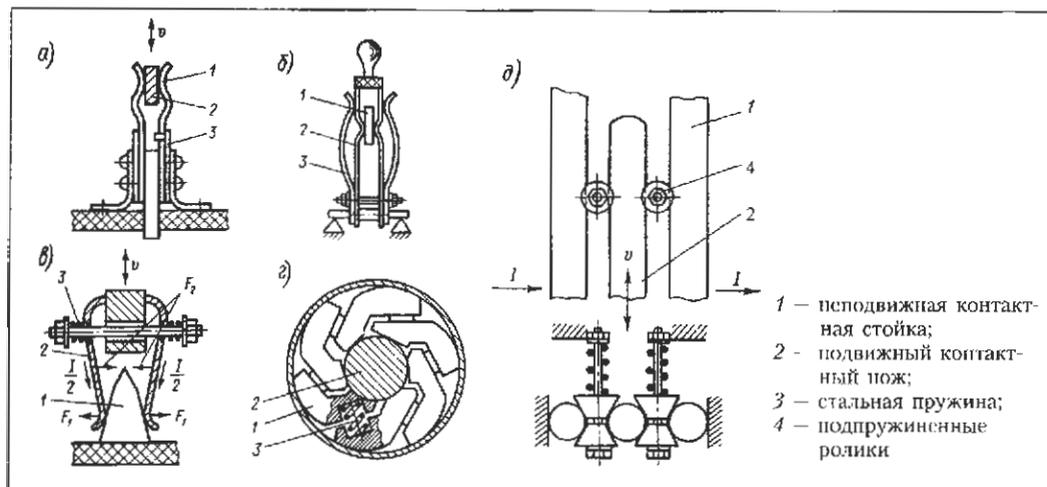


Рис. 12.6. Врубные, розеточные и роликовые контакты электрических аппаратов:

а, б, в) врубные; г) розеточный; д) роликовый.

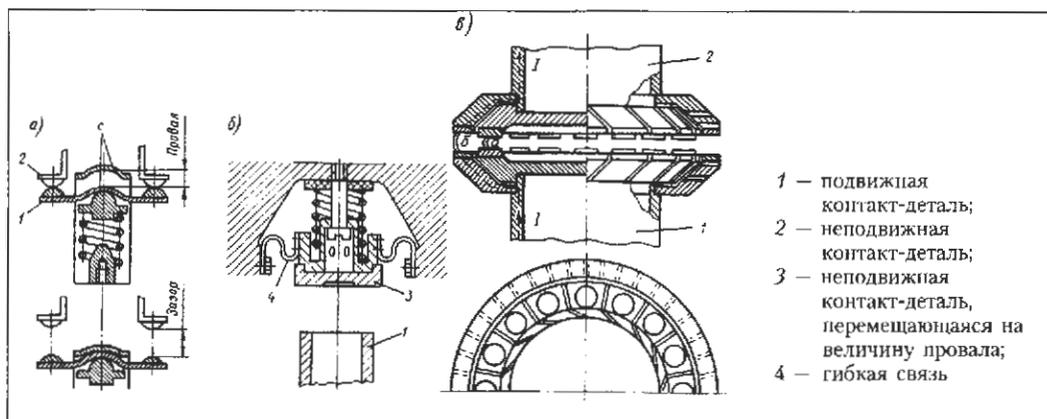


Рис. 12.7. Мостиковый и торцевые контакты электрических аппаратов:

а) мостиковый; б) торцевой; в) торцевой многоточечный.

- **болтовые контактные соединения:** отсутствие шайб при соединении медной жилы с плоским выводом из меди или алюминия, отсутствие тарельчатых пружин, непосредственное подсоединение алюминиевого наконечника к медным выводам оборудования в помещениях с агрессивной или влажной средой и в наружных электроустановках, недостаточное усилие затяжки болтов и т. п. Болтовые соединения алюминиевых шин на токи 3000А и выше имеют в эксплуатации недостаточную стабильность и требуют ежегодной подтяжки болтов с обязательной зачисткой контактирующих поверхностей. Это связано с интенсивным образованием окисных пленок на контактных поверхностях, выполненных

из алюминия. Наряду с многоамперными шинопроводами с болтовыми контактными соединениями, недостаточной надежностью обладают одноболтовые контактные соединения. В соответствии с ГОСТ 21242-75, они допускаются к применению при номинальном токе до 1000А, однако повреждаются при токах 400-630А. Процесс развития дефекта в болтовом соединении, как правило, протекает достаточно длительно и зависит от тока нагрузки, режима работы (постоянная нагрузка или переменная), воздействия химически активной окружающей среды, ветровых и вибрационных нагрузок, усилия затяжки болтов, наличия стабилизации давления контактов и т. п. Постепенное повышение переходного сопротивления контактных соединений происходит до определенного момента времени, после чего состояние контактной поверхности резко ухудшается с интенсивным тепловыделением, вплоть до аварийного разрушения контактных соединений.

- **контактные соединения, выполненные скруткой:** плохая зачистка проводов перед соединением, неполная скрутка проводов в овальных соединителях (например, типа СОАС-95-3) — менее 4—5 витков скрутки приводит к перегреву провода в соединителе, при этом создаются условия для выдергивания провода из соединителя и даже его выгорания.
- **контакты электрических аппаратов: ножи разъединителей и рубильников, отделителей некоторых типов выключателей и т. п., вставные контакты автоматов и другого электрооборудования:** загрязненные или окисленные контакты, недостаточное контактное нажатие, разное контактное нажатие ламелей одного и того же контактных соединений (контактов), поломка или ослабление пружин ламелей и т. п.

В соответствии с п. 12.4.34 ПТЭ, в межремонтный период в распределительных устройствах должен производиться тепловизионный контроль контактных соединений (контактов) оборудования, сборных и соединительных шин, а также проводов и тросов ВЛ с помощью тепловизора с разрешающей способностью не более 0,1°С. В случае выявления повышенного нагрева контактных соединений необходимо выполнить ревизию болтовых контактных соединений с измерениями и проверками в соответствии с действующими нормативными документами по испытаниям и измерениям электрооборудования, а опрессованные и сварные контактные соединения при этом необходимо заменить.

12.2. Диагностические параметры и критерии отбраковки.

Оценка состояния КСК и токоведущих частей ЭО при ТД ИКТ, производится по следующим критериям:

- **наибольшая допустимая нормированная температура нагрева** — см. *таблицу 12.1 (столбец 3)*;

- превышение температуры — разность между измеренной температурой и температурой окружающего воздуха — **см. таблицу 12.1 (столбец 4):**

$$\Delta T_{\text{изм.}} = T_{\text{изм.}} - T_{\text{окр.}}, \quad (12-1)$$

где: $\Delta T_{\text{изм.}}$ — превышение температуры диагностируемого контактного соединения контакта или токоведущей части, на момент обследования при протекании через них тока через них, равного $I_{\text{изм.}}$;

$T_{\text{изм.}}$ — измеренная температура диагностируемого КСК или токоведущей части;

$T_{\text{окр.}}$ — температура окружающего воздуха, определенная либо термометром, либо по участку поверхности аналогичного отключенного (обесточенного) КСК или токоведущей части, находящихся в тех же условиях теплообмена с окружающей средой, что и диагностируемые КСК или токоведущие части

- **избыточная температура** — превышение измеренной температуры диагностируемого КСК или токоведущей части над температурой аналогичных КСК или токоведущих частей других фаз (с наименьшей температурой), находящихся в одинаковых условиях:

$$\delta T_{\text{изм.}} = T_{\text{изм.}} - T_{\text{изм.мин}}, \quad (12-2)$$

где: $\delta T_{\text{изм.}}$ — значение избыточной температуры КСК при токе $I_{\text{изм.}}$ (превышение измеренной температуры диагностируемого контактного соединения (контакта) или токоведущей части над температурой аналогичных контактных соединений (контактов) или токоведущих частей других фаз (с наименьшей температурой), находящихся в одинаковых условиях;

$T_{\text{изм.}}$ — температура диагностируемого КСК или токоведущей части одной из фаз присоединения;

$T_{\text{изм.мин.}}$ — температура КСК или токоведущей части другой фазы этого же присоединения (с наименьшей температурой)

- **коэффициент дефектности КСК** — отношение измеренной максимальной температуры диагностируемого КСК к максимальной температуре, измеренной на целом участке провода (шины), отстоящем от КСК на расстоянии не менее 1 м:

$$K_{\text{д}} = T_{\text{изм. макс.}} / T_{\text{ш. макс.}}, \quad (12-3)$$

где: $K_{\text{д}}$ — коэффициент дефектности;

$T_{\text{изм. макс.}}$ — максимальная температура диагностируемого КСК;

$T_{\text{ш. макс.}}$ — максимальная температура целого участка провода (шины), отстоящем от диагностируемого КСК на расстоянии не менее 1 м.

Наибольшие допустимые температуры КСК и токоведущих частей ЭО в ряде случаев тесно связаны с классом нагревостойкости изоляционных материалов, с которыми соприкасаются КСК и токоведущие части ЭО. Для облег-

чения выбора предельно допустимых температур в каждом конкретном случае при классификации дефектов, в **приложении Д** приведен перечень изоляционных материалов и их отнесение к определенным классам нагревостойкости.

12.3. Методические указания по обследованию открытых контактных соединений, контактов и токоведущих частей.

При проведении обследований следует выполнять указания **п. 11**, а также следующие дополнительные условия:

- при подготовке к обследованию или непосредственно перед его началом следует определить режимы работы присоединений с диагностируемыми КСК (до уровня фазы, особенно для присоединений с несимметричной и переменной нагрузкой — освещение, лифты, коммунальные потребители и т. п.) путем анализа графика нагрузки или прямым измерением на месте. Если присоединение работает в продолжительном (установившемся) режиме, то обследование можно проводить немедленно. Если же присоединение работает в повторно-кратковременном или переменном режиме, то в соответствии с ГОСТ 403-73, обследование следует проводить в конце рабочего цикла изменения нагрузки;
- при обследовании также следует учитывать, что КСК обладают тепловой инерцией (см. **п. 10.13**). Например, тепловая постоянная времени для контактных соединений аппаратов составляет порядка 20–30 минут, поэтому при учете тока нагрузки, протекающего через КСК, следует игнорировать кратковременные броски тока нагрузки и делать соответствующую выдержку времени перед началом обследования при постановке присоединения с диагностируемыми КСК под нагрузку;
- следует также помнить, что коэффициенты излучения КСК, работающих в разных условиях внешней среды, имеющих разный срок эксплуатации ("возраст"), разный характер нагрузки и т.п., могут существенно различаться. Поэтому, для повышения достоверности измерения их температурных параметров, рекомендуется при подготовке к обследованию разбить обследуемые присоединения (электроустановки, узлы ЭО) на соответствующие группы и экспериментально определить эти коэффициенты, пользуясь указаниями **приложения Г**.

Таблица 12.1. Наибольшие допустимые температурные параметры КСК и токоведущих частей электрооборудования

№ п/п	Контролируемые части, узлы	Наибольшее допустимое значение		Документ, нормирующий температурные параметры
		Температура нагрева, °С	Превышение температуры, °С	
1.	2.	3.	4.	5.
Контактные соединения, контакты и токоведущие части электрооборудования с номинальным напряжением выше 1000В^{1, 2, 3}:				
1.	Токоведущие (за исключением контактов и контактных соединений) и нетоковедущие металлические части: • неизолированные и не соприкасающиеся с изоляционными материалами; • изолированные или соприкасающимися с изоляционными материалами классов нагревостойкости по ГОСТ 8865-93 ⁴ : У А Е В F Н С	120 90 100 120 130 155 180 >180 ⁵	80 50 60 80 90 115 140 >140 ⁵	ГОСТ 8024-90 ГОСТ 2213-79
2.	Контакты из меди и медных сплавов (в воздухе/изоляционном масле): • без покрытия; • с накладными серебряными пластинами; • с покрытием серебром или никелем; • с покрытием серебром толщиной не менее 24 мкм; • с покрытием оловом	75/80 120/90 105/90 120 90/90	35/40 80/50 65/50 80 50/50	ГОСТ 8024-90
3.	Контакты металлокерамические вольфрамо- и молибденосодержащие в изоляционном масле: • на основе меди; • на основе серебра	85 90	45 50	РД 153-34.0-20.363-99
4.	Аппаратные выводы электрооборудования из меди, алюминия и их сплавов, предназначенные для соединения с внешними проводниками электрических цепей: • без покрытия; • с покрытием оловом, серебром или никелем	90 105 ⁷	50 ⁶ 65 ⁷	ГОСТ 8024-90
5.	Болтовые контактные соединения электрооборудования из меди, алюминия и их сплавов (в воздухе/изоляционном масле): • без покрытия; • с покрытием оловом; • с покрытием серебром или никелем	90/100 105/100 115/100	50/60 65/60 75/60	ГОСТ 8024-90
6.	Ошиновка ОРУ и провода ВЛ	90	-	ГОСТ 839-80
7.	Болтовые соединения токоведущих выводов съемных вводов в воздухе/изоляционном масле	-	85/65	РД 153-34.0-20.363-99

Продолжение таблицы 12.1

№ п/п	Контролируемые части, узлы	Наибольшее допустимое значение		Документ, нормирующий температурные параметры
		Температура нагрева, °С	Превышение температуры, °С	
1.	2.	3.	4.	5.
8.	<p>Контактные детали из меди и ее сплавов для конденсаторных вводов герметичного исполнения на номинальные напряжения 110-750 кВ включительно, предназначенных для трансформаторов (автотрансформаторов), реакторов, масляных выключателей, линейных вводов, а также трансформаторных вводов с твердой изоляцией на номинальное напряжение 110 кВ:</p> <ul style="list-style-type: none"> • без покрытия; • с покрытием оловом 	<p>80⁸ 100⁸</p>	<p>45⁸ 65⁸</p>	ГОСТ 10693-81
9.	Контактные соединения токоограничивающих сухих реакторов	65	-	РД 153-34.0-20.363-99
10.	Сварные и выполненные скруткой соединения многожильных проводов (в графе 4 приведено максимально допустимое значение избыточной температуры)	-	5	РД 153-34.0-20.363-99
11.	<p>Предохранители переменного тока на напряжение 3 кВ и выше:</p> <p>пружинные контакты из меди и медных сплавов:</p> <ul style="list-style-type: none"> • без покрытия; • с покрытием серебром; • с покрытием оловом <p>контактные (в т.ч. болтовые) соединения из меди, алюминия и их сплавов, включая выводы предохранителя:</p> <ul style="list-style-type: none"> • без покрытия; • с покрытием серебром или никелем; • с покрытием оловом <p>металлические части, используемые как пружины:</p> <ul style="list-style-type: none"> • из меди; • из фосфористой бронзы и аналогичных ей сплавов; • из бериллиевой бронзы и куняля; • из углеродистой конструкционной стали 	<p>75 105 95</p> <p>90 115⁹ 105</p> <p>75 105</p> <p>150 130</p>	<p>35 65 55</p> <p>50 75⁹ 65</p> <p>35 65</p> <p>110 90</p>	ГОСТ 2213-79
Контактные соединения, контакты и токоведущие части электрооборудования с номинальным напряжением ниже 1000В:				
12.	<p>Контактные соединения выводов аппаратов с внешними проводниками:</p> <ul style="list-style-type: none"> • проводники из меди, алюминия и его сплавов без защитных покрытий рабочих поверхностей; • проводники из меди, алюминия и его сплавов с защитными покрытиями рабочих поверхностей благородными металлами; 	<p>95 110¹⁰</p>	<p>- -</p>	ГОСТ 403-73 ГОСТ 10434-82

Продолжение таблицы 12.1

№ п/п	Контролируемые части, узлы	Наибольшее допустимое значение		Документ, нормирующий температурные параметры
		Температура нагрева, °С	Превышение температуры, °С	
1.	2.	3.	4.	5.
12.	<ul style="list-style-type: none"> проводники из меди и ее сплавов без изоляции или с изоляцией класса В, F и H по ГОСТ 8865-93 с защитным покрытием рабочих поверхностей серебром 	135	-	ГОСТ 403-73 ГОСТ 10434-82
13.	Выводы коммутационных аппаратов на напряжение до 1000В переменного тока и до 1500В постоянного тока: <ul style="list-style-type: none"> медь без покрытия; латунь без покрытия; луженая медь или латунь; посеребренная или никелированная медь или латунь 	- - - -	60 ¹¹ 65 ¹¹ 65 ¹¹ 70 ^{11, 12}	ДСТУ 3020-95
14.	Выводы пакетных переключателей (выключателей) с номинальным напряжением до 660В переменного тока и до 400В постоянного тока	-	65	ГОСТ 28668-90
Аппараты электрические на напряжение до 1000 В, предназначенные для работы в условиях по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543-70, включая аппараты, встраиваемые в КРУ^{13, 14}:				
15.	Коммутирующие контакты главной цепи (в воздухе/трансформаторном масле): проводники из меди, алюмомеди, алюминия и его сплавов без защитных покрытий рабочих поверхностей ¹⁵ : <ul style="list-style-type: none"> из меди без покрытия; гальванически покрытые серебром и с накладками из серебра; с накладками из металлокерамических композиций на базе серебра, а также из других металлов; скользящие, с накладками из серебра или металлокерамических композиций на базе серебра 	- - - -	45/40 200 ¹⁶ /50 - ¹⁷ /50 80/50	ГОСТ 403-73
16.	Коммутирующие контакты вспомогательной цепи (в воздухе/трансформаторном масле): <ul style="list-style-type: none"> с накладками из серебра или металлокерамических композиций на базе серебра¹⁸; 	-	80/50	

Продолжение таблицы 12.1

№ п/п	Контролируемые части, узлы	Наибольшее допустимое значение		Документ, нормирующий температурные параметры
		Температура нагрева, °С	Превышение температуры, °С	
1.	2.	3.	4.	5.
17.	<p>Контактные соединения внутри аппаратов, разборные и неразборные, кроме паяных и сварных (в воздухе/трансформаторном масле)¹⁵:</p> <ul style="list-style-type: none"> • из меди, алюминия и их сплавов, стали и алюминия, плакированных медью, без защитных покрытий; • из меди, алюминия и их сплавов, низкоуглеродистой стали, защищенные от коррозии покрытием благородными металлами, обеспечивающими стабильность переходного сопротивления лучше меди; • из меди и ее сплавов, из низкоуглеродистой стали, защищенные от коррозии покрытием контактной поверхности серебром 	-	55/50	ГОСТ 403-73
		-	65/50	
		-	95 ¹⁹ /50	
18.	<p>Контактные соединения внутри аппарата, паяные мягкими оловянистыми припоями (в воздухе/трансформаторном масле):</p> <ul style="list-style-type: none"> • когда пайка является главным способом, обеспечивающим механическую прочность соединения; • когда пайка частично разгружена от механических нагрузок (склепанные, свинченые и т.д.) 	-	60/50	
		-	- ²⁰ /50	
19.	<p>Контактные соединения внутри аппарата:</p> <ul style="list-style-type: none"> • выполненные с помощью пайки твердыми припоями или сварки 	-	не нормируется	
20.	<p>Детали из металла, работающие как пружины (в воздухе/трансформаторном масле)²¹:</p> <ul style="list-style-type: none"> • из меди; • из фосфористой бронзы и аналогичных ей сплавов; • из бериллиевой бронзы и кунниаля; • из углеродистой конструкционной качественной стали 	-	35/35	ГОСТ 2585-81
		-	65/50	
		-	110/50	
		-	80/50	
<p>Автоматические быстродействующие выключатели постоянного тока с номинальным напряжением от 230 до 3300 В и номинальным током от 630 до 12500 А^{15, 22}:</p>				
21.	<p>Неизолированные токоведущие части:</p> <ul style="list-style-type: none"> • массивные медные размыкаемые контакты; • массивные размыкаемые контакты с припаянными пл стинками из серебра; 	-	70	ГОСТ 2585-81
		-	температура нагрева ограничивается теплотой-костью соседних частей, но не должна превышать 200°С	

Продолжение таблицы 12.1

№ п/п	Контролируемые части, узлы	Наибольшее допустимое значение		Документ, нормирующий температурные параметры
		Температура нагрева, °С	Превышение температуры, °С	
1.	2.	3.	4.	5.
21.	<ul style="list-style-type: none"> • контактные соединения, не защищенные от коррозии в местах контактов, с нажатием, осуществляемым болтами или другими способами, обеспечивающими жесткость соединений; • контактные соединения, защищенные от коррозии в местах контактов слоем олова или кадмия, с нажатием, осуществляемым болтами или другими способами, обеспечивающими жесткость соединений; • контактные соединения главной цепи с нажатием осуществляемым болтами или другими способами, обеспечивающими жесткость соединений, защищенные в местах контактов слоем серебра. • контактные зажимы для присоединения внешних проводников, защищенные в местах контактов слоем олова или кадмия; • контактные зажимы для присоединения внешних проводников, защищенные в местах контактов слоем серебра (по согласованию между производителем и потребителем) 	-	50	ГОСТ 2585-81
		-	65	
		-	130 ¹⁸	
		-	65	
		-	130 ¹⁸	
22.	<p>Токоведущие части и контактные соединения осветительных щитков переменного тока напряжением 380/220В, устанавливаемых в промышленных и общественных зданиях:</p> <ul style="list-style-type: none"> • шины; • разборные контактные соединения; <p>• провода с пластмассовой изоляцией;</p> <p>• токоведущие части аппаратов, установленных в щитке</p>	95 см. п.12 данной таблицы по стандартам и ТУ на провода по стандартам и ТУ на аппараты	-	ГОСТ 8709-82 ГОСТ 10434-82
23.	<p>Токоведущие части и контактные соединения низковольтных коммутационных устройств²³:</p> <ul style="list-style-type: none"> • зажимы для присоединения внешних изолированных проводников; • шины и проводники, втычные контакты выдвижных или съемных частей, соединяющихся с шинами; • отдельно расположенные соединения розеточного или вилочного типа 	70 см. примечание 24 см. примечание 25	-	ГОСТ 28668-90 ГОСТ 22789-94

Продолжение таблицы 12.1

№ п/п	Контролируемые части, узлы	Наибольшее допустимое значение		Документ, нормирующий температурные параметры
		Температура нагрева, °С	Превышение температуры, °С	
1.	2.	3.	4.	5.
24.	<p>Токоведущие части и контактные соединения однофазных и трехфазных осветительных шинопроводов переменного тока напряжением до 600В, а также магистральных и распределительных шинопроводов переменного тока на напряжение до 1000В и постоянного тока до 1200В:</p> <ul style="list-style-type: none"> • шины; • разборные и неразборные контактные соединения; • сварные контактные соединения; • разъемные контактные соединения; • жилы изолированных проводов 	<p>95¹¹ см. п. 12 данной таблицы</p> <p>105 100 по стандартам и ТУ на провода</p>	- - - -	ГОСТ 26346-84 ГОСТ 6815-79
25.	<p>Токоведущие части и контактные соединения однофазных и трехфазных сухих силовых трансформаторов и автотрансформаторов общего назначения малой (не более 5кВА) мощности, включаемых в сеть переменного тока частоты 50 и 60 Гц с номинальным напряжением до 1000В (кроме трансформаторов специального назначения, разделительных и защитных трансформаторов):</p> <ul style="list-style-type: none"> • зажимы для присоединения внешних проводов и выключателей; <p>Изоляция внешних и внутренних проводов, включая соединительные шнуры:</p> <ul style="list-style-type: none"> • из каучука; • из поливинилхлорида 	- - -	см. п. 12 данной таблицы 40 50	ГОСТ 19294-84 ГОСТ 25034-85 ГОСТ 10434-82

Примечания:

1. Превышения температуры в таблице даны для эффективной температуры окружающего воздуха, равной 40°С. При других значениях эффективной температуры окружающего воздуха по ГОСТ 15543.1-89 или отличающихся от них, допустимые превышения температуры, указанные в таблице, должны быть изменены таким образом, чтобы температуры нагрева не превышали установленных норм. Значения эффективной температуры, отличающиеся от установленных ГОСТ 15543.1-89, указывают на аппараты конкретных типов.
2. Для аппаратов, технические задания которых утверждены до 1.01.90, эффективную температуру окружающего воздуха принимают равной 35°С.

3. Если контакт-детали имеют разное покрытие, то нормы нагрева принимают: для контактов — по той детали, для которой нормы нагрева имеют меньшее значение; для соединений — по той детали, нормы нагрева которой имеют большее значение. Если одна из контакт-деталей не имеет покрытия, то нормы нагрева принимают такие же, как и для контактов и соединений, не имеющих покрытия.
4. Материалы, входящие в указанные в таблице классы нагревостойкости, приведены в ГОСТ 8024-90.
5. Для предохранителей с номинальным напряжением выше 1000 В. Температурные параметры ограничиваются только особыми условиями работы металлических частей (плавкий элемент) и требованием отсутствия повреждений соседних частей.
6. В соответствии с ГОСТ 14794-79, для токоограничивающих реакторов последовательно включенного допускается принимать превышение температуры контактных соединений над температурой окружающего воздуха, равное 65°C.
7. Указанное значение температуры относится только к случаю отсутствия серебряного покрытия на контактной части внешнего проводника. При наличии на контактной поверхности внешнего проводника серебряного покрытия, наибольшую допустимую температуру вывода принимают равной 120°C.
8. Для вводов исполнения У и ХЛ, при эффективной температуре окружающего воздуха, равной 35°C.
9. Для выводов предохранителя допустимая температура нагрева принимается равной 105°C (соответствующее превышение температуры — 65°C) независимо от наличия или отсутствия покрытия присоединяемого к выводу внешнего проводника.
10. Допускается для проводников из меди без изоляции или с изоляцией класса В, F и H по ГОСТ 8865-93 повышать температуру до 135°C, если возможность этого подтверждается результатами испытаний по ГОСТ 17516.1-90Е и указана в стандартах или ТУ на конкретные виды электротехнических устройств.
11. В стандартах на аппараты могут быть указаны другие значения для других условий, но они не должны превышать значения из данной таблицы более, чем на 10°C.
12. Предел превышения температуры 70°C относится к присоединительным кабелям в полихлорвиниловой оболочке.
13. Величины допустимых превышений температуры относятся к работе аппарата при его номинальных: режиме работы, токе, частоте переменного тока и напряжении на зажимах катушек напряжения, равном верхнему пределу, оговоренному в стандартах на конкретные типы аппаратов, но не ниже 1,05 номинального.
14. Величины допустимых превышений температуры для аппаратов, работающих при температуре окружающего воздуха, отличающейся от принятой расчетной (40°C), должны быть изменены так, чтобы допустимая температура частей аппарата, определяемая как сумма указанных в таблице превышений и расчетной температуры окружающего воздуха, сохранялась неизменной.
15. Допустимая температура относится к чистым, неокисленным и неподгоревшим контактным поверхностям соответствующей токоведущей части.
16. Температура ограничивается теплостойкостью соседних частей, если слой серебра не повреждается электрической дугой и не стирается при испытании на механическую износоустойчивость, которое должно производиться при нагретых контактах. В противном случае эти контакты должны рассматриваться как не имеющие покрытия серебром.
17. Температура нормируется в соответствии со свойствами материалов и должна быть оговорена в стандартах на отдельные виды, серии и типы аппаратов.
18. Превышение температуры допускается для таких контактных соединений с гальваническим покрытием серебром, в которых слой серебра не повреждается электрической дугой и не стирается при отработке выключателем заданного для него количества циклов

включения — отключения. В противном случае эти контактные соединения должны рассматриваться как не имеющие покрытия серебром.

19. Указанные требования не распространяются на контактные соединения с элементами теплового действия (с тепловыми расцепителями автоматических выключателей, тепловыми элементами реле, предохранителей, реостатов, сопротивлений и т. п.). Температура нагрева в этом случае ограничивается теплостойкостью соседних частей и определяется стандартами на конкретные типы аппаратов.

20. Превышение температур указывается в стандартах на конкретные типы аппаратов.

21. Допускается более высокое превышение температур, если расчетным или экспериментальным путем будет подтверждена возможность работы аппаратов в этих условиях.

22. Допустимая температура неизолированных токоведущих частей выключателя, если они соприкасаются с какой бы то ни было изоляцией, не должна превышать установленной для изолирующего материала.

23. Превышение температуры приведено для температуры окружающего воздуха, равной 25°C.

24. Температура ограничивается:

- механической прочностью проводящего материала;
- возможным влиянием на близлежащую аппаратуру;
- допустимой температурой изолирующих материалов, находящихся в контакте с проводником;
- влиянием температуры проводника на аппарат, к которому он присоединен;
- свойствами и обработкой поверхности материала контакта (для втычных контактов).

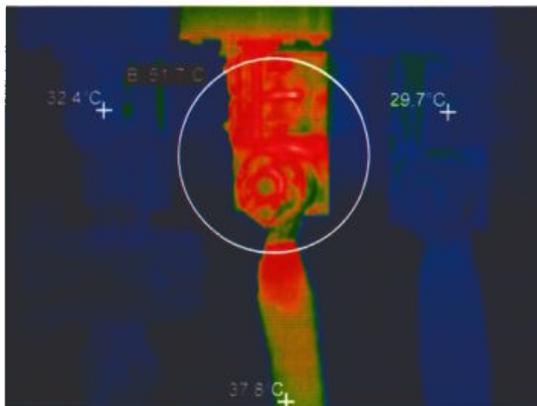
25. Температура определяется предельной температурой элементов оборудования, частью которого они являются.

В случаях выявления при обследовании температур, значительно превышающих температуры, приведенные в **таблице 12.1**, ниже для справки приведены температуры плавления некоторых металлов, применяемых в конструкциях ЭО и КСК (см. **таблицу 12.2**).

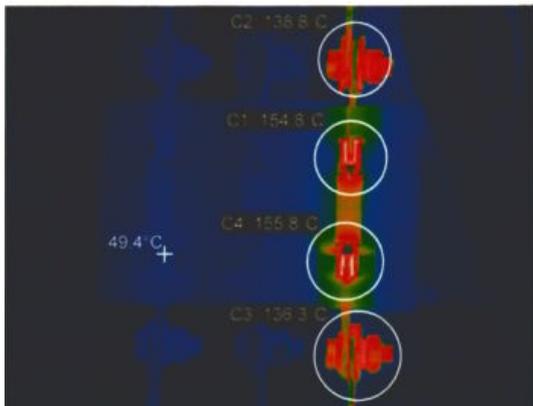
Таблица 12.2. Температуры плавления некоторых металлов

№ п/п	Наименование металла	Температура плавления, °С	Наименование металла	Температура плавления, °С
1.	2.	3.	4.	5.
1.	Цинк	419	Медь	1083
2.	Алюминий	658	Чугун	1200
3.	Латунь	920	Никель	1455
4.	Серебро	960	Сталь	1535

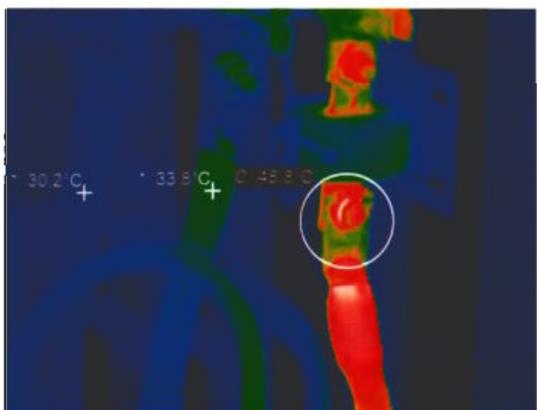
Некоторые характерные термограммы дефектов открытых контактов и контактных соединений электроустановок приведены на **рис. 12.8**.



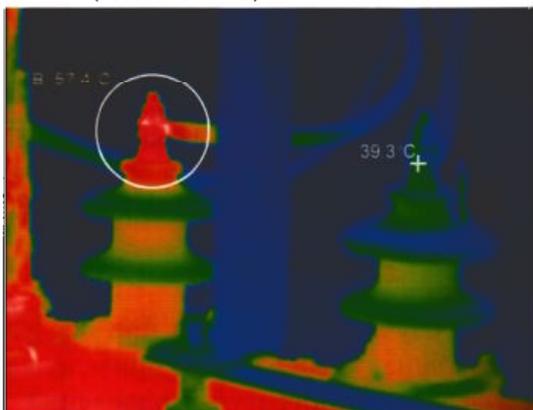
а) дефект болтового контактного соединения кабеля с предохранителем 0,4 кВ и врубного контакта вывода предохранителя.



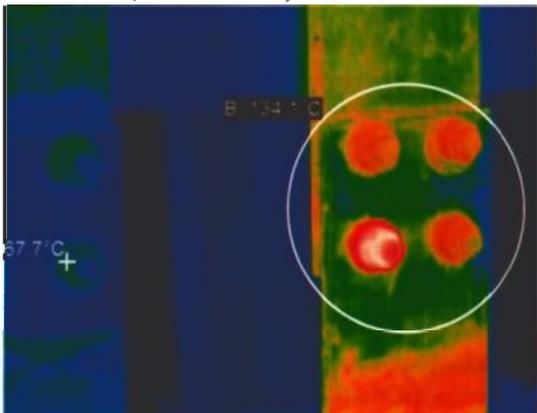
б) дефекты: врубных контактов рубильника 0,4 кВ (области C1 и C4) и болтовых контактных соединений его выводов (области C2 и C3).



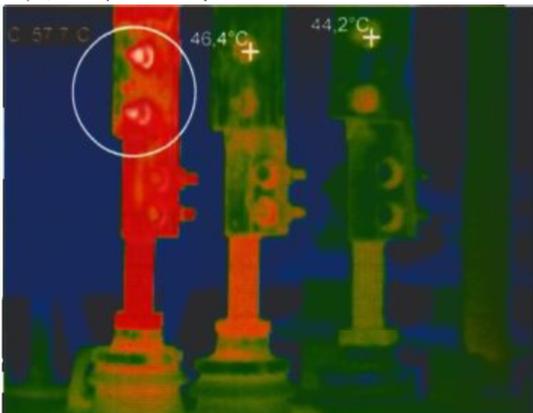
в) дефекты: болтового контактного соединения трансформатора 0,4 кВ (область С) и опрессовки кабельного наконечника (ниже области С).



г) дефект болтового контактного соединения кабеля 10 кВ и вывода обмотки ВН силового трансформатора 10/0,4 кВ (область В).

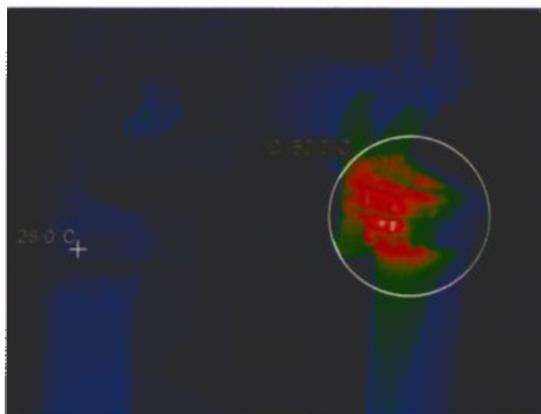


д) дефект болтового контактного соединения шины 0,4 кВ (область В).

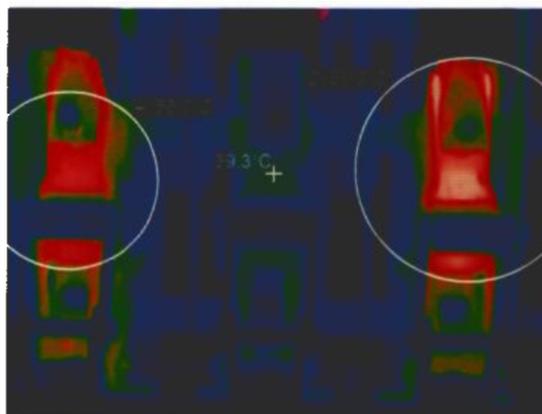


е) дефект болтового контактного соединения шины с выводом обмотки НН силового трансформатора 10/0,4 кВ (область С).

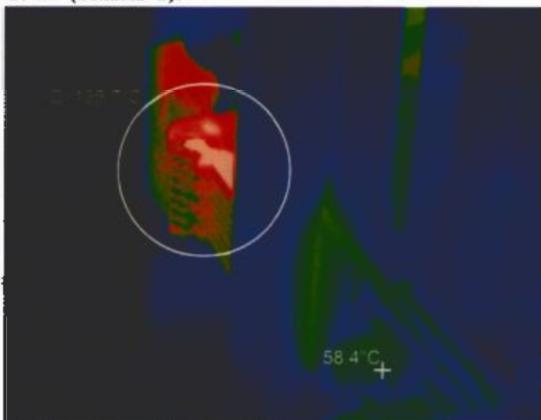
Рис. 12.8 (а–е). Характерные термограммы дефектов открытых контактов и контактных соединений



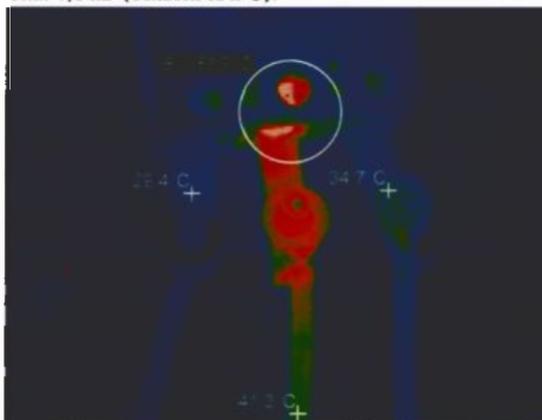
ж) дефект верхнего врубного контакта предохранителя 10 кВ (область С).



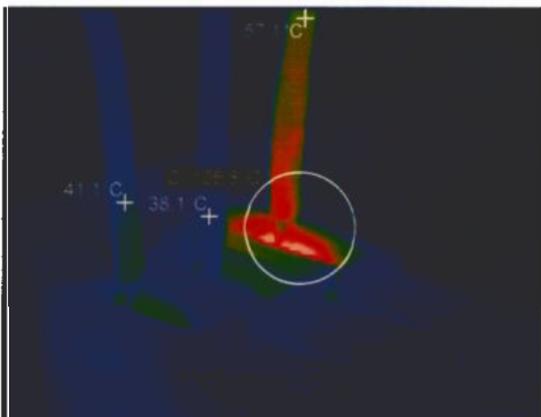
з) дефекты рабочих контактов автоматического выключателя 0,4 кВ (области А и С).



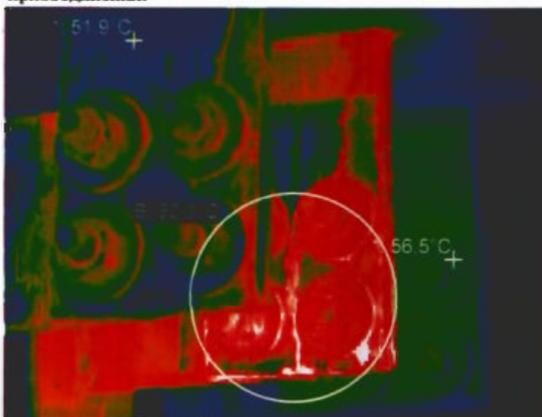
и) дефект вставных контактов автоматического выключателя 0,4 кВ (область С — наиболее нагрета верхняя ламель).



й) дефект винтового контактного соединения шины с выводом автоматического выключателя 0,4 кВ (область В — соединение под крышкой). Несимметрия нагрузки по фазам присоединения.

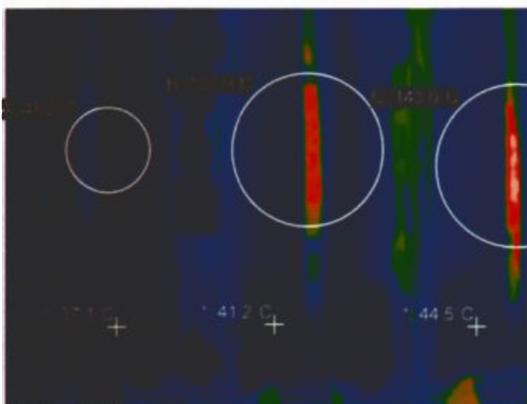


к) дефект винтового контактного соединения шины с выводом автоматического выключателя 0,4 кВ (область В — соединение под крышкой). Несимметрия нагрузки по фазам присоединения.

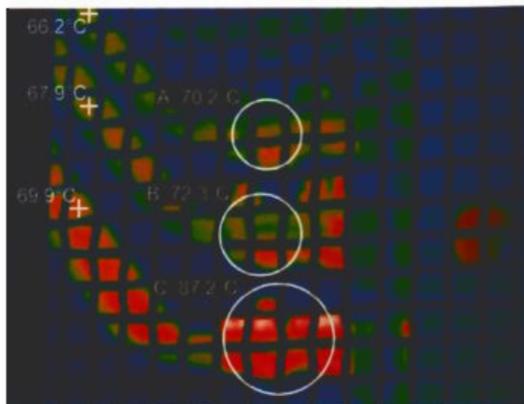


л) дефект болтового контактного соединения шин 0,4 кВ (область В).

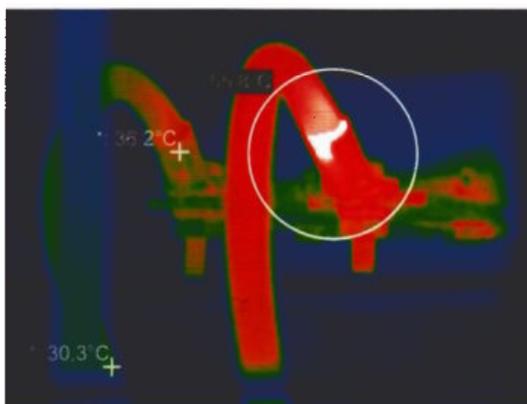
Рис. 12.8 (ж–л). Характерные термограммы дефектов открытых контактов и контактных соединений



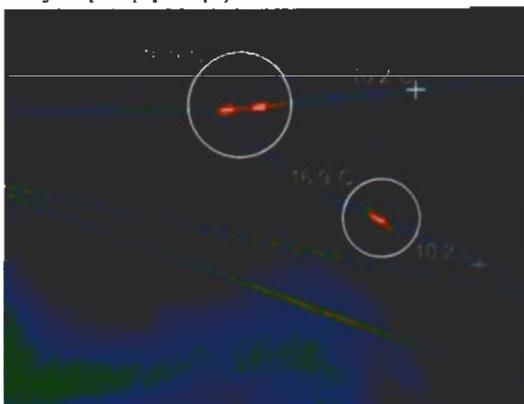
м) дефекты главных контактов автоматического выключателя 0,4 кВ (области В и С – нагревы видны сквозь щели в дутогасительных камерах).



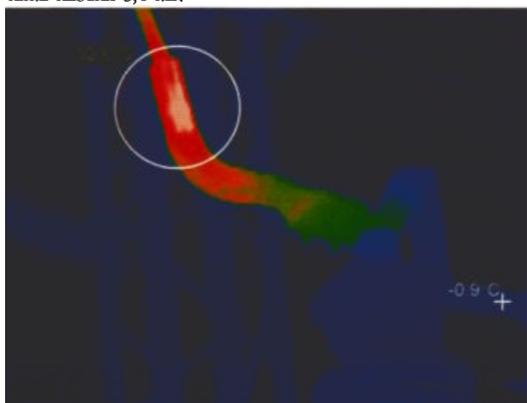
н) дефекты болтовых контактных соединений шин с выводами обмотки НН сухого силового трансформатора 6/0,4 кВ (области А, В и С – нагревы видны сквозь сетку кожуха трансформатора).



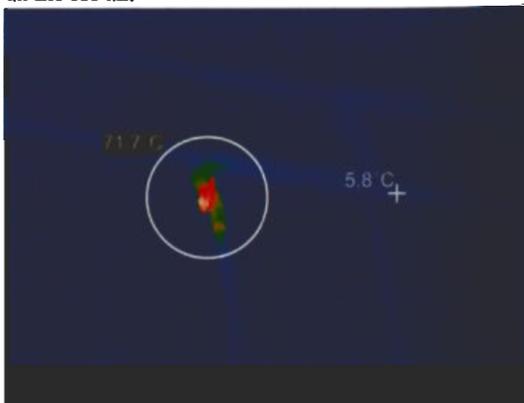
о) дефект прессованного контактного соединения наконечника кабеля 0,4 кВ.



п) дефект прессованного контактного соединения оплывки ВЛ 110 кВ.

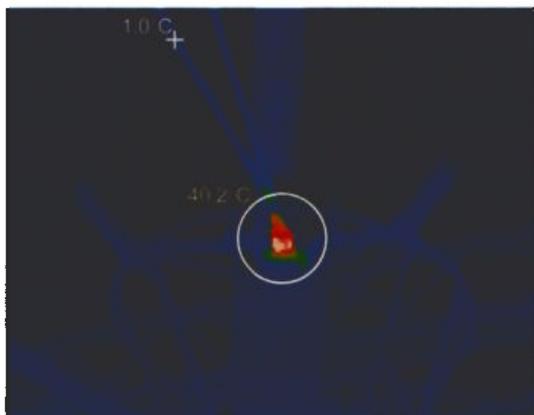


р) дефект прессованного контактного соединения спуска от системы шин к аппаратному зажиму разъединителя 110 кВ.

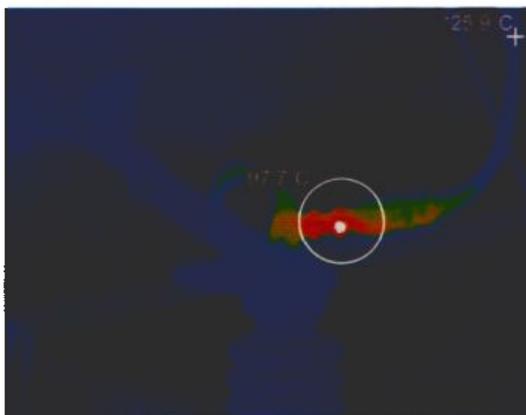


с) дефект болтового контактного соединения проводов расщепленной фазы системы шин 330 кВ и спуска к разъединителю.

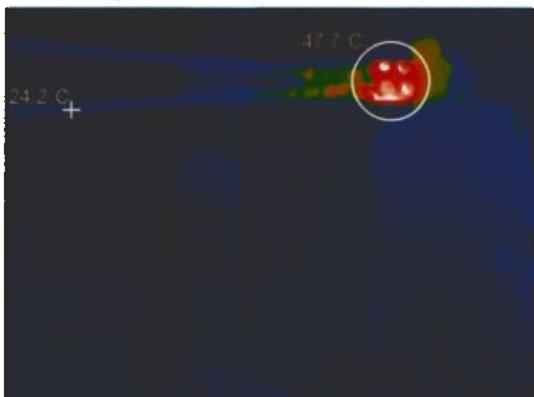
Рис. 12.8 (м–с). Характерные термограммы дефектов открытых контактов и контактных соединений



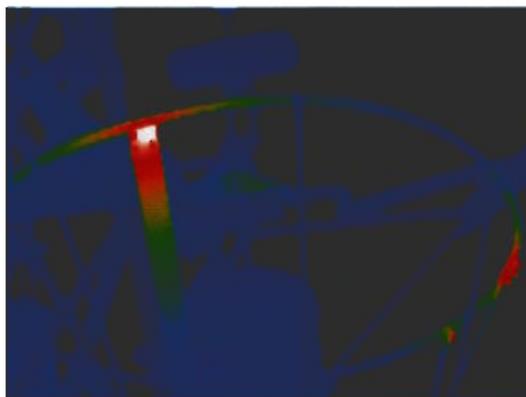
г) дефект болтового контактного соединения спуска от системы шин к аппаратному зажиму подвижного контакта подвесного разъединителя 330 кВ.



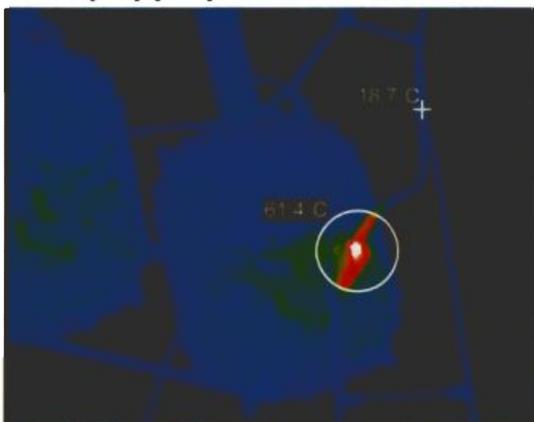
у) дефект болтового контактного соединения спуска от системы шин к аппаратному зажиму разъединителя 110 кВ.



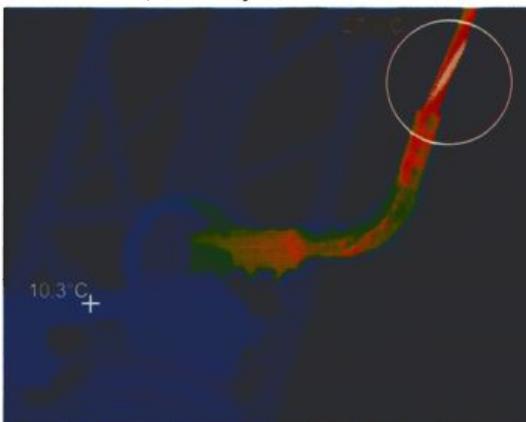
ф) дефект болтового контактного соединения аппаратного зажима трансформаторного ввода 110 кВ.



х) дефект сварного контактного соединения неподвижного контакта подвесного разъединителя 330 кВ.

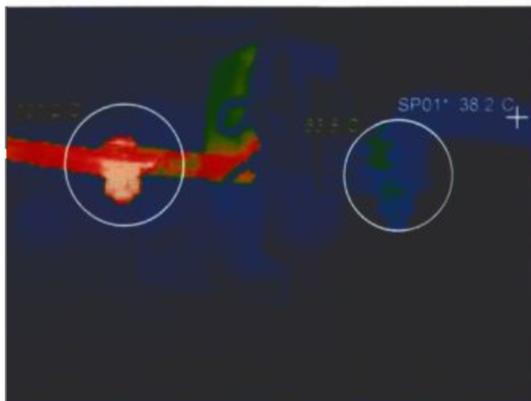


ц) дефект болтового контактного соединения аппаратного зажима высокочастотного заградителя 330 кВ.

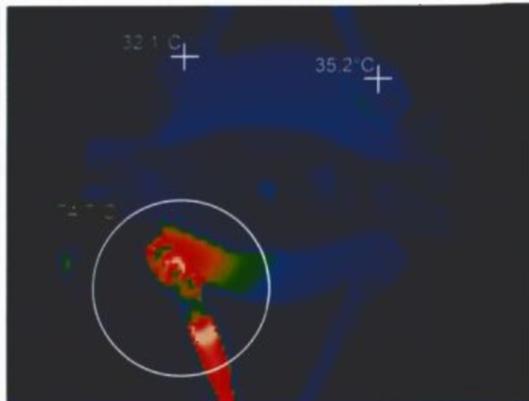


ч) дефект прессованного контактного соединения спуска от системы шин к разъединителю 110 кВ. Из-за плохого контакта с прессованной частью соединителя работает только часть токоведущих жил провода.

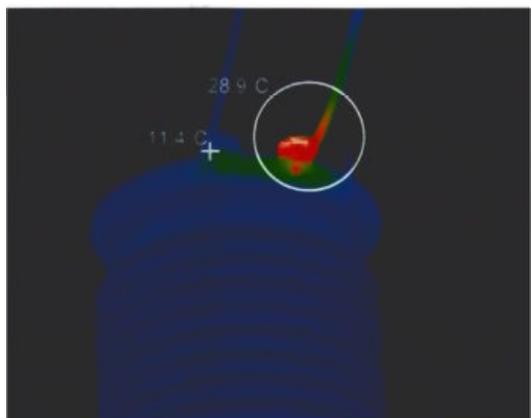
Рис. 12.8 (г–ч). Характерные термограммы дефектов открытых контактов и контактных соединений



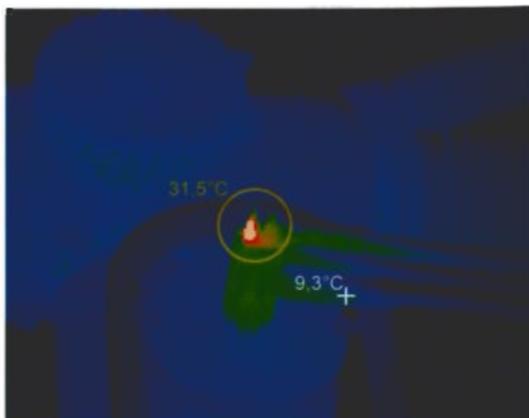
ш) дефекты контактных соединений трансформатора тока 0,4 кВ.



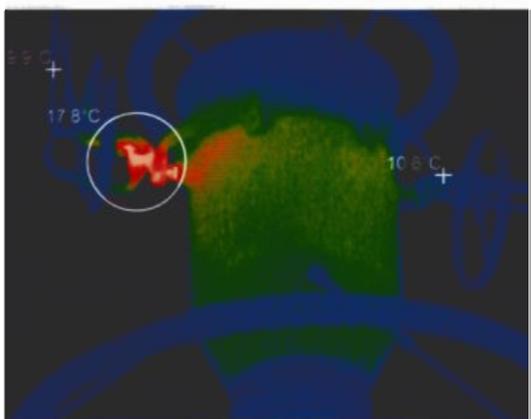
щ) дефект винтового контактного соединения пакетного выключателя 0,4 кВ и плохой контакт в прессованном контактом соединении кабеля.



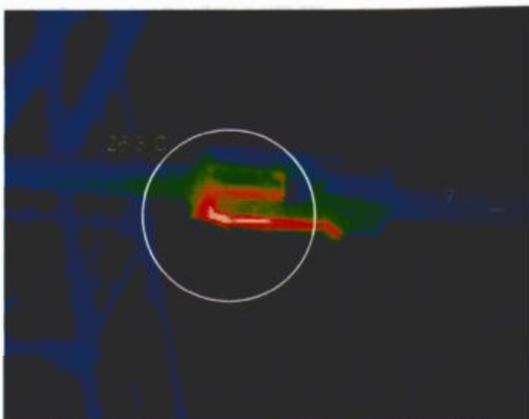
ы) дефект болтового контактного соединения конденсатора связи с ошиновкой ОРУ 330 кВ.



я) дефект болтового контактного соединения ошиновки с аппаратным выводом воздушного выключателя 330 кВ.



ю) дефект болтового контактного соединения аппаратного зажима трансформатора тока 330 кВ с ошиновкой ОРУ.



я) дефект контактов ножей разъединителя 330 кВ.

Рис. 12.8 (ш–я). Характерные термограммы дефектов открытых контактов и контактных соединений

12.4. Выполнение диагностирования при нагрузках, отличных от номинальной. Приведение результатов измерений температуры к нормированным нагрузкам. Особенности диагностирования трехфазных систем с несимметричной нагрузкой.

На практике редко бывает возможность выполнить обследование при номинальной нагрузке без выполнения специальных мероприятий по изменению режима работы электроустановки, что не всегда приемлемо. В этих случаях, обследование выполняется при существующей на данный момент нагрузке (с учетом указаний п. 12.3 в части режима работы), а измеренные температурные параметры пересчитываются к номинальной нагрузке (определяются прогнозируемые температурные параметры при номинальной нагрузке).

Обследование контактов и болтовых контактных соединений и оценку их теплового состояния следует выполнять при токах нагрузки не менее **(0,5–1,0) I_{ном.}** При этом перерасчет измеренного значения температуры и превышения температуры к номинальному току следует производить исходя из соотношений:

$$\frac{T_{\text{ном.}}}{T_{\text{изм.}}} = \left(\frac{I_{\text{ном.}}}{I_{\text{изм.}}} \right)^2, \quad (12-4)$$

$$\frac{\Delta T_{\text{ном.}}}{\Delta T_{\text{изм.}}} = \left(\frac{I_{\text{ном.}}}{I_{\text{изм.}}} \right)^2, \quad (12-5)$$

где:

$T_{\text{ном.}}$ — прогнозируемая температура при токе через контактные соединения (контакты) или токоведущую часть, равном $I_{\text{ном.}}$;

$T_{\text{изм.}}$ — измеренная температура при токе через контактные соединения (контакты) или токоведущую часть, равном $I_{\text{изм.}}$;

$\Delta T_{\text{ном.}}$ — прогнозируемое превышение температуры диагностируемого контактного соединения (контакта) или токоведущей части, на момент съёмки при протекании через них тока через них, равного $I_{\text{ном.}}$;

$\Delta T_{\text{изм.}}$ — превышение температуры диагностируемого контактного соединения (контакта) или токоведущей части, на момент съёмки, при протекании через них тока через них, равного $I_{\text{визм.}}$;

$I_{\text{ном.}}$ — номинальный ток цепи содержащей диагностируемый контактное соединение (контакт) или токоведущую часть;

$I_{\text{изм.}}$ — ток, измеренный в цепи диагностируемого контактного соединения (контакта) или токоведущей части, на момент съёмки.

Примеры:

1. Исходные данные: $T_{\text{изм.}} = 12^\circ\text{C}$; $I_{\text{ном.}} = 100\text{A}$; $I_{\text{изм.}} = 60\text{A}$

Определить: прогнозируемую температуру контактного соединения (контакта) при номинальном токе через него.

$$T_{\text{ном.}} = \left(\frac{I_{\text{ном.}}}{I_{\text{изм.}}} \right)^2 * T_{\text{изм.}} = \left(\frac{100}{60} \right)^2 * 12 = 33,3^\circ\text{C}.$$

2. Исходные данные: $\Delta T_{\text{изм.}} = 15^\circ\text{C}$; $I_{\text{ном.}} = 60\text{A}$; $I_{\text{изм.}} = 30\text{A}$

Определить: прогнозируемое превышение температуры контактного соединения (контакта) при номинальном токе через него.

$$T_{\text{ном.}} = \left(\frac{I_{\text{ном.}}}{I_{\text{изм.}}} \right)^2 * \Delta T_{\text{изм.}} = \left(\frac{60}{30} \right)^2 * 15 = 60^\circ\text{C}.$$

При обследовании контактов и болтовых контактных соединений с токами нагрузки (**0,3–0,5**) $I_{\text{ном.}}$, оценку их теплового состояния следует выполнять по избыточной температуре, и коэффициенту дефектности, при этом в качестве норматива используется значение температуры, перерасчитанное к току **0,5** $I_{\text{ном.}}$, а перерасчет следует производить, исходя из соотношений:

$$\frac{\delta T_{0,5}}{\delta T_{\text{изм.}}} = \left(\frac{0,5 I_{\text{ном.}}}{I_{\text{изм.}}} \right)^2, \quad (12-6)$$

$$K_{\text{д}} = T_{\text{изм. макс.}} / T_{\text{ш. макс.}} \quad (12-7)$$

где:

$K_{\text{д}}$ — коэффициент дефектности контактных соединений (контактов);

$\delta T_{0,5}$ — прогнозируемое значение избыточной температуры контактного соединения (контакта) при токе, равном **0,5** $I_{\text{ном.}}$ (превышение прогнозируемой температуры диагностируемого контактного соединения (контакта) или токоведущей части над температурой аналогичных контактных соединений (контактов) или токоведущих частей других фаз (с наименьшей прогнозируемой температурой), находящихся в одинаковых условиях;

$\delta T_{\text{вим.}}$ — значение избыточной температуры контактных соединений (контактов) при токе $I_{\text{изм.}}$ (превышение измеренной температуры диагностируемого контактного соединения (контакта) или токоведущей части над температурой аналогичных контактных соединений (контактов)

или токоведущих частей других фаз (с наименьшей температурой), находящихся в одинаковых условиях — $\delta T_{\text{изм.}} = T_{\text{изм.}} - T_{\text{изм. мин.}}$);

$I_{\text{ном.}}$ — номинальный ток в цепи, содержащей диагностируемое контактное соединение (контакт) или токоведущую часть;

$I_{\text{изм.}}$ — ток, измеренный в цепи диагностируемого контактного соединения (контакта) или токоведущей части на момент съемки;

$T_{\text{изм. макс.}}$ — максимальная температура диагностируемого контактного соединения (контакта);

$T_{\text{ш. макс.}}$ — максимальная температура целого участка провода (шины), отстоящем от диагностируемого контактного соединения (контакта) на расстоянии не менее 1 м.

Пример:

Исходные данные: $\delta T_{\text{изм.}} = 20^\circ\text{C}$; $I_{\text{ном.}} = 100\text{A}$; $I_{\text{изм.}} = 40\text{A}$

Определить: прогнозируемую избыточную температуру КСК при половине номинального тока через контактные соединения (контакты).

$$\delta T_{0,5} = \left(\frac{0,5 * I_{\text{ном.}}}{I_{\text{взм.}}} \right)^2 * \delta T_{\text{взм.}} = \left(\frac{50}{40} \right)^2 * 20 = 31,3^\circ\text{C}.$$

Обследование сварных и опрессованных соединений и оценку их теплового состояния следует выполнять по избыточной температуре и коэффициенту дефектности.

При токах через контактные соединения (контакты) менее $(0,25\text{--}0,3)I_{\text{изм.}}$ точность оценки его состояния существенно снижается, ибо даже сравнительно небольшая погрешность определения температуры даст при пересчете к нормированной нагрузке большую ошибку определения прогнозируемой температуры.

Следует отметить, что все вышеуказанные формулы приведения, при всей их теоретической безукоризненности с точки зрения теории электрических цепей, на практике дают завышенный результат. Это происходит потому, что в них не учитывается естественный отвод тепла (теплопроводностью, конвекцией и излучением) от нагретой токоведущей части, контакта или контактные соединения (теплообмен с окружающей средой), а также нелинейность переходного сопротивления (для контактов и контактные соединения).

В [22] убедительно показано, что эта погрешность может достигать 100% и более, причем она резко растет при снижении нагрузки, при которой получены измеренные температурные параметры.

В качестве примера, на **рис. 12.9** показаны результаты приведения превышения температуры провода к номинальному току традиционным способом и по специальной программе [21], учитывающей теплообмен с окружающей средой. Как видно из рисунка, расчеты, выполненные по специальной программе, практически совпадают с экспериментальными данными даже при выполнении измерений температуры провода при нагрузке, равной 9% от номинальной, а перерасчет традиционным методом (по соотношениям $12-4 \div 12-6$) дает весьма значительную погрешность, особенно при приведении измеренной температуры провода к нагрузке, составляющей 100% [22].

Таким образом, при приведении измеренных температурных параметров к нормированным условиям (50% и 100% от номинальных), термографист может действовать по двум сценариям:

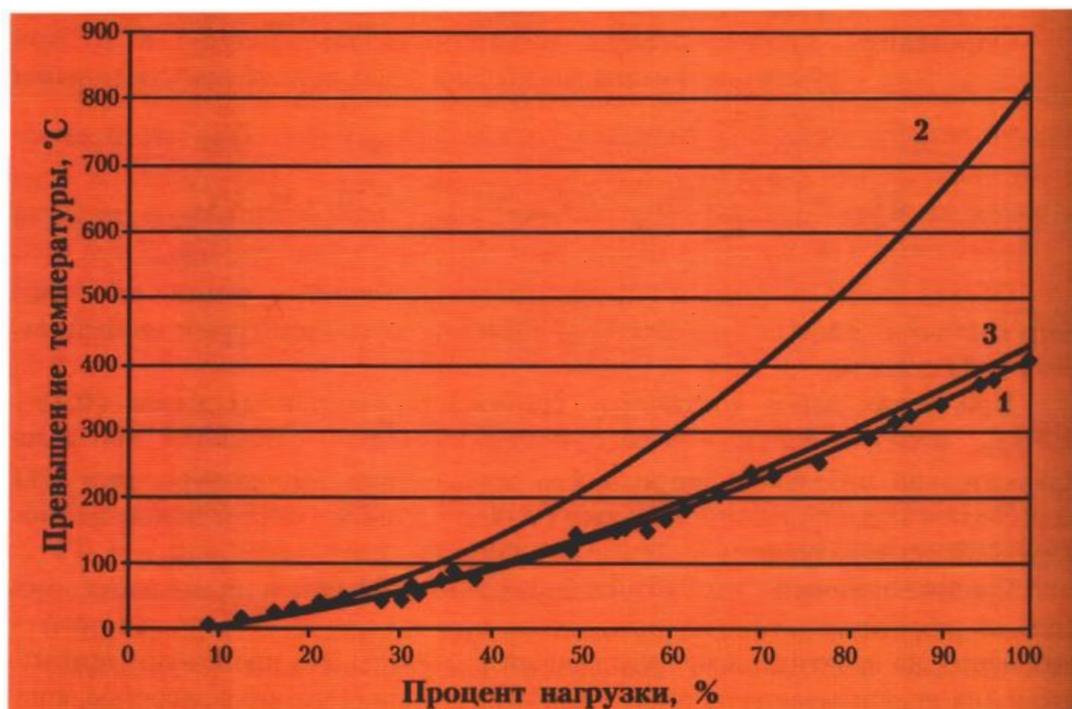


Рис. 12.9. Зависимости превышения температуры провода от нагрузки (нагрузка изменяется в диапазоне 0,09–20А, $T_{\text{навк.}} = 20^{\circ}\text{C}$, скорость ветра равна нулю):

1 — экспериментальные данные; 2 — приведение измеренного превышения температуры к номинальной нагрузке (20А) от нагрузки, составляющей 9% от номинальной по соотношению (12–4); 3 — приведение измеренного превышения температуры к номинальной нагрузке (20А) от нагрузки, составляющей 9% от номинальной по специальной программе [21], учитывающей теплообмен с окружающей средой.

- при отсутствии специальной методики (программы) приведения измеренных температурных параметров, формулы (12–4÷12–6) следует применять осторожно, помня, что они завышают результат приведения температур и что для получения наиболее их точных прогнозируемых значений, обследование следует проводить при токах нагрузки, близких к нормируемым;
- при наличии специальной методики (программы) приведения [21], обследования можно выполнять при любой нагрузке, начиная с 3-5% от номинальной, при этом погрешность приведения измеренных температурных параметров (температур, превышений температур и избыточных температур) к нормированным условиям будет незначительной.

При обследовании трехфазных систем, следует убедиться в симметричности нагрузки, либо путем анализа характера потребителей, питающихся от обследуемого присоединения (трансформатора, аппарата и т. п.), либо прямым измерением токов по фазам и в нулевом проводе. Если нагрузка несимметрична, то приведение измеренных температурных параметров к нормированным, следует выполнить для каждой фазы отдельно.

12.5. Периодичность обследований.

Учитывая опыт эксплуатации электрооборудования и опыт применения ТД ИКТ в энергосистемах и на АЭС Украины, на начальном этапе внедрения системы ТД ИКТ на энергопредприятии (2–3 года), рекомендуются следующие сроки выполнения обследований электрооборудования и контактных соединений (контактов) всех видов и классов напряжения:

- ежегодно, до ремонта электрооборудования и контактных соединений (контактов) — для определения объема ремонта, а также планирования и выполнения ремонта по фактическому состоянию электрооборудования и контактных соединений (контактов), в части, связанной с их тепловым состоянием;
- ежегодно, после ремонта электрооборудования и контактных соединений (контактов) — для определения эффективности и качества ремонта и выработки необходимых корректирующих мероприятий.

В дальнейшем, при положительных результатах внедрения ТД ИКТ (снижение количества температурных дефектов и наличии выраженной тенденции к их уменьшению), можно перейти к срокам обследований, изложенных в **таблице 12.3.**

Таблица 12.3. Периодичность обследований электрооборудования и контактных соединений (контактов) электрооборудования

№ п/п	Объект обследования	Периодичность обследований в эксплуатации, не реже
1.	2.	3.
1.	Генераторы	при испытании активной стали на нагрев
2.	<ul style="list-style-type: none"> • Электрооборудование распределительных устройств и КС на напряжение: • 35 кВ и ниже; • 110-330 кВ; • 400-750 кВ • все классы напряжения при эксплуатации в условиях загрязнения атмосферного воздуха 4-й степени и выше • распределительные устройства всех напряжений 	<p>1 раз в 3 года 1 раз в 2 года ежегодно ежегодно</p> <p>после коротких замыканий на шинах РУ, значительных ветровых нагрузок, землетрясений, сильного гололеда и т. п.</p>
3.	<p>Контактные соединения воздушных линий электропередачи:</p> <ul style="list-style-type: none"> • ВЛ, которые вводятся в эксплуатацию; • болтовые соединения ВЛ, которые находятся в эксплуатации 30 лет и более - проверка всех видов контактных соединений проводов выполняется в следующие сроки: <ul style="list-style-type: none"> - при отбраковке болтовых КСК 5% и более; - при отбраковке болтовых КСК менее 5% • сварные соединения ВЛ и соединения, выполненные обжатием, которые находятся в эксплуатации 30 лет и более; • сварные соединения ВЛ и соединения, выполненные обжатием, которые находятся в эксплуатации до 30 лет; • работающих с предельными токовыми нагрузками или питающих ответственных потребителей, а также после воздействия больших ветровых и гололедных нагрузок 	<p>проверка всех видов контактных соединений проводов выполняется в первый год после ввода в эксплуатацию</p> <p>ежегодно не реже 1 раза в 3 года</p> <p>1 раз в 6 лет;</p> <p>не реже 1 раза в 10 лет</p> <p>по решению руководства энергопредприятия</p>
4.	Опорно-стержневая изоляция распредустройств 35 кВ и выше	1 раз в 6 лет
5.	Системы охлаждения и очистки масла силовых трансформаторов и реакторов	1 раз в 4 года

Примечание: Вновь вводимые ЭО, КСК и токоведущие части должны обследоваться в первый год после ввода в эксплуатацию.

12.6. Классификация дефектов открытых контактных соединений и контактов, сроки их устранения.

Критерии оценки состояния и классификация температурных дефектов контактов и контактных соединений электрооборудования в зависимости от вида, протекающего тока и температурного состояния последних, приведены в таблице 12.4. Там же приведены и сроки устранения дефектов.

Сроки устранения дефектов могут корректироваться в сторону уменьшения, если в процессе внедрения технического диагностирования инфракрасной техникой, при учащенном контроле контактных соединений (контактов) замечено, что динамика роста температуры требует этого.

Таблица 12.4. Критерии оценки температурного состояния и классификация дефектов открытых контактов и контактных соединений электрооборудования

№ п/п	Класс дефекта	Критерии оценки температурного состояния контактов и КС						Рекомендуемые сроки устранения дефектов
		Контакты электрических аппаратов и болтовые КС				Опрессованные КС		
		$I_{\text{ном}} = (0,3-0,5) I_{\text{ном}}$		$I_{\text{ном}} = (0,5-1,0) I_{\text{ном}}$		$I_{\text{ном}} = (0,3-1,0) I_{\text{ном}}$		
		Избыточная температура, °С	Коэффициент дефектности, в.е.	Температура, °С	Превышение температуры, °С	избыточная температура, °С	коэфф. дефектности, в.е.	
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.
1.	Дефект в начальной стадии развития	5 - 10	≤ 1,2	меньше значений, приведенных в таблице 12.1 (критерии оценки – по столбцу б)	5 - 10	5 - 10	≤ 1,2	Устранить при плановом выводе в ремонт, но не позднее, чем через 6 мес.
2.	Развившийся дефект	10 - 30	1,2 - 1,5	меньше значений, приведенных в таблице 12.1 (критерии оценки – по столбцу б)	от 10 до значений, приведенных в таблице 12.1	10 - 30	1,2 - 1,5	Выполнять учащенный контроль 1 раз в квартал. При росте температуры, устранить при первой возможности, но не позднее начала ОЗМ. В случае выявления подобного дефекта в период ОЗМ - устранить по аварийной заявке

Продолжение таблицы 12.4

№ п/п	Класс дефекта	Критерии оценки температурного состояния контактов и КС						Рекомендуемые сроки устранения дефектов
		Контакты электрических аппаратов и болтовые КС				Опрессованные КС		
		$I_{\text{изм.}} = (0,3-0,5) I_{\text{ном.}}$		$I_{\text{изм.}} = (0,5-1,0) I_{\text{ном.}}$		$I_{\text{изм.}} = (0,3-1,0) I_{\text{ном.}}$		
		Избыточная температура, °С	Коэффициент дефектности, о.е.	Температура, °С	Превышение температуры, °С	избыточная температура, °С	коэффициент Дефектности, о.е.	
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.
3.	Аварийный дефект	> 30	> 1,5	больше значений, приведенных в таблице 12.1		> 30	> 1,5	Устранить по аварийной заявке

Примечания:

1. Сопоставлению с приведенными в таблице критериями для контактов электрических аппаратов и болтовых контактных соединений, касающимися температур и превышений температур (столбцы 5 и 6) подлежат измеренные значения последних, пересчитанные к номинальному току в соответствии с соотношениями, (12.4–12.5) или по специальной программе перерасчета [21].

2. Сопоставлению с приведенными в таблице критериями, для контактов электрических аппаратов и болтовых контактных соединений, касающимися избыточных температур (столбцы 3 и 4), а также для опрессованных контактных соединений (столбцы 7 и 8) подлежат измеренные значения последних, пересчитанные к половине номинального тока в соответствии с соотношениями, приведенными в (12–6) или по специальной программе перерасчета [21].

Кроме указанных в тексте, при написании раздела также использованы публикации [9, 21, 22, 29, 44, 65, 69, 85, 86, 87].

13. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ ПО ДИАГНОСТИРОВАНИЮ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК И ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

13.1. Основные положения.

Как уже упоминалось в **разделе 5**, оценка теплового состояния электрооборудования, а также контактов и контактных соединений, находящихся в среде изоляционных жидкостей и газов, отделенных от прямого наблюдения металлическими или изоляционными материалами, может производиться при ТД ИКТ только косвенным способом, поскольку возможность непосредственного измерения температуры средствами инфракрасной техники, по существу, исключена. В этом случае, суждение о тепловом состоянии обследуемого объекта осуществляется путем выявления температурных аномалий на поверхности его бака или крышки, анализа числовых параметров их температурных полей, их сопоставление с аналогичными температурными полями других фаз и узлов, работающих в сходных условиях, анализа причин возникновения температурных аномалий с учетом конструктивных особенностей электрооборудования.

Анализируя термограммы тепловых полей электрооборудования очень важно обращать внимание на характер изменения температуры по поверхности обследуемого электрооборудования или его узлов (градиенты температуры). В ряде случаев это помогает понять откуда и куда направлен тепловой поток, что облегчает локализацию дефекта и нахождение его первопричины.

С целью облегчения изложения материала и улучшения наглядности его изложения, в **разделе 14**, при описании характера температурных полей отдельных видов электрооборудования, обозначения его обследуемых узлов и частей и указания возможных мест возникновения температурных аномалий, наряду с термограммами, на рисунках, отображающих конструкции и конструктивные схемы электрооборудования, используется символ, изображенный на **рис. 13.1**.



Рис. 13.1. Символ (выноска) для обозначения узлов и частей электрооборудования, подвергаемых обследованию, а также для указания возможных мест возникновения температурных аномалий.

Большинство температурных параметров, приведенных в таблицах **раздела 14**, носят справочный характер, т.к. прямое измерение техническими средствами инфракрасной техники температур частей и узлов, приведенных в них невозможно. Таблицы приводятся только для того, чтобы дать представление о нормируемых температурных параметрах частей и узлов электрооборудования и для приблизительной оценки теплового состояния этих частей и узлов по параметрам температурных полей их поверхностей. В качестве критериев отбраковки из таблиц можно использовать температурные параметры только тех частей и узлов электрооборудования, которые доступны для визуального осмотра (следовательно, и для прямого измерения температуры), например, корпуса и оболочки электрооборудования, рукоятки приводов и т. п.

Для облегчения анализа термограмм и локализации дефектов, обнаруженных при ТД ИКТ, в **приложении Е** приведено конструктивное исполнение и внутреннее устройство некоторых видов диагностируемого электрооборудования. Разумеется, эти сведения не могут быть исчерпывающими, поэтому перед тем, как приступить к обследованию незнакомого оборудования, термографисту следует подробно изучить его принцип действия, конструктивное исполнение, устройство, особенности и т. п. по заводской и эксплуатационной документации в части, касающейся выявления дефектов.

13.2. Диагностические параметры, применяемые при выполнении диагностирования.

В соответствии с ГОСТ и ДСТУ на различные виды электрооборудования, оценка состояния электрооборудования при ТД ИКТ производится по следующим критериям:

- **наибольшая допустимая нормированная температура нагрева частей электрооборудования** — см. соответствующие таблицы в **разделе 14**, а также **п. 13.1**;
- **превышение температуры частей электрооборудования** — разность между измеренной температурой частей ЭО и температурой окружающего воздуха (см. соответствующие таблицы в **разделе 14**);
- **наличие и характер температурных аномалий теплового поля поверхности диагностируемой единицы или узла электрооборудования** по сравнению с тепловым полем поверхности заведомо исправной и аналогичной по конструкции и режиму работы единицы или узла электрооборудования — см. указания по конкретным видам и типам электрооборудования в **разделе 14**.

Тем не менее, во всех случаях выявления температурных аномалий при ТД ИКТ, окончательное решение о возможности дальнейшей его эксплуатации следует принимать на основе комплексного анализа состояния электрооборудования по результатам, полученным:

- при техническом диагностировании средствами инфракрасной техники;
- в результате традиционных испытаний и измерений традиционными методами, в соответствии с действующими нормативными документами;
- при химическом анализе трансформаторного масла и ХАРГ (для маслонаполненного электрооборудования);
- по результатам измерения параметров частичных разрядов (при возможности такого измерения на диагностируемом электрооборудовании, а также исследования его состояния другими доступными в каждом конкретном случае методами (например, измерение параметров состояния электрооборудования под рабочим напряжением, использование приборов типа "Филин", ультразвуковая дефектоскопия, вибродиагностика и т. п.);
- при анализе динамики состояния электрооборудования на основе имеющейся эксплуатационной документации и результатов его диагностики в предшествующий период.

Необходимость в указанных выше дополнительных обследованиях (локализации дефекта) отпадает, если отсутствует динамика роста температур в зонах температурных аномалий, которые на этом же оборудовании были обнаружены ранее и проведенные тогда дополнительные обследования (измерения, испытания, осмотры и т. п.) наличия дефекта не подтвердили.

13.3. Периодичность обследований.

Обследование электрооборудования целесообразно проводить в те же сроки, что и контактные соединения и контакты, которые являются его составной частью (см. п. 12.5 раздела 12), за исключением вентильных разрядников и ограничителей перенапряжений, ТД ИКТ которых необходимо проводить перед началом грозового сезона с периодичностью, установленной ГКД 34.20.302-2002.

13.4. Сроки локализации и/или устранения дефектов.

Сроки локализации и/или устранения дефектов зависят от результатов ТД ИКТ, специфических особенностей отдельных узлов и видов электрооборудования, при их определении необходимо руководствоваться техническими описаниями и инструкциями по эксплуатации, указаниями заводоизготовителей, особенностями эксплуатации (режим работы и т. п.), влиянием электрооборудования на безопасность и т. д.

Рекомендуемые объемы работ по локализации и срокам устранения дефектов будут даны в разделе 14, в подразделах, касающихся конкретных видов и узлов электрооборудования.

14. ДИАГНОСТИРОВАНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК И ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ С УЧЕТОМ ИХ СПЕЦИФИКИ И КОНСТРУКТИВНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ

14.1. Электрические машины постоянного и переменного тока.

Конструктивные особенности позволяют выполнять ТД ИКТ следующих частей и систем электрических машин (конструктивные схемы некоторых электрических машин, приведены на рис. 14.1–14.4 — выносками на них показаны места возможных температурных аномалий):

- **контактных соединений выводов** (при снятой крышке коробки выводов);
- **корпусов подшипников** — прямым или косвенным способом;
- **щеточного аппарата, коллекторов и контактных колец** -- при их доступности для осмотра;
- **встроенных трансформаторов тока** — на выводах крупных электрических машин;
- **различных частей электрических машин** (обмотки статора, активной части, болтов торцевых щитов и т. п.) — в зависимости от исполнения машины — прямым или косвенным способом;
- **системы охлаждения электрических машин** — засорение охлаждающих каналов, несимметрия распределения потока охлаждающей среды в системе охлаждения, неэффективно работающие газоохладители и т. п.;
- **активной стали статора** (во время ремонта, при испытаниях активной стали на нагрев);
- **стержней обмотки статора, с повышенным нагревом токами утечки через изоляцию** — при ее испытаниях повышенным напряжением промышленной частоты (при выведенном роторе);
- **паек соединительных головок лобовых частей обмотки статора** (во время ремонта).

ТД ИКТ открытых контактных соединений выводов электрических машин выполняются в соответствии с указаниями **раздела 12**.

При выполнении обследований следует руководствоваться указаниями п. 11.2.

ТД ИКТ щеточного аппарата, контактных колец и коллекторов электрических машин выполняется при их открытой (снятой) крышке (кожухе).

Температуры нагрева и превышения температуры над температурой окружающего воздуха открытых контактных соединений и токоведущих частей электрических машин не должны превышать значений, указанных в **таблице 12.1 (п. 1, 4, 5)**, других частей электрических машин — не должны превышать значений, указанных в **таблицах 14.1 и 14.2**.

Температуры частей электрических машин, находящихся внутри корпуса и недоступных для осмотра (**таблицы 14.1 и 14.2**) даны для справки, поскольку выполнить прямое измерение температуры, например, обмоток на работающей электрических машин для большинства типов машин не представляется возможным. Можно только выполнить измерение температуры поверхности корпуса электрических машин и по ней косвенно оценить значение температуры, экспериментально определив (например, при испытании активной стали машины на нагрев либо по показаниям встроенных в пазы и магнитопровод температурных датчиков), разность между температурой обмотки и внешней поверхности корпуса. Прибавляя эту разность к измеренной температуре внешней поверхности корпуса, можно косвенно оценить температуру статорной обмотки и магнитопровода в местах температурных аномалий, выявленных на поверхности корпуса.

Предельные длительно допустимые превышения температуры частей вращающихся электрических машин постоянного и переменного тока, независимо от их мощности, напряжения и частоты, при температуре газообразной охлаждающей среды 40°С и высоте над уровнем моря не более 1000 м по ГОСТ 183-74, если они не указаны в стандартах или ТУ на конкретные виды машин, должны соответствовать значениям, указанным в **таблице 14.2**.

Предельно допустимая температура для какой-либо части электрической машины определяется суммой превышения температуры, взятой из **таблицы 14.2** и температурой 40°С (предельно допускаемой температурой газообразной охлаждающей среды, принятой при составлении таблицы).

Некоторые признаки и причины перегрева электрических машин и их частей, а также рекомендации по устранению перегревов, приведены в **таблице 14.3**.

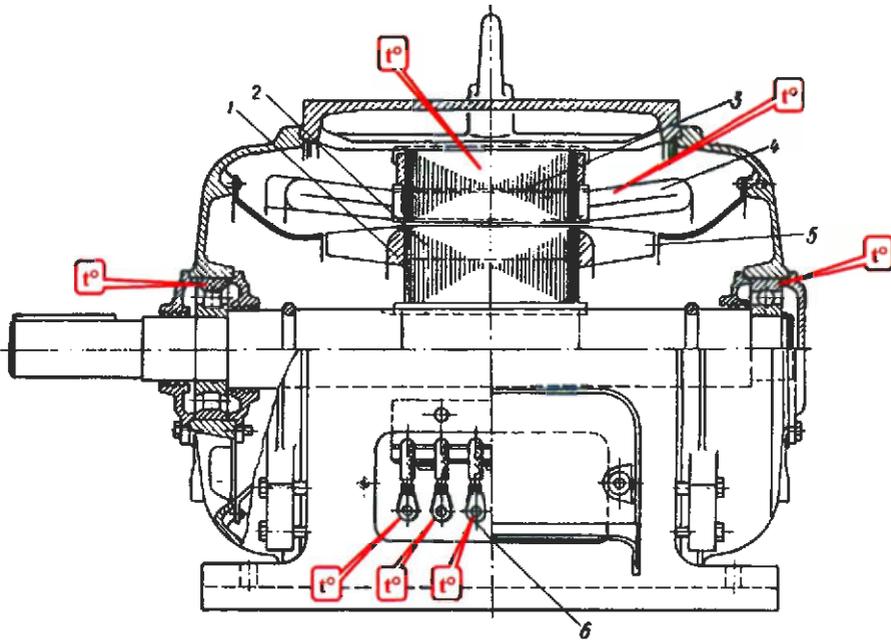


Рис. 14.1. Конструктивная схема трехфазной асинхронной машины с короткозамкнутым ротором:

1 — обмотка ротора; 2 — сердечник ротора; 3 — сердечник статора; 4 — обмотка статора; 5 — вентилятор; 6 — коробка зажимов

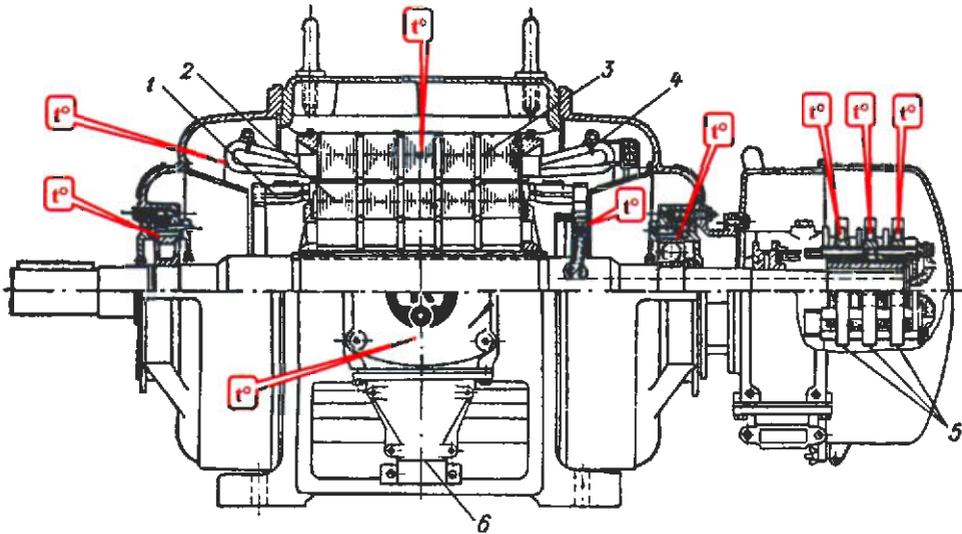


Рис. 14.2. Конструктивная схема трехфазной асинхронной машины с фазным ротором:

1 — обмотка ротора; 2 — сердечник ротора; 3 — сердечник статора; 4 — обмотка статора; 5 — контактные кольца; 6 — коробка зажимов

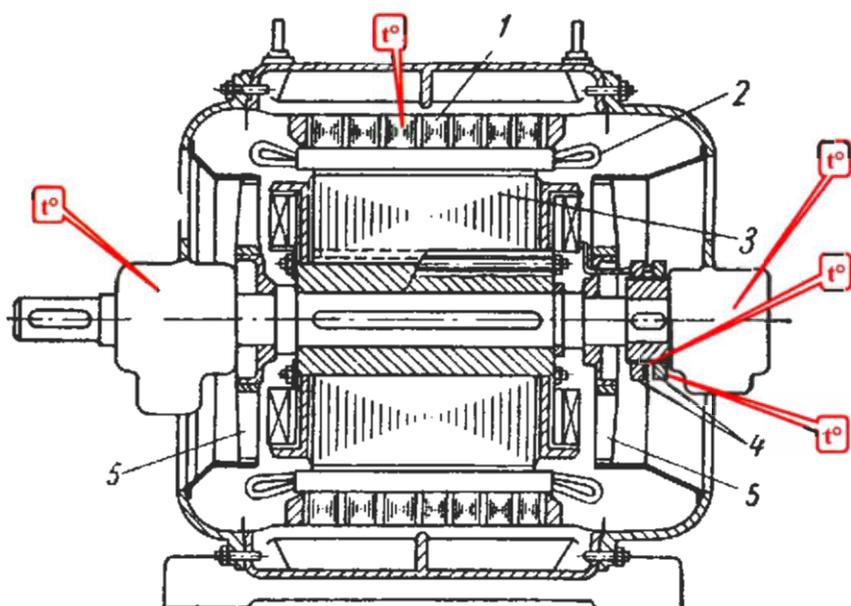


Рис. 14.3. Конструктивная схема трехфазной синхронной машины:

1 — сердечник статора; 2 — обмотка статора; 3 — полюса ротора с обмоткой возбуждения; 4 — кольца для соединения обмотки ротора с возбудителем; 5 — вентилятор

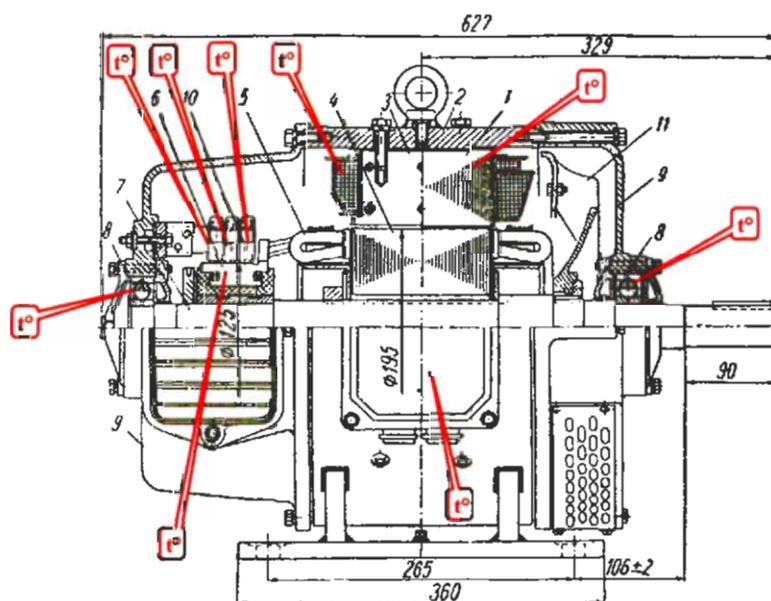


Рис. 14.4. Конструктивная схема машины постоянного тока:

1 — главные полюса; 2 — станина; 3 — добавочные полюса; 4 — сердечник якоря; 5 — обмотка якоря; 6 — коллектор; 7 — вал; 8 — подшипники; 9 — подшипниковые щиты; 10 — щеткодержатели; 11 — вентилятор; 12 — коробка зажимов

Таблица 14.1. Наибольшие допустимые температуры нагрева частей электрических машин

№ п/п	Контролируемые части, узлы	Наибольшее допустимое значение температуры нагрева, °С	Документ, нормирующий значение температуры
1.	2.	3.	4.
1.	Коллекторы с изоляцией класса нагревостойкости по ГОСТ 8865-93: • В • F	130 155	ГОСТ 28295-89
2.	Щеткодержатели вращающихся электрических машин: • цилиндрические; • остальные	80 ¹ 130 ¹	ГОСТ 24720-81
3.	Щетки вращающихся электрических машин: • металлографитные; • других марок	120 ² 180 ²	ГОСТ 24689-85
4.	Вкладыши масляных уплотнений: • торцевые; • кольцевые	80 ^{3,4} 90 ^{3,4}	ГОСТ 183-74
5.	Подшипники: • скольжения; • качения	80 ^{3,4} 100 ^{3,4,5}	ГОСТ 533-85
6.	Масло на выходе из подшипников	65 ^{3,4,6}	ГОСТ 533-85 ГОСТ 609-84
7.	Обмотка статора и активная часть сердечника статора: • с изоляцией класса В по ГОСТ 8865-93; • с изоляцией класса F по ГОСТ 8865-93	120 ^{4,6} 140 ^{4,6}	ГОСТ 533-85 ГОСТ 609-84

Примечания:

1. Требования к щеткодержателям, рассчитанным для работы иных условиях эксплуатации, устанавливаются в стандартах и ТУ на конкретные типы щеткодержателей.
2. Если в стандартах на щетки не указана другая температура
3. Для стационарных трехфазных синхронных генераторов мощностью 2500 кВт и более, частотой 50 Гц, синхронной частотой вращения 1500 и 3000 об/мин., предназначенных для непосредственного соединения с паровыми или газовыми турбинами (турбогенераторы); трехфазных синхронных явиполюсных компенсаторов с системами возбуждения горизонтального исполнения, с водородным охлаждением и предназначенных для улучшения коэффициента мощности и регулирования напряжения сети переменного тока частотой 50 Гц.
4. Температура дана только для справки, поскольку данные части для прямого осмотра при работе недоступны.
5. Более высокая температура должна быть обоснована в ТУ на конкретные типы машин
6. Для трехфазных синхронных явиполюсных компенсаторов с системами возбуждения горизонтального исполнения, с воздушным и водородным охлаждением.

Таблица 14.2. Предельные длительно допускаемые превышения температуры частей электрических машин

№ п/п	Части электрических машин	Предельные длительно допустимые превышения температуры для изоляции классов по ГОСТ 8865-93					Документ, нормирующий превышения температуры
		А	Е	В	Ф	Н	
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.
1.	Обмотки переменного тока машин мощностью 5000 кВА и выше или с длиной сердечника 1 м и более	60	70	80	100	125	ГОСТ 183-74
2.	Обмотки: • машин переменного тока мощностью менее 5000 кВА или с длиной сердечника менее 1 м; • обмотки возбуждения машин постоянного и переменного тока с возбуждением постоянным током, кроме указанных в п.п. 3, 4, 5 настоящей таблицы; • якорные обмотки, соединенные с коллектором	50	65	70	85	105	
3.	Обмотки возбуждения неявнополюсных машин с возбуждением постоянным током	-	-	90	110	135	
4.	Однорядные обмотки возбуждения с оголенными поверхностями	65	80	90	110	135	
5.	Обмотки возбуждения малого сопротивления, имеющие несколько слоев и компенсационные обмотки	60	75	80	100	125	
6.	Изолированные обмотки, непрерывно замкнутые на себя	60	75	80	100	125	
7.	Неизолированные обмотки, непрерывно замкнутые на себя	превышения температуры не должны быть опасными для элементов и соседних частей					
8.	Сердечники и другие стальные части, не соприкасающиеся с изолированными обмотками						
9.	Сердечники и другие стальные части, соприкасающиеся с изолированными обмотками	60	75	80	100	125	
10.	Коллекторы и контактные кольца, незащищенные и защищенные	60	70	80	90	100	

Примечания:

1. Для стержневых обмоток ротора асинхронных машин допускается по согласованию с заказчиком иметь превышение температуры по п. 4.
2. Превышения температуры, указанные в п. 9, не должны превосходить значения для соприкасающихся обмоток.

3. Допускаемые превышения температуры коллекторов и контактных колец могут превосходить значения, указанные в п. 10 таблицы в следующих случаях:

- превышения температуры изоляционных материалов коллектора и контактных колец и связанных с ними обмоток не будут превышать значений, указанных в третьем подпункте п. 2 и п.п. 3–5 таблицы для материалов соответствующих классов;
- повышение температуры не ухудшит коммутацию;
- температура не будет достигать значений, опасных для паек соединений;
- при изоляции классов F и H применяется материал, сохраняющий твердость при повышенной рабочей и технологической температуре.

4. Для обмоток статора машин переменного тока с воздушным охлаждением на номинальное напряжение свыше 11000 В, включая турбогенераторы с косвенным охлаждением обмоток, предельно допустимые превышения температуры должны быть снижены на каждые 1000 В (или на какую-то часть от 1000 В) на:

- 1°С — для ЭМ с номинальным напряжением выше 11000 В и до 17000 В;
- 0,5°С дополнительно — для ЭМ с номинальным напряжением выше 17000 В.

5. Предельно допускаемые температуры для обмоток электрических машин с непосредственным охлаждением жидкостью устанавливаются в стандартах или ТУ на эти машины.

6. Предельно допускаемые превышения температуры частей электрических машин при температуре газообразной охлаждающей среды, отличающейся от 40°С и на высоте над уровнем моря более 1000 м должны быть следующими:

- при температуре газообразной охлаждающей среды выше 40°С (но не более 60°С) предельные допускаемые превышения температуры, указанные в таблице, уменьшаются для всех классов изоляционных материалов на разность между температурой охлаждающей среды и температурой 40°С;
- при температуре охлаждающей среды выше 60°С допускаемые превышения температуры устанавливаются по согласованию с предприятием-изготовителем;
- при температуре газообразной охлаждающей среды менее 40°С предельные допускаемые превышения температуры, указанные в таблице, для всех классов изоляционных материалов могут быть увеличены на разность между температурой охлаждающей среды и температурой 40°С, но не более чем на 10°С для всех электрических машин, за исключением турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов, для которых эти величины должны быть указаны в стандартах или ТУ на эти машины;
- предельные допускаемые превышения температуры электрических машин, предназначенных для установки на высоте над уровнем моря более 1000 м (но не более 4000 м), при измерении температуры на высоте до 1000 м должны быть уменьшены на 1% от указанных в таблице на каждые 100 м сверх 1000 м для изоляционных материалов всех классов при условии, что температура охлаждающей среды не выше 40°С;
- предельно допускаемые превышения температуры электрических машин, предназначенных для установки на высоте над уровнем моря более 1000 м (но не более 4000 м) и температур охлаждающей газовой среды, отличающейся от 40°С, должны быть скорректированы в соответствии с предыдущими тремя подпунктами одновременно. Если абсолютное давление в охлаждающей системе машины, соответствующее высоте над уровнем моря до 1000 м, поддерживается постоянным независимо от высоты установки машины над уровнем моря, то вводить поправку в допускаемые превышения температуры в связи с изменением высоты установки электрической машины над уровнем моря не требуется.

Таблица 14.3. Некоторые признаки и причины перегрева электрических машин и их частей, рекомендации по устранению перегрева [23]

№ п/п	Перегретые части, диагностические признаки, сопутствующие перегреву	Возможная причина перегрева	Рекомендации по устранению перегрева
1.	2.	3.	4.
1.1	<p>Равномерно перегрета вся машина.</p> <p>Других признаков ненормальной работы нет</p>	<p>1. Электрические машины всех видов:</p> <ul style="list-style-type: none"> • машина перегружена; • ЭД, предназначенный для кратковременной или повторно - кратковременной работы (например, крановый), эксплуатируется в продолжительном режиме; • засорены вентиляционные пути машины, активная часть и обмотки покрыты теплоизолирующим слоем мелких волокон и пыли; • направление вращения машины, имеющей вентилятор с наклонными лопастями, выбрано неправильно, что снижает подачу воздуха; • воздушный канал или трубопровод (у машин с подводящим извне охлаждающим воздухом) обладает недостаточным сечением или же имеет слишком много изгибов; • засорились воздушные фильтры; • неисправен воздухоохладитель 	<ul style="list-style-type: none"> • при отсутствии искрения щеток, усилить вентиляцию машины; • соблюдать режим работы, установленный заводом-изготовителем; • тщательно очистить машину и продуть ее сухим сжатым воздухом. При продувании не пользоваться металлическими мундштуками с острыми краями, т.к. ими можно повредить изоляцию обмоток. Следить за тем, чтобы пыль выдувалась из машины, а не перегонялась из одной ее части в другую; • изменить направление вращения машины или переставить лопасти вентилятора; • увеличить площадь сечения канала или трубопровода до нужной величины, устранить излишнее число изгибов; • очистить от пыли и грязи матерчатые фильтры; • отсутствие тепловой изоляции воздухопровода выходящего воздуха в машинах с замкнутой системой вентиляции повышает нагрев машины. В этих случаях рекомендуется установить тепловую изоляцию на выходном воздухопроводе
1.2	Перегрев подшипников скольжения	<ul style="list-style-type: none"> • недостаточна подача масла (у машин с кольцевой смазкой - из-за заземления смазочных колец, слишком медленного вращения смазочных колец, их намагничивания или деформации, загустевшего масла, низкого уровня масла в подшипниках); • недостаточная подача масла (у машин с принудительной смазкой (от масляного насоса) - из-за засорения маслопровода или масляного фильтра, неисправности масляного насоса, малого сечения напорного маслопровода, понижения уровня масла в напорном баке) 	<ul style="list-style-type: none"> • проверить состояние смазочных колец, деформированные кольца выпрямить или заменить новыми, стальные кольца заменить латунными, загустевшее масло заменить новым, проверить уровень масла по маслоуказателю; • проверить состояние маслопроводов, масляного фильтра и масляного насоса, проверить сечения фланцевых соединений и диафрагмах маслопровода и при необходимости увеличить их до проектных размеров

Продолжение таблицы 14.3

1.	2.	3.	4.
1.2	Перегрев подшипников скольжения	<ul style="list-style-type: none"> ● масло загрязнено пылью, попавшей в масляные камеры подшипников, ржавчиной от маслопроводов и т. п.; ● в масло попадает вода через неплотности в маслоохладителе, а в турбогенераторах - через подшипники турбины и сильно парящие уплотнения; ● масло плохо охлаждается в маслоохладителе из-за недостаточного количества охлаждающей воды или слишком высокой ее температуры; ● используется масло непроектной марки; ● слишком малый зазор между шейкой вала и вкладышем подшипника или плохо пригнан вкладыш; ● шейка вала стала шероховатой из-за протекания подшипниковых токов или из-за недоброкачественного масла; ● материал заливки вкладыша подшипника (баббит) не соответствует условиям работы последнего, некачественно выполнена заливка вкладыша; ● искривлен вал или его шейки, некачественный монтаж (центровка) машины; ● неправильно распределены нагрузки на подшипники многомашиного агрегата (при наличии одноопорных роторов). При неправильной центровке подобных агрегатов некоторые подшипники могут воспринимать большую нагрузку за счет резки смежных подшипников, при этом более нагруженные подшипники будут перегреваться. При правильном первоначальном монтаже агрегата этот дефект может возникнуть в процессе эксплуатации: например, при подшивании заливки одного из подшипников, вследствие ее размягчения, уровень какой-либо шейки вала может понизиться, в этом случае будут перегружены подшипники. 	<ul style="list-style-type: none"> ● очистить и промыть всю масляную систему (маслопроводы, фильтр и т. п.), очистить масляные камеры подшипников и покрасить их маслястойкой эмалевой краской, сменить масло, уплотнить подшипники; ● ликвидировать неплотности в маслоохладителе, не допускать сильного парения уплотнений турбины, провести химический анализ масла; ● увеличить подачу охлаждающей воды и принять меры к снижению ее температуры; ● марку масла выбирать в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя ЭМ; ● установить зазор в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя ЭМ. Пригонку вкладыша считать удовлетворительной, если следы приработки ("натирыв") образовались равномерно по всей длине нижнего вкладыша на дуге 25-30°; ● шейку вала шлифовать, выполнить мероприятия по устранению подшипниковых токов, выполнить анализ пробы масла, при неудовлетворительных результатах, заменить масло; ● перезалить вкладыш в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя ЭМ; ● искривление вала устранить специальной правкой, проверить центровку машины; ● перецентрировать многоопорный агрегат

См. также в приложении

Продолжение таблицы 14.3

1.	2.	3.	4.
1.2	<p>Перегрев подшипников скольжения</p>	<ul style="list-style-type: none"> • чрезмерно велико радиальное давление на подшипник из-за слишком сильного натяжения ремня или одноостороннего магнитного притяжения между ротором и статором; • возникло осевое давление на подшипники, вызванное сдвигом ротора или недостаточными зазорами между торцами вкладышей подшипников и гантелями вала, препятствующими его свободному тепловому расширению; • повышенная вибрация ротора ЭМ 	<ul style="list-style-type: none"> • отрегулировать радиальное давление на подшипник, одноостороннее магнитное притяжение устранить регулировкой зазора между ротором и статором (иногда для этого необходима перезаливка вкладышей подшипников); • устранить осевое смещение ротора, обеспечить необходимые зазоры между торцами вкладышей и гантелями вала;
1.3	<p>Перегрев подшипников качения</p>	<ul style="list-style-type: none"> • подшипник и/или смазка загрязнены пылью или какими-то другими мелкими частицами; • избыток смазки в подшипнике (у быстрходных машин вызывает повышенные потери на трение); • слишком велико трение между уплотняющей набивкой и валом; • в подшипнике отсутствуют осевые зазоры, необходимые для компенсации температурного удлинения вала (например, внешнее кольцо подшипника упирается в крышку подшипника, либо слишком тугая посадка внешнего кольца в подшипниковом щите. В этих случаях увеличивается осевое усилие в подшипнике, что не только вызывает его перегрев, но и грозит механическим повреждением подшипникового узла. При подобном дефекте, ротор легко проворачивается в холодном подшипнике и его "заклинивает" в нагретом состоянии); • изношены или разрушены детали подшипника; • слишком велика нагрузка на подшипник (неправильно выбран подшипник), слишком туго натянут передаточный ремень передачи; 	<ul style="list-style-type: none"> • найти и устранить причину повышенной вибрации ротора • удалить из подшипника старую смазку, промыть его и заложить новую; • уменьшить количество смазки в подшипнике; • проверить правильность установки набивки и, в случае необходимости, ослабить ее плотность или заменить новой; • установить необходимые осевые зазоры либо с помощью прокладок между крышкой подшипника и его корпусом, либо соответствующей проточкой крышки подшипника. При слишком тугая посадке внешнего кольца, необходимо слегка расшатать посадочное место в подшипниковом щите; • заменить подшипник; • проверить соответствие подшипника заводским данным, ослабить натяжение ремня; • проверить установку подшипника и центровку

Продолжение таблицы 14.3

1.	2.	3.	4.
1.4	<p>Коллектор и щетки сильно нагреваются, щетки сильно вибрируют и шумят, коллектор по чернел на всей окружности или на большей ее части, поверхность коллектора испещрена брызгами (волнообразная). Примечание: см. ниже</p>	<p>Перегревы коллектора, контактных колец и щеточного аппарата:</p> <ul style="list-style-type: none"> • коллектор негладкий или бьет, под действием центробежных сил коллектор деформирован; • отдельные коллекторные пластины выступают, между пластинами коллектора выступает изоляция (это нередко наблюдается у быстрходных машин - например, у возбуждений турбогенераторов); • зажатка коллектора ослабла; • неправильно поставлены щетки, вследствие чего коллектор изнашивается неравномерно 	<ul style="list-style-type: none"> • проверить бисение коллектора, при необходимости обточить; • продорожить изоляцию между пластинами; • подтянуть коллектор; • правильно установить щетки на электрическую нейтраль в соответствии с инструкцией по эксплуатации машины или методической литературой
1.5	<p>Арматура и медные проводники отдельных щеток сильно нагреваются, щетки искрят, края щеток раскаляются и обгорают. Примечание: теоретически щетки должны работать так, чтобы каждая из них была нагружена по току одинаково. Средняя плотность тока подвижного контакта, на которую рассчитаны щетки, практически не зависит от типа ЭМ и не должна превышать 10 А/см² [9]. Тем не менее, во многих литературных источниках подчеркивается, что настройке щеточного аппарата в эксплуатации уделяется недостаточное внимание (см., например, [6]). Вместе с тем, настройка щеточного аппарата является трудоемкой операцией, связанной с многократным измерением тока через каждую щетку. Применение термографии позволяет облегчить и ускорить эту операцию путем быстрого выявления наиболее нагруженных и ненагруженных щеток с последующей их настройкой (выравниванием температуры), что значительно сократит трудозатраты. Окончательную подстройку и проверку можно выполнить традиционными методами</p>	<ul style="list-style-type: none"> • плохие контакты в щеточном аппарате и щетках токоподводов щеток (плохой контакт в токосборных кольцах, ослаблены стяжные болты, загрязнены или окислены контактные поверхности в местах соединения бракетов щеткодержателями и токосборных колец, между щеткодержателями и бракетами, между щетками и щеткодержателями) вследствие чего имеет место неравномерное распределение тока между отдельными щетками; • щетки не могут свободно двигаться в обойме щеткодержателя, что ухудшает контакт между контактными кольцами (коллектором) и щетками; • щетки слабо прижаты к коллектору или контактными кольцам; • ток неравномерно распределяется между отдельными щетками (это может быть вызвано плохим контактом в щети щеткодержателей и токоподводов, неодинакового нажатия щеток, применения щеток различных марок, недостаточной запрессовкой токоподводов в щетках) 	<ul style="list-style-type: none"> • проверить, вычистить и привести в надлежащее состояние все контакты токопроводящей и токосборной систем: между бракетами щеткодержателей и токосборными кольцами, между токоподводами проводниками и токосборными кольцами, между щеткодержателями и стержнями щеткодержателей, между щетками и щеткодержателями. Места плохого контакта обычно легко обнаруживаются при наружном осмотре по цветам побелости. Пришлифовать щетки к контактными кольцам или коллектору стеклянной шкуркой (применять для шлифовки наждачную бумагу нельзя); • поставить щетки такого размера, чтобы они свободно двигались и не заклинивались в обойме щеткодержателя, при необходимости припилить и шлифовать щетки. Нормальный зазор между щеткой и обоймой составляет 0,2–0,3 мм; • отрегулировать нажатие щеток по заводским нормам; • отрезковать все контакты щеточной траверсы, токоподводов щеткодержателей и щеток. Отрегулировать равномерное нажатие щеток в соответствии с заводской документацией, применять щетки только одной марки, в отсутствии одинаковых щеток для всей машины, распределить щетки так, чтобы на каждом контактом кольце или в группе щеток были установлены щетки одной марки. Допускается четырехкратный разброс тока между параллельно работающими щетками

Продолжение таблицы 14.3

1.	2.	3.	4.
<p>2. Машины постоянного тока: Перегревы обмотки якоря:</p>			
<p>2.1 Вся обмотка якоря нагревается равномерно, наблюдается склонность к искрению, генератор отдаст, а ЭД потребляет ток больше номинального, частота вращения двигателя меньше номинальной, несмотря на номинальное напряжение в сети (последнее не относится к двигателям со смешанным возбуждением, у которых с увеличением нагрузки частота вращения может повышаться)</p>	<p>• машина перегружена</p>	<ul style="list-style-type: none"> • при отсутствии искрения щеток, усилить вентиляцию машины; • соблюдать режим работы, установленный заводом-изготовителем 	
<p>2.2 При номинальной нагрузке машины частота вращения меньше номинальной, вся обмотка якоря нагревается равномерно</p>	<p>• ухудшены условия вентиляции машины</p>	<ul style="list-style-type: none"> • довести частоту вращения машины до номинальной: у генераторов - увеличить частоту вращения первичного двигателя или изменив подбор шкивов при ременной передаче, у двигателей - увеличить регулировочное сопротивление в параллельной обмотке, т.е. ослабив поле 	
<p>2.3 Обмотка якоря сильно нагревается даже у ненагруженной машины и щетки одного полюса искрят сильнее щеток других полюсов</p>	<p>• плохая центровка якоря, при которой зазор между якорем и отдельными полюсами неодинаков. Это может иметь место вследствие выработки подшипниковых вкладышей или неравномерного оседания фундамента у крупных машин (когда подшипниковые стойки установлены не на общей фундаментной плите со станиной машины), а также из-за плохой центровки якоря при монтаже машины. Неравномерность зазора между якорем и полюсами приводит к тому, что магнитное поле становится неоднородным и в отдельных ветвях обмотки якоря индуктируются различные э.д.с., вследствие чего возникают внутренние неравномерности зазоров уравнивательные токи (особенно в машинах с небольшим числом уравнивательных соединений) служат причиной сильного нагрева якоря и искрения щеток</p>	<ul style="list-style-type: none"> • перезалить вкладыши подшипников или заменить их новыми. Отрегулировать зазоры между якорем и полюсами не нарушая центровку якоря с сопряженной машиной 	

Продолжения таблицы 14.3

1.	2.	3.	4.
2.4	Сильные местные нагревы обмотки якоря, искрение щеток, генератор плохо возбуждается, ЭД плохо идет в ход или работает с ненормальной частотой вращения	<ul style="list-style-type: none"> • некоторые соседние пластины коллектора замкнуты заусенцами, не удаленными после обточки коллектора; • между петушками коллектора или хомутиками имеется замыкание, например, напыльками припой, не удаленными после пайки; • в одной или нескольких якорных катушках имеется межвитковое замыкание 	<ul style="list-style-type: none"> • осторожно удалить все заусенцы острым шaberом, отшлифовать коллектор стеклянной шкуркой, в случае надобности - обточить; • осмотреть все петушки и хомутики, устранить замыкания; • поврежденные якорные катушки заменить новыми или перемотать
2.5	Катушки полюсов обмотки якоря нагреваются равномерно. Щетки одного полюса искрят сильнее других полюсов. Генератор выдает номинальное напряжение только при повышенной частоте вращения, ЭД при номинальном напряжении и номинальном сопротивлении регулировочного реостата вращается слишком быстро	<ul style="list-style-type: none"> • неправильное чередование главных полюсов вследствие неправильного соединения одной или нескольких катушек, что искажает магнитное поле и вызывает появление в якоре неравномерных токов 	<ul style="list-style-type: none"> • найти и устранить межвитковое замыкание • найти и устранить межвитковое замыкание;
2.6	То же, что и в предыдущем пункте, но катушки полюсов нагреваются неравномерно	<ul style="list-style-type: none"> • межвитковое замыкание в одной или нескольких катушках главных полюсов • межвитковое замыкание в одной или нескольких якорных катушках; 	<ul style="list-style-type: none"> • осторожно удалить все заусенцы острым шaberом, отшлифовать коллектор стеклянной шкуркой, в случае надобности - обточить; • осмотреть все петушки и хомутики, устранить замыкания, затекший припой осторожно удалить
2.7	При возбуждении генератора от постороннего источника якорь тутчас же после включения возбуждения сильно нагревается, причем отдельные катушки нагреваются неравномерно. Генератор плохо возбуждается. ЭД плохо идет в якорь, в некоторых случаях, якорь с трудом разворачивается или разворачивается с толчками	<ul style="list-style-type: none"> • заусенцы, образовавшиеся при обточке коллектора, вызвали короткое замыкание обмотки якоря через пластины коллектора; • вследствие соединения между отдельными петушками или хомутиками произошло короткое замыкание обмотки якоря 	<ul style="list-style-type: none"> • осторожно удалить все заусенцы острым шaberом, отшлифовать коллектор стеклянной шкуркой, в случае надобности - обточить; • осмотреть все петушки и хомутики, устранить замыкания, затекший припой осторожно удалить
2.8	Все катушки полюсов равномерно нагреваются выше нормы, ЭД при номинальном напряжении сети вращается слишком медленно	<p>Перегревы обмотки возбуждения:</p> <ul style="list-style-type: none"> • слишком велик ток возбуждения, добавочное сопротивление в цепи возбуждения параллельной обмотки мало или отсутствует 	<ul style="list-style-type: none"> • отрегулировать добавочное сопротивление так, чтобы при номинальной нагрузке и номинальном напряжении сети, частота вращения ЭД соответствовала номинальной
2.9	Все катушки полюсов равномерно нагреваются выше нормы, генератор при номинальной частоте вращения дает слишком высокое напряжение	<ul style="list-style-type: none"> • слишком велик ток возбуждения, регулятор возбуждения неисправен или не соответствует машине 	<ul style="list-style-type: none"> • проверить исправность регулятора возбуждения, если неисправностей в нем не обнаружено, заменить регулятор другим, с большим сопротивлением

Продолжение таблицы 14.3

1.	2.	3.	4.
2.10	Некоторые катушки сильно нагреваются, часть катушек остается холодной. Щетки искрят. Якорь нагревается	3.1	4.
		3.2	
3. Асинхронные машины:			
Перегревы активной стали статора⁴:			
3.1	Активная сталь статора равномерно перегрета, хотя нагрузка машины не превышает номинальной	3.1	
3.2	Повышенный местный нагрев активной стали при холостом ходе двигателя и номинальном напряжении сети	3.2	

- найти неисправную катушку, отремонтировать ее или заменить новой;
- найти место соединения или замыкания и устранить его

- междувитковое замыкание в одной или нескольких катушках полюсов;
- ошибочное соединение или замыкание параллельной обмотки с обмоткой добавочных полюсов или с последовательной обмоткой, вследствие чего часть катушек шунтируется и ток возбуждения увеличивается

3. Асинхронные машины:

Перегревы активной стали статора⁴:

- напряжение сети выше номинального, если это невозможно, то усилить вентиляцию двигателя

- удалить заусенцы, обработать места замыкания острой напильником, разгладить замкнутые листы стали и пролакировать их изоляционным лаком воздушной сушки;

- восстановить изоляцию стяжных болтов или заменить поврежденные болты новыми, в большинстве случаев для этого необходимо выполнить частичную или полную перемотку обмотки статора;

- вырубить и вырезать поврежденные места, между отдельными листами активной стали проложить тонкий эпоксидный пролакированный лак. Такой способ ремонта обычно дает хорошие результаты при тщательном изолировании друг от друга отдельных листов стали для предотвращения образования новых замыканий. При большом числе повреждений стали необходимо выполнить ее полную перешлифовку, что связано с перемоткой статора. До укладки обмотки, отремонтированную активную сталь необходимо испытать на отсутствие замыканий между листами по методике, изложенной в ГКУД 34.20.302-2000, ГКУД 34.45.502-96

- напряжение сети выше номинального

- между отдельными листами активной стали имеются местные замыкания, вызванные заусенцами, образовавшимися при опиловке, или же из-за задевания ротора о статор во время работы двигателя;

- возникло соединение между стяжными болтами и активной сталью не менее, чем в двух точках;

- зубцы активной стали в отдельных местах выгорели и оплавилась вследствие пробоя обмотки на корпус и коротких замыканий в обмотке статора

Продолжение таблицы 14.3

1.	2.	3.	4.
3.3	Обмотка статора равномерно перегрета	<p>Перегревы обмотки статора:</p> <ul style="list-style-type: none"> • напряжение на зажимах двигателя ниже номинального, вследствие чего по ней протекает повышенный ток; • обмотка статора соединена не звездой, а треугольником • межфазное замыкание в обмотке статора; • неправильно соединены катушки одной фазы, одна или несколько катушек "перевернуты" (включены с противоположной полярностью); • обмотка одной фазы имеет замыкания на землю в двух местах; • короткое замыкание между двумя фазами 	<ul style="list-style-type: none"> • повысить напряжение до номинального или снизить нагрузку; • соединить обмотку статора звездой; • найти место замыкания и устранить; • соединить катушки с правильной полярностью; • найти место замыкания и устранить; • найти место замыкания и устранить
3.4	Сильные местные перегревы обмотки статора, сила тока в отдельных фазах неодинакова, ЭД сильно гудит и развивает пониженный крутящий момент, на холостом ходу сила тока может превышать номинальную	<p>Перегревы обмотки статора:</p> <ul style="list-style-type: none"> • плохой контакт в пайках лобовых частей обмотки ротора или ее нулевой точке (в двигателях с фазным ротором), в соединениях между стержнями обмотки ротора или в соединениях между параллельными группами (в двигателях с фазным ротором); • плохой контакт в соединениях обмотки ротора с контактными кольцами (для двигателей с фазным ротором); • плохой контакт в щеточном аппарате или же ослабли контактные кольца (для двигателя с фазным ротором); • плохой узел для короткого замыкания ротора (в ЭМ с короткозамкнутым ротором) и подьема щеток вследствие механической неисправности, загрязнения или попадания масла (для двигателей с фазным ротором); • плохой контакт в соединениях между контактными кольцами и пусковым реостатом (для двигателей с фазным ротором); • плохой контакт в пусковом реостате, например, из-за неполного прилегания щеток (для двигателей с фазным ротором); • плохой контакт между стержнями короткозамкнутого ротора и коротко замыкающими кольцами из-за отрыва стержней от коротко замыкающих колец или разрыва последних (в одном или двух местах). В некоторых случаях наблюдается разрыв отдельных стержней в пазовой части ротора 	<ul style="list-style-type: none"> • тщательно проверить все пайки обмотки ротора, подозрительные перепаять. Если наружным осмотром не удастся обнаружить место плохой пайки, то произвести проверку паяк методом падения напряжения или микроомметром; • проверить контакты токоподводов в местах их соединения с обмоткой ротора и контактными кольцами; • найти место плохого контакта и устранить; • проверить исправность контактов в местах присоединения соединительных проводов к выводам ротора и пускового реостата; • проверить и почистить контакты и щетки пускового реостата; • найти место обрыва, перепаять его или заменить лопнувший стержень ротора
3.5	Ротор, а иногда и статор перегреваются, ЭД гудит, ток в статоре сильно пульсирует. Нагруженный ЭД плохо идет в разгон и не развивает номинальной частоты вращения, момент вращения меньше номинального	<p>Перегревы обмотки ротора:</p> <ul style="list-style-type: none"> • плохой контакт в пайках лобовых частей обмотки ротора или ее нулевой точке (в двигателях с фазным ротором), в соединениях между стержнями обмотки ротора или в соединениях между параллельными группами (в двигателях с фазным ротором); • плохой контакт в соединениях обмотки ротора с контактными кольцами (для двигателей с фазным ротором); • плохой контакт в щеточном аппарате или же ослабли контактные кольца (для двигателя с фазным ротором); • плохой узел для короткого замыкания ротора (в ЭМ с короткозамкнутым ротором) и подьема щеток вследствие механической неисправности, загрязнения или попадания масла (для двигателей с фазным ротором); • плохой контакт в соединениях между контактными кольцами и пусковым реостатом (для двигателей с фазным ротором); • плохой контакт в пусковом реостате, например, из-за неполного прилегания щеток (для двигателей с фазным ротором); • плохой контакт между стержнями короткозамкнутого ротора и коротко замыкающими кольцами из-за отрыва стержней от коротко замыкающих колец или разрыва последних (в одном или двух местах). В некоторых случаях наблюдается разрыв отдельных стержней в пазовой части ротора 	<ul style="list-style-type: none"> • тщательно проверить все пайки обмотки ротора, подозрительные перепаять. Если наружным осмотром не удастся обнаружить место плохой пайки, то произвести проверку паяк методом падения напряжения или микроомметром; • проверить контакты токоподводов в местах их соединения с обмоткой ротора и контактными кольцами; • найти место плохого контакта и устранить; • проверить исправность контактов в местах присоединения соединительных проводов к выводам ротора и пускового реостата; • проверить и почистить контакты и щетки пускового реостата; • найти место обрыва, перепаять его или заменить лопнувший стержень ротора

Продолжение таблицы 14.3

1.	2.	3.	4.
3.6	Эд с фазным ротором без нагрузки идет в ход при разомкнутой цепи ротора. При пуске в ход с нагрузкой ЭД медленно разворачивается и ротор сильно нагревается	короткое замыкание между соседними хомутками соединений в лобовых частях или в пазовой части обмотки ротора, замыкание на землю обмотки ротора в двух местах	<ul style="list-style-type: none"> • тщательно проверить, не касаются ли друг друга соседние хомутки соединений в лобовых частях, если касаются, то разогнуть их. Проверить, нет ли соеднения между хомутками оставшимися после пайки оловом, напильны олова удалить. Измерить сопротивление изоляции обмотки ротора и в случае замыкания на землю обмотки ротора или контактных колец, устранить его, после определения короткозамкнутой части обмотки заменить поврежденные катушки (секции) новыми или перемотать их. Не ограничиваться частичной переизолировкой, т.к. перегрев повреждает в большинстве случаев всю изоляцию короткозамкнутых обмоток, что грозит в дальнейшем новыми короткими замыканиями
4. Синхронные машины:			
Перегревы активной стали статора :			
4.1	Активная сталь равномерно перегрета, хотя нагрузка генератора не превышает номинальной	<ul style="list-style-type: none"> • генератор работает с перевозбуждением (напряжение выше номинального). С повышением напряжения увеличивается потеря в стали, что и служит причиной ее перегрева. Одновременно наблюдается также повышенный нагрев обмотки статора и обмотки возбуждения (см. ниже); • генератор вращается с частотой вращения ниже номинальной, вследствие неисправности первичного двигателя (у отдельно работающего генератора) или понижения частоты сети (у генератора, работающего в сети) • см. соответствующий пункт данной таблицы, касающийся асинхронных электродвигателей 	<ul style="list-style-type: none"> • снизить напряжение до номинального; • принять меры для установления номинальной частоты вращения
4.2	Сильные местные перегревы активной стали на холостом ходу и номинальном напряжении генератора	см. соответствующий пункт данной таблицы, касающийся асинхронных электродвигателей	см. соответствующий пункт данной таблицы, касающийся асинхронных электродвигателей
Перегревы обмотки статора :			
4.3	Вся обмотка равномерно перегрета	<ul style="list-style-type: none"> • машина перегружена; • неисправен воздухоохладитель; • см. предыдущий пункт настоящей таблицы 	<ul style="list-style-type: none"> • снизить нагрузку и/или усилить вентиляцию машины; • найти неисправность и устранить; • см. предыдущий пункт настоящей таблицы
4.4	Часть обмотки статора перегрета, междуфазные напряжения неодинаковы, генератор сильно гудит	<ul style="list-style-type: none"> • междувитковое замыкание в обмотке статора; • обмотка одной фазы имеет замыкание на землю в двух местах; • короткое замыкание между двумя фазами 	<ul style="list-style-type: none"> • найти место замыкания и устранить; • найти место замыкания и устранить; • найти место замыкания и устранить

Продолжение таблицы 14.3

1.	2.	3.	4.
4.5	<p>Обмотка возбуждения нагрета выше нормы, ток возбуждения больше номинального</p>	<p>Перегревы обмотки возбуждения:</p> <ul style="list-style-type: none"> генератор работает с напряжением выше номинального или частотой вращения ниже номинальной; генератор работает с пониженным коэффициентом мощности, т.е. его реактивная мощность слишком велика; <p>• междувитковое замыкание в обмотке возбуждения или замыкание ее на корпус в двух точках</p>	<ul style="list-style-type: none"> снизить ток возбуждения генератора; снизить реактивную нагрузку или принять меры к улучшению коэффициента мощности; заменить слабо нагруженные двигатели нагрузки менее мощными, отключить двигатели, работающие на холостом ходу, при параллельном включении нескольких трансформаторов следить за тем, чтобы все трансформаторы работали с полной нагрузкой, а лишние были выключены; установить конденсаторы для повышения коэффициента мощности или синхронный компенсатор и т. п.); найти место замыкания и устранить
5.1	<p>Перегрев ребер и поперечных стенок корпуса статора, нажимных плит активной стали и шпонок крепления плит</p>	<p>5. Местные перегревы в турбогенераторах:</p> <p>• перегревы вызваны блуждающими токами, вызываемыми потоками рассеяния, выходящими за пределы активной стали статора. Эти токи возникают при работе активной стали при повышенной магнитной индукции (при повышении напряжения статора более 5% сверх номинального). При этом, вследствие насыщения стали, часть осевого магнитного потока и замыкается через конструктивные пределы сердечника статора и замыкается через конструктивные металлургические элементы корпуса статора (см. рис. 14.5). Потоки рассеяния вызывают появление блуждающих токов, причем токи, текущие вдоль ребер статора, замыкаются, в основном, через торцевые части корпуса статора; поперечные стенки, нажимные плиты, крайние пакеты сердечника статора. Блуждающие токи могут достигать больших значений и вызывать сильные перегревы вышеуказанных частей машины. Особенно сильно могут нагреваться шпоночные плиты (см. рис. 14.6), крепления нажимных плит (шпоночные крепление и сегменты крайних пакетов сердечника статора в местах их соприкосновения с "ласточными хвостами" ребер (см. рис. 14.6). В некоторых случаях нагрев этих частей может вызвать даже их оплавление и появление искр. Следует отметить, что причины нагревов вышеуказанных частей могут быть и другими (см. ниже)</p>	<ul style="list-style-type: none"> радикальным способом устранения и уменьшения перегревов является работа машины на номинальном напряжении (без перевозбуждения); для уточнения диагноза, необходимо выполнить испытания машины в режимах холостого хода и короткого замыкания (см. ниже)

Продолжение таблицы 14.3

1.	2.	3.	4.
5.2	Перегрев щитов, стенок и обшивки корпуса, внутренних щитов и болтов, крепящих щиты к корпусу статора	<p>• магнитный поток вытесняется за пределы сердечника статора. На рис. 14.7 показаны магнитные силовые линии потока рассеяния, отселяющегося в конструктивные части турбогенератора, который вызывает вихревые токи, нагревающие его конструктивные части. Из рисунка видно, что магнитные силовые линии потока рассеяния концентрируются в окрестностях вала ротора, а также во внутренних щитках вблизи вентилятора, поэтому в этих местах могут быть наиболее сильные нагревы. Учитывая это, детали, находящиеся в этих местах (уплотнения и диффузоры), обычно выполняются из немагнитных материалов</p>	<ul style="list-style-type: none"> • для уменьшения нагревов щитов вблизи вала ротора, а также внутренних щитков, рекомендуется увеличить размеры вставок из немагнитных материалов; • стальные болты следует заменить латунными
5.3	Перегрев лобовых частей обмотки статора, нажимных плит сердечника статора, шпонок, крепящих плиты, подшинников щитов статора и крайних пакетов сердечника	<p>• перегрев вызван потоками рассеяния лобовых частей обмотки статора. Магнитные силовые линии потока рассеяния лобовых частей обмотки статора замыкаются по пути, показанном на рис. 14.8. Степень нагрева конструктивных элементов возникающими при этом вихревыми токами зависит от конфигурации и параметров магнитного поля вблизи лобовых частей обмотки статора, т.е. в значительной мере от конструкции лобовых частей, а также материала нажимных плит и бандажей обмотки ротора (т.н. кашп). Так, очень большому нагреву подвержены эвольвентные лобовые части обмотки турбогенераторов старых типов, выполненные в виде массивных вилков. Их нагрев, подчас приводящий к обугливанию изоляции и нарушению паек лобовых частей, может вызвать повреждение машины. Значительному нагреву подвергаются нажимные плиты, если они выполнены из обычной (магнитной) стали и подшинниковые щиты статора, особенно в местах локализации магнитного потока рассеяния. Шпонки, крепящие нажимные плиты, могут нагреваться от токов, индуцированных потоком рассеяния в замкнутых контурах, состоящих, например из нажимной плиты, шпонки, болтов, крепящих лобовые части и металлической накладке на лобовой части. Нагревают шпонки также и вихревые токи, вызванные теми же потоками рассеяния</p>	<ul style="list-style-type: none"> • устранение или уменьшение перегревов возможно лишь путем сложных конструктивных изменений. Так, в современных турбогенераторах это достигнуто благодаря применению двухслойных статорных обмоток с укороченным шагом и конусным расположением лобовых частей, отсталенных бандажей ротора или бандажей, выполненных из немагнитной стали, нажимных плит из немагнитного материала, а также благодаря отказу от применения шпонок для крепления нажимных плит; • простым средством устранения и снижения перегревов, является снижение токовой нагрузки машины; • т.к. перегрев шпонок, нажимных плит и крайних пакетов сердечника статора возможен и от других причин (см. предыдущие пункты настоящей таблицы), то для установления действительной причины перегревов, необходимо испытать турбогенератор в режимах холостого хода и короткого замыкания. В режиме холостого хода, напряжение статора повышают на 10% сверх номинального. Опыт короткого замыкания проводят при номинальном токе, а для крупных машин - при токе, составляющем 80% от номинального. Для выявления перегревов не массивных частей (шпонок), достаточно провести эти опыты в течение полувала. Если перегрев конструктивных частей проявляется в режиме холостого хода, то причиной перегрева является потяжки рассеяния лобовых частей; если же перегрев проявляется в режиме холостого хода, то его причиной являются потоки рассеяния, отселяющиеся в конструктивные части машины

Примечания:

1. Обследование коллектора и контактных колец (если они доступны для осмотра) выполнять непосредственно после остановки машины, медленно проворачивая вал машины вручную. Для машин закрытого исполнения с встроенными подшипниками обследование коллектора, контактных колец и щеточного аппарата возможно только после снятия одного или обоих подшипниковых щитов немедленно после остановки машины. Для машин с выносными подшипниками обследование контактных колец и щеточного аппарата возможно после открытия его крышки или кожуха. Конструкция коллектора и элементов щеточного аппарата с указанием мест возможных дефектов выносками изображена на рис. 14.9–14.10, характерная термограмма щеточного аппарата — на рис.14.11.
2. Обследование обмотки якоря или ротора (если она доступна для осмотра) выполнять непосредственно после остановки машины, медленно проворачивая вал машины вручную. Для машин закрытого исполнения с встроенными подшипниками обследование обмотки ротора возможно только после снятия одного или обоих подшипниковых щитов немедленно после остановки машины.
3. Перегревы обмоток возбуждения машин постоянного тока (при невозможности их прямого обследования) выявляются по тепловым аномалиям поверхности корпуса машины по сравнению с тепловыми картинками аналогичных исправных машин.
4. Перегревы активной стали и обмотки статора выявляются по тепловым аномалиям поверхности корпуса машины по сравнению с тепловыми картинками аналогичных исправных машин.

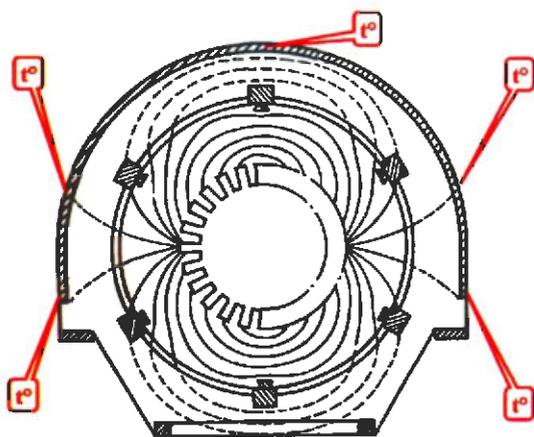


Рис. 14.5. Вид магнитных силовых линий потоков рассеяния, ответвляющихся в элементы конструкции турбогенератора (вид с торца).

Силовые линии основного магнитного потока показаны сплошными линиями, потока рассеяния — пунктирными

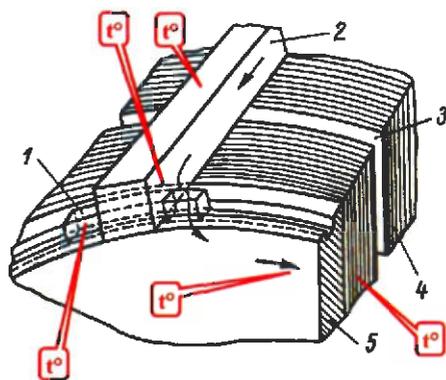


Рис. 14.6. Крепление нажимной плиты статора турбогенератора:

1 — шпонка; 2 — ребро; 3 — вентиляционный канал; 4 — сердечник статора; 5 — нажимная плита

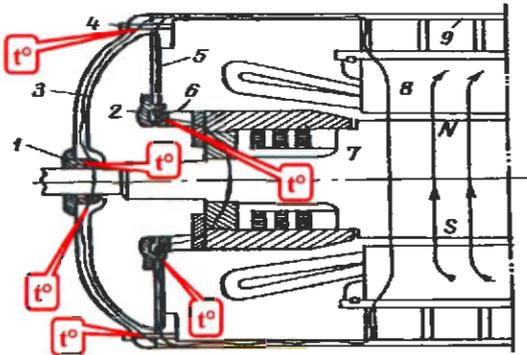


Рис. 14.7. Вид магнитных силовых линий потоков рассеяния, ответвляющихся в элементы конструкции турбогенератора (вид сбоку):

1 — уплотнение щитов; 2 — диффузор; 3 — подшипниковый щит; 4 — болт; 5 — внутренний щиток; 6 — вентилятор; 7 — ротор; 8 — сердечник статора; 9 — стенка корпуса

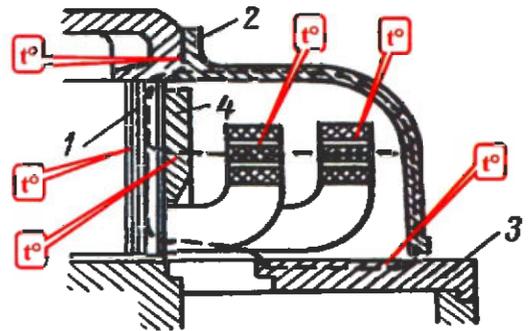
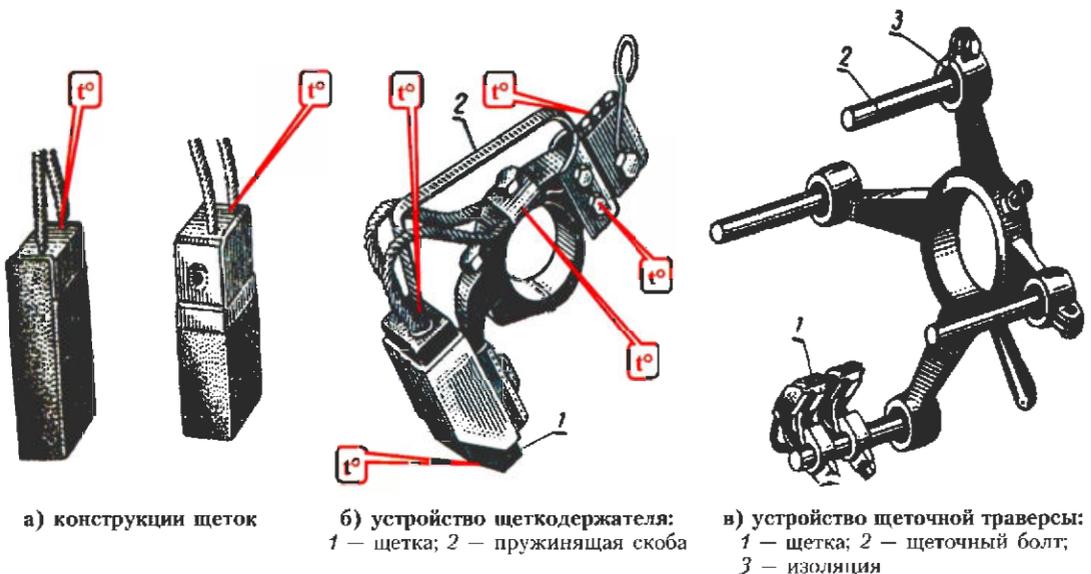


Рис. 14.8. Схема замыкания магнитны силовых линий потока рассеяния лобовых частей обмотки статора:

1 — крайний пакет сердечника статора; 2 — подшипниковый щит; 3 — бандажное кольцо ротора (вставка из немагнитного материала на рисунке не заштрихована); 4 — нажимная плита



а) конструкции щеток

б) устройство щеткодержателя:
1 — щетка; 2 — пружинящая скоба

в) устройство щеточной траверсы:
1 — щетка; 2 — щеточный болт;
3 — изоляция

Рис. 14.9. Устройство элементов щеточного аппарата

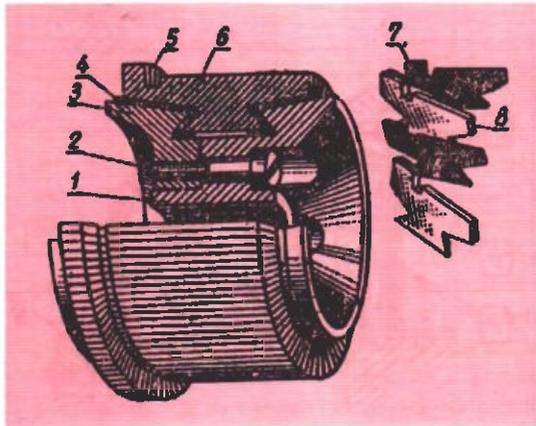


Рис.14.10 Устройство коллектора.

1 — корпус коллектора; 2 — стяжной болт; 3 — нажимное кольцо; 4 — изоляция (миканит); 5 — петьушки; 6 — пластины; 7 — миканит; 8 — медь.



Рис. 14.11. Характерная термограмма щеточного аппарата турбогенератора 500 МВт при неравномерном распределении тока между щетками.

Выявление дефектов в трансформаторах тока и на выводах крупных электрических машин можно производить во время работы машины, без отключения ее от сети. Встроенные трансформаторы тока устанавливаются как на линейных выводах крупных электрических машин, так и на т. н. "нулевых" выводах, объединяющих фазы машины в "звезду", причем корпуса трансформаторов тока, установленных на "нулевых" выводах зачастую частично доступны для осмотра через вентиляционные щели в закрывающих их короба, что позволяет выполнить их обследование средствами инфракрасной техники и выявить ряд температурных аномалий.

В качестве примера рассмотрим результаты тепловизионного обследования турбогенератора мощностью 500 МВт, в районе "нулевых" выводов которого были обнаружены значительные температурные аномалии, температура которых достигала 150–200°C. Попутно было выявлено, что температура отдельных областей коробов достигала 70–100°C (рис. 14.12). Наблюдение производилось сквозь вентиляционные окна в коробах. Такие температуры в районе "нулевых" выводов крайне нежелательны, т.к. даже незначительная негерметичность уплотнений "нулевых" выводов может привести к пожару турбогенератора, внутри которого находится водород.

Ревизия показала, что причиной и источниками нагрева являются алюминиевые кольцеобразные кожухи, охватывающие трансформаторы тока, одетые на "нулевые" выводы генератора. Для того, чтобы избежать нагрева кожухов индуктированными токами, они разрезаны вдоль образующей кольца. Во время эксплуатации эти прорезы засорились грязью, стружкой и т. п., вследствие чего создавался контур протекания тока и условия для нагрева кожухов.

Сами же коробки нагревались вихревыми токами, вследствие того, что выполнены из стали. Были предприняты меры по очистке прорезей алюминиевых кожухов от загрязнений, удаление сильно нагревающихся областей стальных коробов и врезка в них текстолитовых вставок, после чего температуры в районе "нулевых" выводов снизились. На рис. 14.13 показаны аналогичные явления, выявленные при обследовании турбогенератора мощностью 1000 МВт.



Рис. 14.12. Термограмма нагревов в районе "нулевых" выводов турбогенератора мощностью 500 МВт

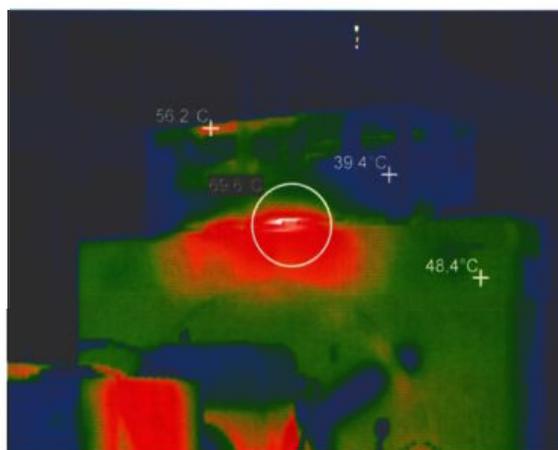


Рис. 14.13. Термограмма нагревов в районе "нулевых" выводов турбогенератора мощностью 1000 МВт

Выявление местных нагревов активной стали турбогенераторов и крупных электрических машин при испытаниях активной стали на нагрев во время ремонта, выполняется в соответствии с нормативными документами (например, ГКД 34.20.302-2000, ГКД 34.45.502-96) и заводскими инструкциями. Испытания активной стали (магнитопровода) статора на нагрев необходимо проводить при капитальных ремонтах турбогенератора с переключением обмотки статора с целью выявления в нем местных замыканий между листами магнитопровода.

Местные замыкания возникают при нарушении лакового изолирующего покрытия листов электротехнической стали, из которой собран (зашихтован) магнитопровод, при этом в нем образуются короткозамкнутые витки, в которых при работе генератора индуцируются значительные токи. Они нагревают зоны магнитопровода, где имеются короткозамкнутые витки, причем нагрев может быть значительным (до нескольких сот градусов Цельсия) и, в конечном итоге, он может привести к пожару в стали генератора, что очень опасно, т. к. корпус генератора заполнен водородом.

Традиционный способ испытаний активной стали статора на нагрев состоит в том, что магнитопровод статора возбуждают от постороннего источника (обычно 6 кВ – для крупных турбогенераторов и 380 В – для более мелких электрических машин) с помощью специальной возбуждающей (намагничивающей) обмотки, дополнительно намотанной на магнитопровод при вынутом роторе. При этом, помимо измерений электрических потерь в магнитопроводе, с помощью термометров или термопар, которые крепятся в вентиляционных пазах расточки статора, пытаются выявить местные нагревы стали статора. Очевидно, что такой способ поиска местных нагревов стали неточен и несовершенен.

Гораздо проще и точнее поиск местных нагревов активной стали можно выполнить с помощью тепловизора. Для этого достаточно наблюдать с его помощью расточку статора во время испытаний. При этом легко увидеть полную тепловую картину всей расточки как бы в "перспективе"; выявить и локализовать в ней все местные нагревы стали (см. **рис. 14.14а и 14.14б**) и, при необходимости, измерить соответствующие температуры для сопоставления их с нормами.

Испытания проводятся по методике и критериям оценки, изложенной в ГКД 34.20.302-2000 и ГКД 34.45.502-96.

На **рис.14.14в и 14.14г** представлены термограммы части расточки статора электродвигателя мощностью 1 МВт с локальными замыканиями между листами активной стали сердечника, полученные при испытаниях по вышеизложенной методике.

Проверка паяк соединительных головок лобовых частей обмотки статора проводится в соответствии с ГКД 34.20.302-2000 для генераторов, пайка лобовых частей обмотки статора которых выполнена оловянистыми припоями (за исключением генераторов с водяным охлаждением обмотки).

Проверка производится при питании обмотки статора постоянным током величиной, равной 0,5–0,75 номинального тока генератора. В качестве источников тока можно использовать: установки, применяемые при сушке генераторов методом активных потерь в меди обмотки, резервный возбудитель, сварочный трансформатор и т. п. Для уменьшения времени испытания, все три фазы генератора можно соединить последовательно. Обмотку выдерживают под током до установления постоянной температуры (как правило, для этого достаточно 4–6 часов).

Контроль температурных параметров рекомендуется осуществлять тепловизором или пирометром с лазерным целеуказателем.

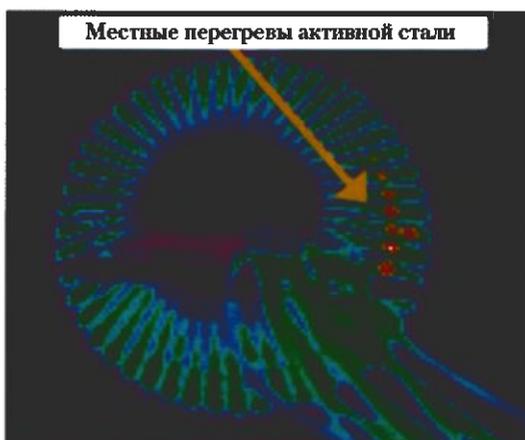
В связи с тем, что пайки для прямого осмотра недоступны, в качестве опорной точки для пересчета температуры поверхности изолирующей коро-

бочки, закрывающей пайку, к температуре непосредственно паяного соединения, можно применить один из стержней обмотки, на котором имеется термопара. Измерив эту температуру и определив тепловизором или пирометром температуру поверхности коробочки, можно вычислить температурную поправку, прибавление которой к температуре поверхности коробочки, даст примерную температуру паяного соединения.

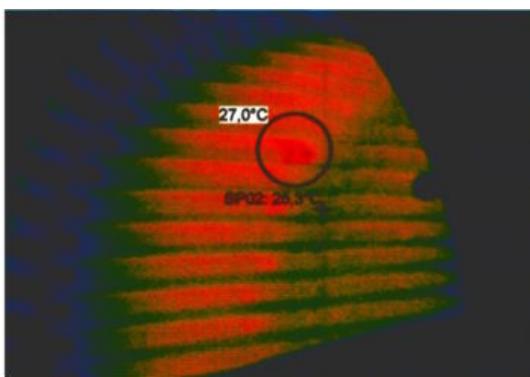
Ревизии подлежат те паяные соединения, избыточная температура которых составляет 5°C .



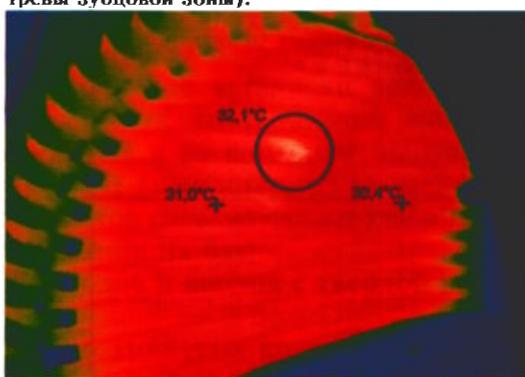
а) в начале возбуждения активной стали намагничивающей обмоткой (исходное состояние).



б) после возбуждения активной стали намагничивающей обмоткой в течение 45 минут (в правой стороне расточки статора видны местные перегревы зубцовой зоны).



в) часть расточки статора электродвигателя 1 МВт через 45 минут после начала испытания активной стали статора на нагрев.



г) часть расточки статора электродвигателя 1 МВт через 90 минут после начала испытания активной стали статора на нагрев. Областью очерчено место замыкания между листами стали статора.

Рис. 14.14. Термограммы расточки турбогенератора 500 МВт (а, б) при испытаниях активной стали турбогенератора на нагрев во время ремонта (вид со стороны возбуждителя) и электродвигателя мощностью 1 МВт (в, г)

Рекомендуемые сроки локализации и/или устранения дефектов электрических машин приведены в таблице 14.4:

Таблица 14.4. Рекомендуемые сроки локализации и/или устранения дефектов ЭМ

№ п/п	Части и системы электрических машин, в которых найдены или подозреваются дефекты	Сроки локализации и/или устранения дефектов	
		Турбо- и гидрогенераторы, синхронные компенсаторы, возбудители, ЭМ мощностью более 1 МВт и номинальным напряжением более 1 кВ	Остальные ЭМ
1.	2.	3.	4.
1.	Открытые контактные соединения	в соответствии с указаниями раздела 12	
2.	Активная сталь и обмотки во время работы	<ul style="list-style-type: none"> • при величинах температур, превышающих значения, изложенные в таблицах 14.1, 14.2 и 14.9 – по аварийной заявке; • в остальных случаях – 14 дней 	<ul style="list-style-type: none"> • при величинах температур, превышающих значения, изложенные в таблицах 14.1, 14.2 и 14.9 – по аварийной заявке • в остальных случаях – 30 дней
3.	Щеточный аппарат, коллекторы и контактные кольца		
4.	Подшипники		
5.	Встроенные трансформаторы тока	<ul style="list-style-type: none"> • при величинах температур, превышающих значения, изложенные в таблице 14.9 (п. 8) – по аварийной заявке; • в остальных случаях – при ближайшем останове 	–
6.	Конструктивные элементы (болты торцевых уплотнений, кожухи и т. п.)	<ul style="list-style-type: none"> • при величинах температур, превышающих значения, изложенные в таблицах 14.1 и 14.2 – по аварийной заявке; • в остальных случаях – при ближайшем останове 	<ul style="list-style-type: none"> • при величинах температур, превышающих значения, изложенные в таблицах 14.1 и 14.2 – по аварийной заявке; • в остальных случаях – при очередном ремонте
7.	Система охлаждения	<ul style="list-style-type: none"> • при достижении температур охлаждающих сред, установленных заводом-изготовителем как предельные – по аварийной заявке; • в остальных случаях – при очередном ремонте (останове) 	при очередном ремонте
8.	Активная сталь и пайка лобовых частей	в течение ремонта, при котором был обнаружен дефект	

Кроме указанных в тексте, при написании подраздела также использованы публикации [3, 9, 11, 27, 32, 36, 61, 79, 83, 84, 85].

14.2. Силовые трансформаторы, автотрансформаторы и шунтирующие реакторы на номинальное напряжение выше 1000 В.

Конструктивные особенности позволяют выполнять ТД ИКТ следующих систем и частей трансформаторов (см. конструктивные схемы трансформаторов с различными видами охлаждения, приведенные на **рис. 14.15–14.18**: выносками на них показаны места возникновения возможных температурных аномалий):

- **открытых контактных соединений выводов** — дефекты болтовых соединений аппаратных зажимов а также опрессованных соединений спусков ошиновки и оконцевателей кабелей (см. **раздел 12**);
- **обмоток, их выводов и отпаяк** — дефекты внутренних контактных соединений выводов обмоток, отпаяк и соединений; перегревы обмоток и их отдельных катушек из-за нарушения условий охлаждения (наличие застойных зон, уменьшение размеров охлаждающих каналов из-за разбухания и зашламления изоляции);
- **переключателей ответвлений** — дефекты контактной системы РПН с выносными баками (выявлять дефекты переключателей РПН, встроенных в бак трансформатора средствами инфракрасной техники не представляется возможным);
- **магнитопровода** — местные перегревы отдельных частей за счет нарушения межлистовой изоляции, изоляции отдельных элементов магнитопровода (консоли, ярмовые балки, стяжные шпильки, прессующие кольца, бандажи, полубандажи, домкраты и т. п.);
- **бака трансформатора и расширителя** — нагрев бака, магнитных шунтов и других конструктивных элементов потоками рассеяния; нарушение циркуляции масла в баке (образование застойных зон из-за конструктивных просчетов, смещения обмоток или разбухания их изоляции); наличие воздушных "пузырей" в верхних точках бака трансформатора и его составных частей (например, коробах для установки встроенных трансформаторов тока и коробах выводов обмотки низкого напряжения); снижение уровня масла в баке РПН и расширителе; нарушение сообщения между баком и расширителем (например, из-за закрытого положения плоского крана), нагревы болтов разъема "колокола" при из-за вытеснения магнитного потока рассеяния на бак;
- **маслонаполненных высоковольтных вводов и вводов с твердой изоляцией** — см. п.п. **14.11** и **14.12**.
- **системы заземления** — наличие короткозамкнутых контуров, дополнительных точек заземления магнитопровода на бак — дефекты могут проявляться в виде нагревов стяжных болтов нижнего разъема "колокола" бака трансформатора, нагревов элементов магнитопровода и бака (домкратов, прессующих колец, ярмовых балок, амортизаторов, направляющих шипов, удаленных транспортных болтов и т. п.); в шунтирующих реакторах типа РОДЦ-110000/750 возможно образование короткозамкнутого контура из-за замыкания нижней части соединительной втулки ввода 750 кВ на алюминиевое кольцо верхнего электромагнитного экрана обмотки;

- **системы охлаждения** — проходимость труб радиаторов, загрязнение внешней поверхности оребрения труб и межтрубного пространства; дефекты или отключенное состояние термосифонных и адсорбционных фильтров, дефекты электродвигателей вентиляторов системы обдува и маслонасосов; возможная количественная оценка эффективности работы системы охлаждения;
- **вспомогательных устройств трансформатора** — наличие витковых замыканий во встроенных трансформаторах тока; нарушение изоляции в месте стыковки с комплектным экранированным токопроводом; оценка достоверности показаний маслоуказателей и термосигнализаторов; проверка работоспособности обогрева шкафов ШАОТ.

Более подробно описание вышеуказанных дефектов, их некоторые признаки и причины появления, а также меры по их локализации и устранению, приведены в **таблице 14.7**.

ТД ИКТ открытых контактных соединений выводов трансформаторов выполняются в соответствии с указаниями **раздела 12**.

Диагностика высоковольтных вводов трансформаторов выполняется в соответствии с указаниями **п. 14.11**, вводов и проходных изоляторов с твердой изоляцией — **п. 14.12**.

При выполнении обследования следует выполнять указания **п. 11.2**.

Температуры нагрева и превышения температуры над температурой окружающего воздуха открытых контактных соединений и токоведущих частей силовых трансформаторов не должны превышать значений, указанных в **таблице 12.1**, других частей силовых трансформаторов — не должны превышать значений, указанных в **таблицах 14.5 и 14.6**.

Наибольшие допустимые температурные параметры частей трансформаторов при номинальной нагрузке, приведены в таблице 14.5 (см. также **п. 13.1**).

Кроме того, при выполнении обследований и анализе их результатов, следует учитывать следующее:

- поскольку оценка внутреннего теплового состояния элементов и частей трансформатора при техническом диагностировании инфракрасной техникой осуществляется косвенно — путем измерения и анализа параметров температурных полей поверхности его бака, необходимо считаться с характером теплопередачи между этой поверхностью и внутренними источниками тепла (см. также **п. 13.1**);
- определение истинных температур на участках локальных дефектов по нагреву поверхности бака практически невозможно из-за того, что выделение тепла от локальных дефектов в значительной степени маскируется: в трансформаторах с естественным охлаждением — естественными конвекционными потоками от нагретых обмоток и магнитопровода; в трансформаторах с дутьем и циркуляцией масла — работой охлаждающих устройств и принудительной циркуляцией масла;
- в трансформаторах с системами охлаждения М и Д зоны интенсивного движения масла имеются только в областях, непосредственно прилегаю-

Таблица 14.5. Наибольшие допустимые температурные параметры частей силовых трансформаторов

№ п/п	Контролируемые части, узлы	Наибольшие допустимые значения		Документ, нормирующий температурные параметры
		температура нагрева, °С	превышение температуры, °С	
1.	2.	3.	4.	5.
1.	Соединения устройств РПН силовых трансформаторов из меди, ее сплавов, медесодержащих композиций без покрытия серебром при работе в воздухе/масле: <ul style="list-style-type: none"> • с соединением болтами или другими элементами, обеспечивающими жесткость соединения; • с нажатием пружинами и самоочищающиеся в процессе переключения; • с нажатием пружинами и несамочищающиеся в процессе переключения 	-	40/25	ГКД 34.46.501-2003
		-	35/20	
		-	20/10	
2.	Верхние слои масла трансформаторов с системами охлаждения: <ul style="list-style-type: none"> • М и Д; • ДЦ; • Ц (на входе в маслоохладитель) 	95 75 70	- - -	п. 12.3.12 ПТЭ ГКД 34.46.501-2003

щих к внутренней поверхности бака трансформатора. Остальной объем масла находится в относительном покое, при этом разность между максимальной и минимальной температурами по высоте трансформатора не превышает 20–35°С. Температура катушек в верхней части обмоток существенно выше, чем в нижней. Характер изменения температуры по высоте и в горизонтальном сечении для этих трансформаторов приведен на рис. 14.19;

- в трансформаторах с системами охлаждения ДЦ и Ц разность между максимальной и минимальной температурами по высоте трансформатора обычно не превышает 4–8°С;
- при оценке нагрева масла необходимо учитывать возможный застой верхних слоев масла и его повышенный нагрев (с превышением температуры по отношению к температуре масла на уровне верхних патрубков — до +10°С) в трансформаторах с расстоянием между крышкой бака и верхними патрубками радиаторов или охладителей более 200–300 мм;
- установившийся тепловой режим по обмоткам наступает через 20–30 минут, а по маслу — через 10–20 часов после включения под нагрузку или после существенного изменения режима работы.

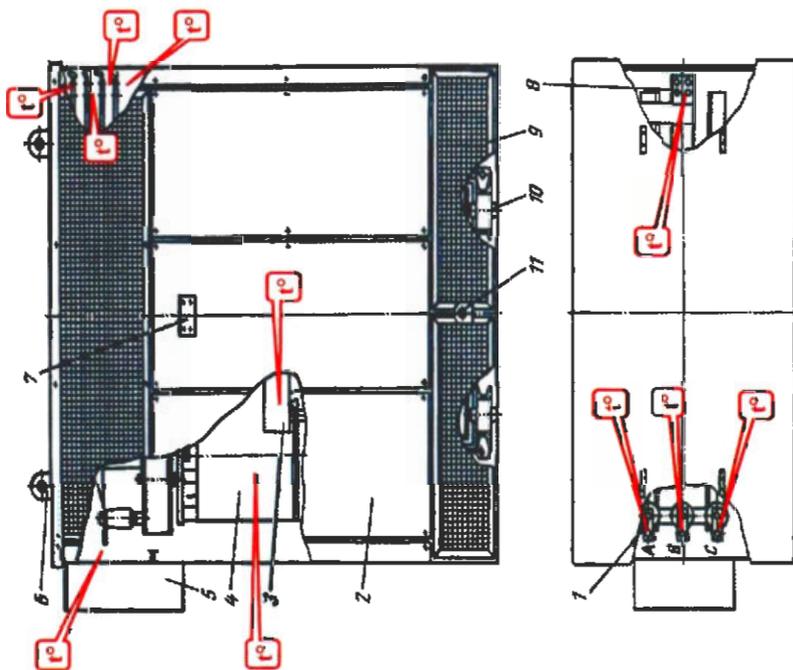


Рис. 14.15. Конструкция трехфазного сухого трансформатора типа ТСЗ. Выносками показаны места возможных температурных аномалий:

1 — ввод НН; 2 — кожух; 3 — панель переключателя отпек; 4 — активная часть; 5 — коробка выводов ВН; 6 — пластина для подъема трансформатора; 7 — шток с данными трансформатора; 8 — шины НН; 9 — защитные сетки; 10 — каток тележки; 11 — болт заземления

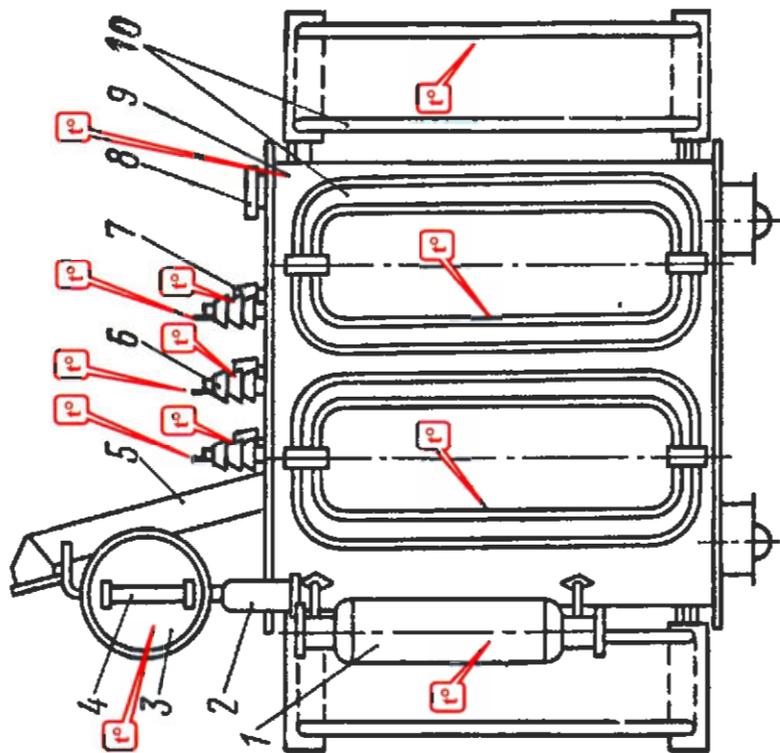


Рис. 14.16. Конструкция трехфазного масляного трансформатора с естественным масляным охлаждением (система охлаждения типа М). Выносками показаны места возможных температурных аномалий:

1 — термосифонный фильтр; 2 — воздухоосушитель; 3 — расширитель; 4 — маслоуказательное стекло; 5 — предохранительная выхлопная труба; 6 — выводы ВН; 7 — выводы НН; 8 — привод переключателя ПБВ; 9 — бак с активной частью; 10 — радиатор

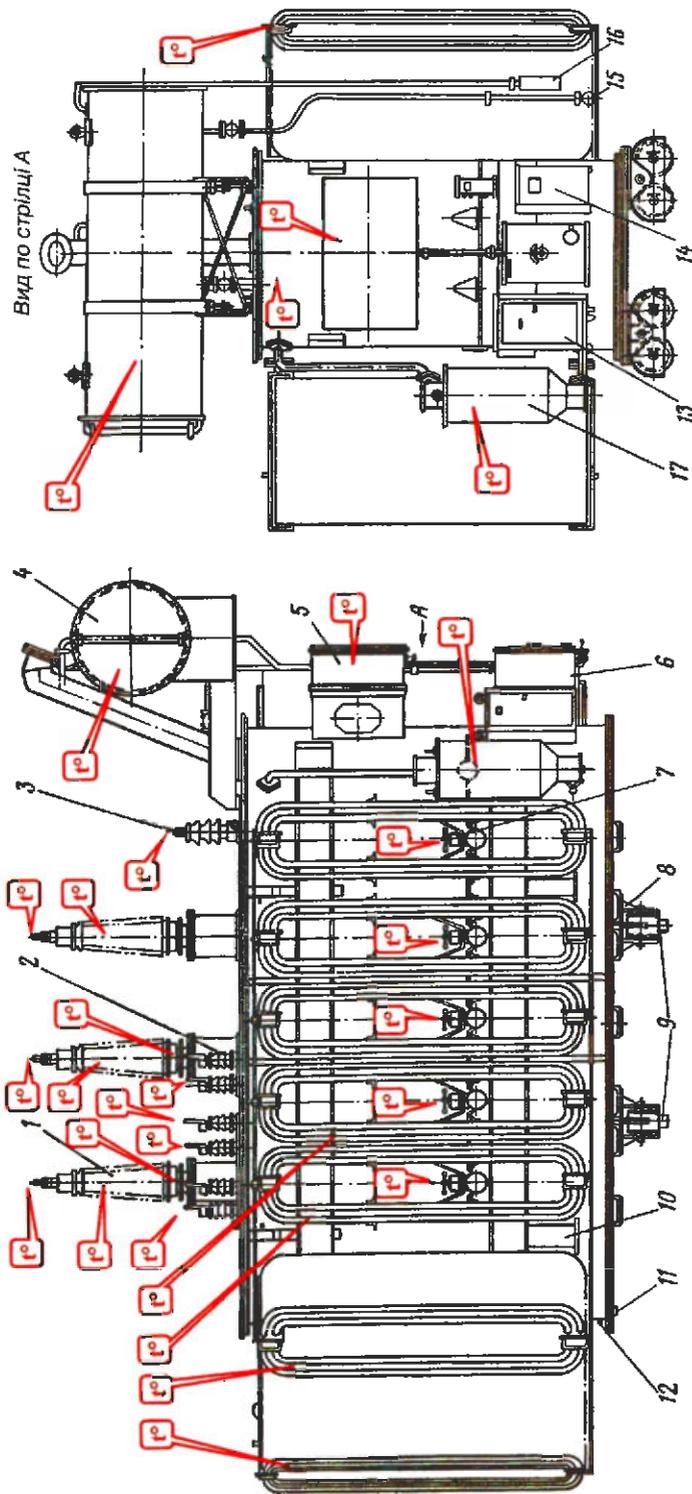


Рис. 14.17. Конструкция трехфазного масляного трансформатора с дутьем (система охлаждения типа Д). Выносками показаны места возможных температурных аномалий:

1 — выходы ВН; 2 — выходы НН; 3 — нулевой вывод ВН; 4 — расширитель; 5 — кожух контакторов РПН; 6 — привод механизма РПН; 7 — вентилятор дутья; 8 — поворотная каретка; 9 — каток; 10 — упоры для подъема трансформатора; 11 — пробка отверстия для слива отстоя масла; 12 — кран для отбора проб масла; 13 — шкаф автоматического управления дутьем; 14 — шкаф автоматики механизма РПН; 15 — кран для доливки масла; 16 — воздухоосушитель; 17 — термосифонный фильтр

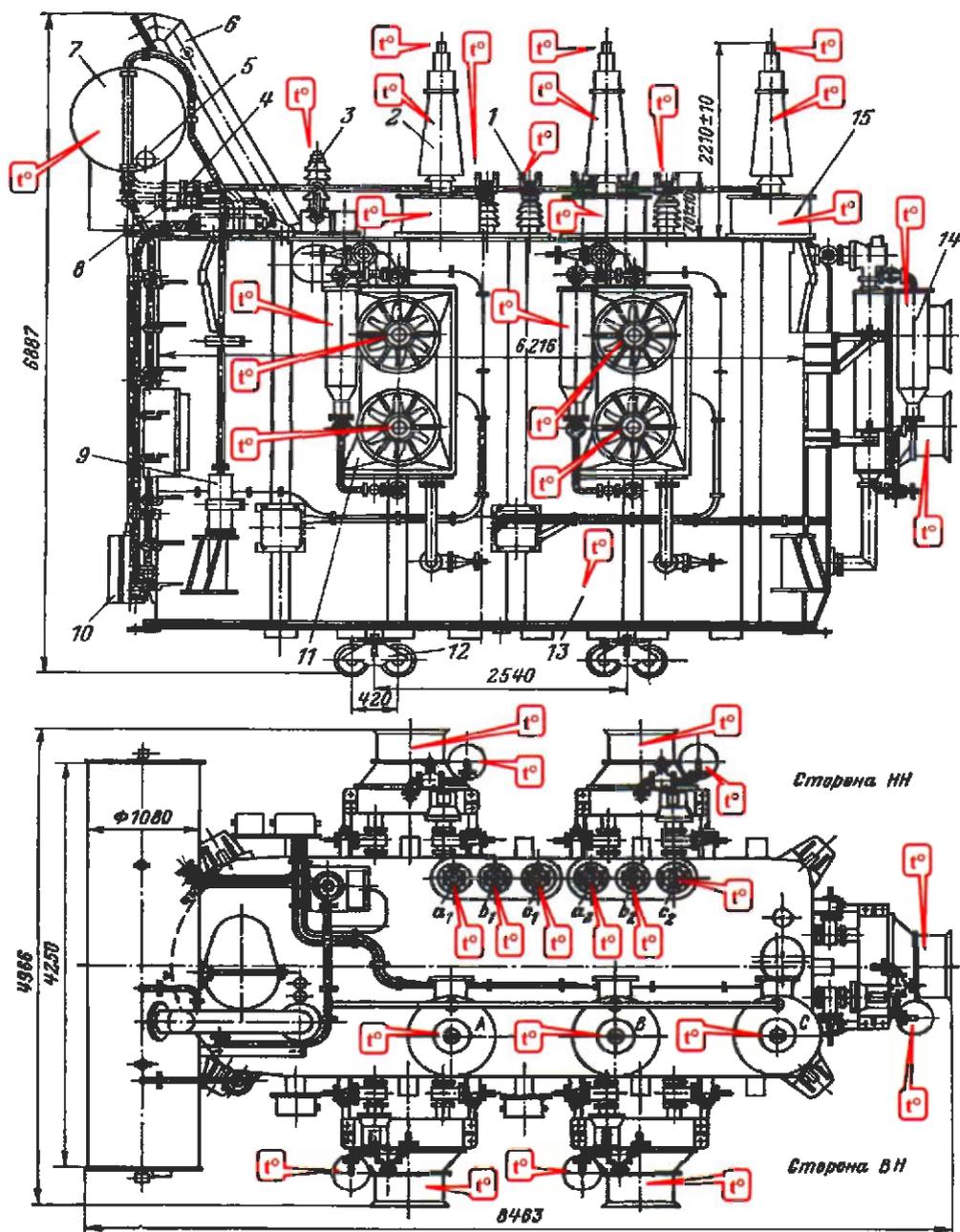


Рис. 14.18. Конструкция трехфазного масляного трансформатора с дутьем и принудительной циркуляцией масла (система охлаждения типа ДЦ). Выносками показаны места возможных температурных аномалий:

1 – выводы НН; 2 – выводы ВН; 3 – нулевой вывод ВН; 4 – газовое реле; 5 – реле уровня масла; 6 – выхлопная труба; 7 – расширитель; 8 – газовое реле переключателя; 9 – воздухоосушитель; 10 – привод РПН; 11 – навесной маслоохладитель; 12 – тележка; 13 – бак с активной частью; 14 – адсорбционный фильтр; 15 – встроенный трансформатор тока

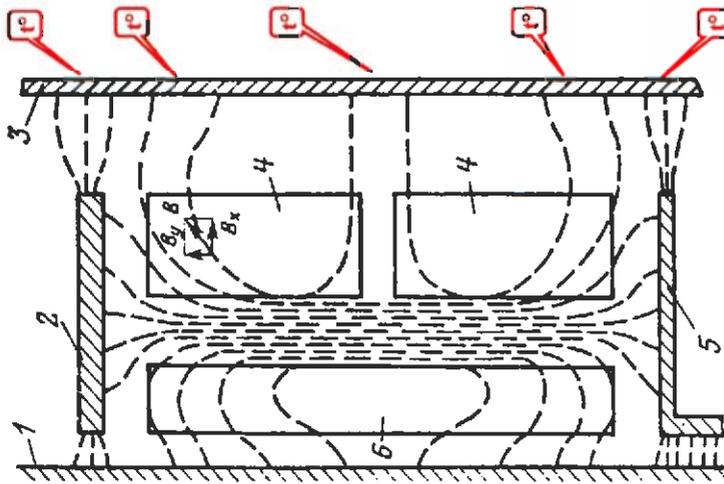


Рис. 14.20. Примерная картина магнитного поля рассеяния в двухобмоточном трансформаторе:
 1 — магнитопровод; 2 — прессыющее кольцо; 3 — стенка бака; 4 — обмотка ВН; 5 — нижняя ярмовая балка; 6 — обмотка НН. B_x и B_y — осевая и радиальная составляющие вектора B индукции магнитного поля рассеяния. Выпосками показана локализация зон нагрева бака трансформатора потоком рассеяния

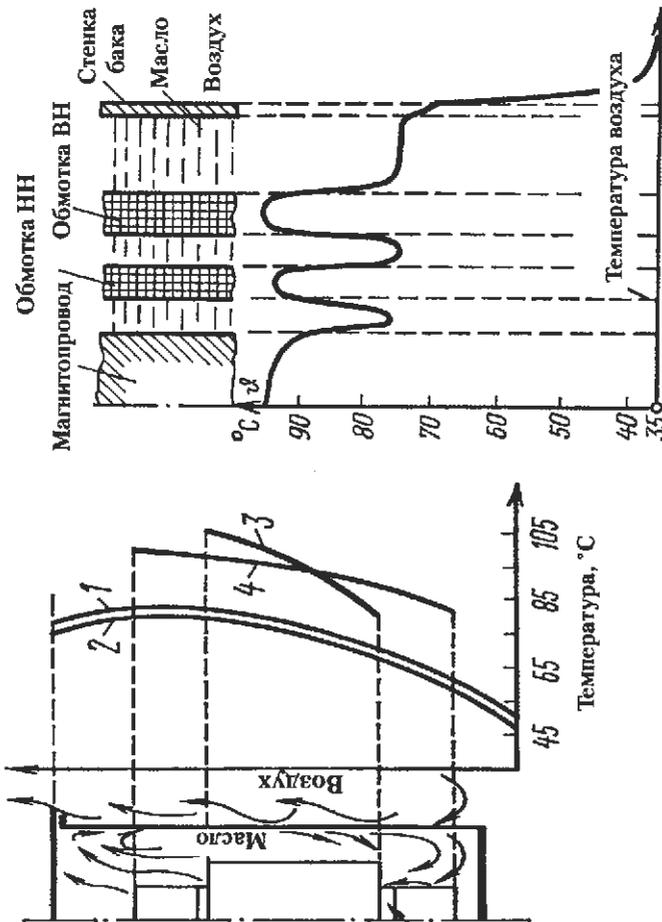


Рис. 14.19. Изменение температуры по высоте и в горизонтальном направлении трансформаторов с системами охлаждения М и Д:

1 — температура масла; 2 — температура стенок бака; 3 — температура обмотки; 4 — температура магнитопровода

Граничные значения параметров трансформаторов по ГКД 34.46.501-2003 при нагрузках, превышающей номинальную, приведены в таблице 14.6.

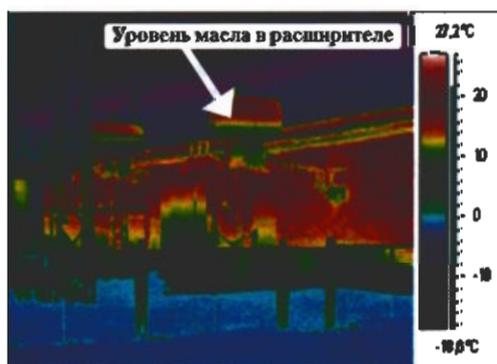
Таблица 14.6. Граничные значения тока и температуры частей трансформаторов при нагрузках, превышающих номинальную

№ п/п	Характер нагрузки	Распределительные трансформаторы мощностью до 2,5 МВА	Трансформаторы со средней мощностью до 100 МВА	Мощные силовые трансформаторы мощностью более 100 МВА
1.	2.	3.	4.	5.
1.	Номинальный режим систематических нагрузок: <ul style="list-style-type: none"> • ток, % от $I_{ном}$. • температура наиболее нагретой точки и металлических частей, которые соприкасаются с изоляционным материалом, °С • температура верхних слоев масла, °С 	150 140	150 140	150 120
2.	Режим систематических длительных аварийных перегрузок: <ul style="list-style-type: none"> • ток, % от $I_{ном}$. • температура наиболее нагретой точки и металлических частей, которые соприкасаются с изоляционным материалом, °С • температура верхних слоев масла, °С 	180 150	150 140	130 130
3.	Режим кратковременных аварийных перегрузок: <ul style="list-style-type: none"> • ток, % от $I_{ном}$. • температура наиболее нагретой точки и металлических частей, которые соприкасаются с изоляционным материалом, °С • температура верхних слоев масла, °С 	200 160	180 160	150 160
		115	115	115
		115	115	115

Некоторые характерные термограммы, полученные при обследовании силовых трансформаторов, приведены на рис. 14.21-14.22.

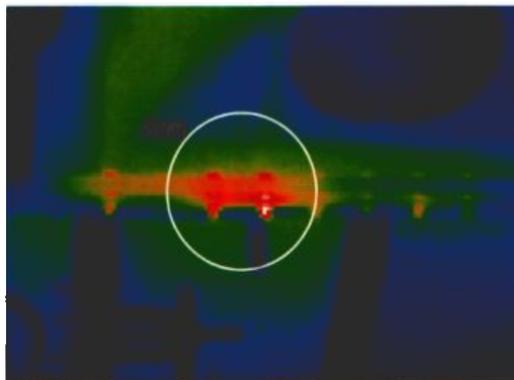


ж) фотография двухтрансформаторной подстанции.

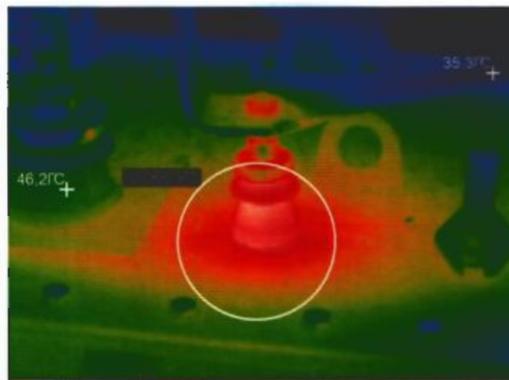


з) термограмма трансформаторов. Видны уровни масла в расширителях трансформаторов.

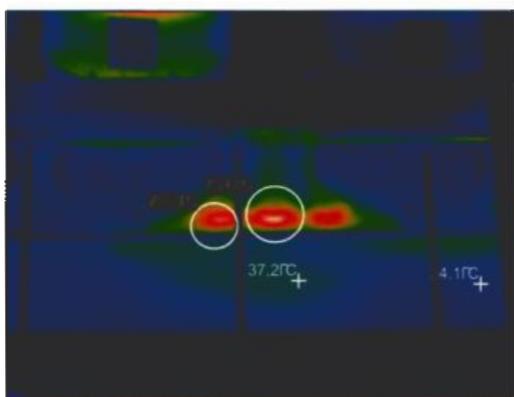
Рис. 14.21. Общий вид и термограмма двухтрансформаторной подстанции



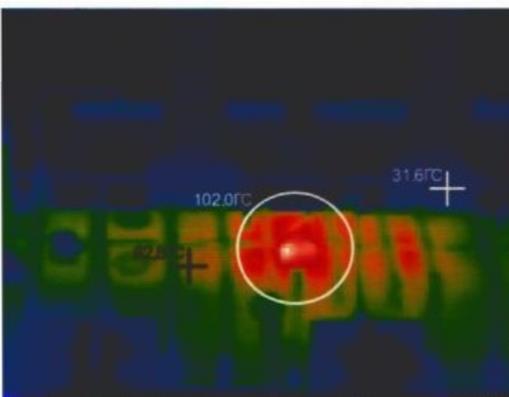
а) нагрев болтов разъема бака автотрансформатора из-за вытеснения магнитного потока рассеяния на поверхность бака.



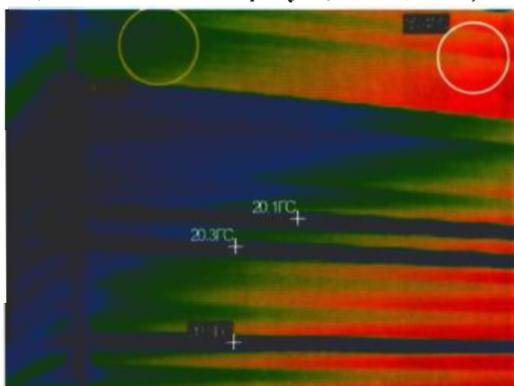
б) нагрев контактного соединения "нулевого" вывода обмотки НН внутри бака силового трансформатора 10/0,4 кВ с естественным масляным охлаждением.



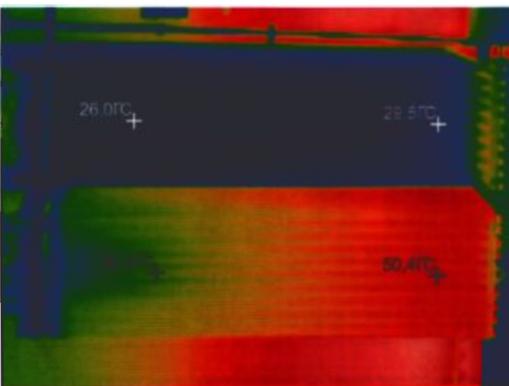
в) температурные "пятна" на баке блочного трансформатора блока мощностью 1000 МВт со стороны обмотки НН — могут быть вызваны различными причинами (нагревы магнитных шунтов внутри бака, соединений обмоток, замыканиями на бак прессующих колец и т. п.)



г) трансформатор типа ТДЦГ-125000/220. Местный нагрев на крышке бака (предположительно, нарушение изоляции полубандажей верхнего ярма).

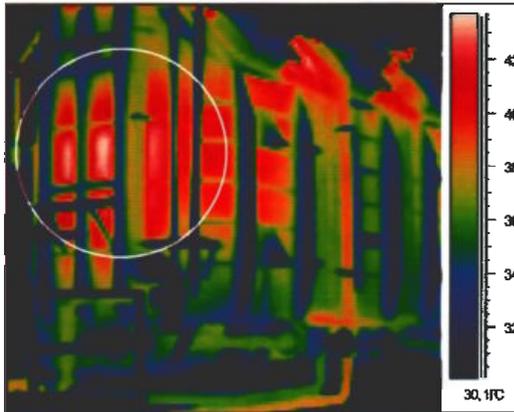


д) отсутствие циркуляции через отдельные трубки охладителя системы Д трансформатора собственных нужд 24/6 кВ. Изображение повернуто вправо на 90°.

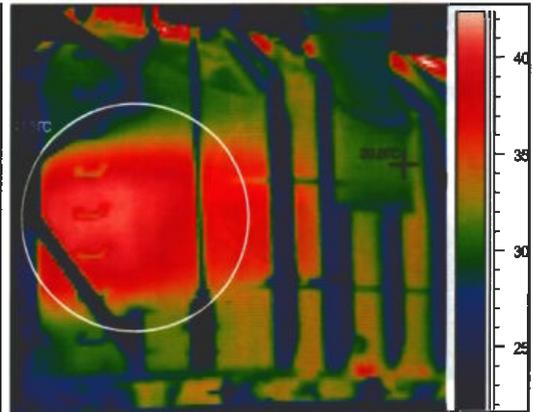


е) неработающий охладитель системы Д трансформатора собственных нужд 24/6 кВ. Изображение повернуто вправо на 90°.

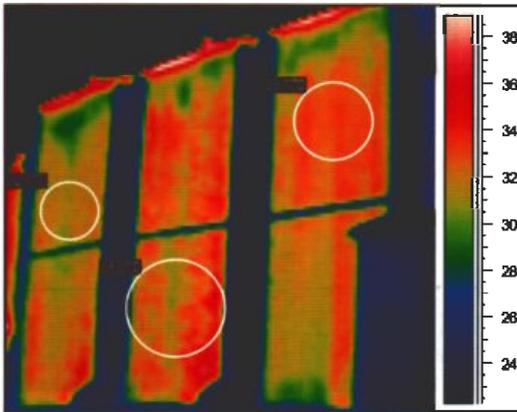
Рис. 14.22 (а–е). Характерные термограммы силовых трансформаторов



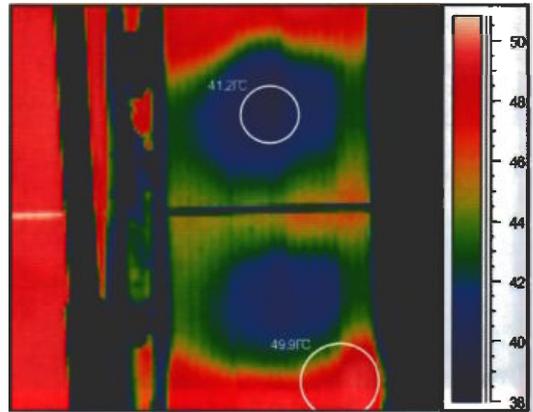
ж) трансформатор типа ТДЦГ-125000/220. Местный нагрев в торце бака из-за вытеснения магнитного потока рассеяния на поверхность бака.



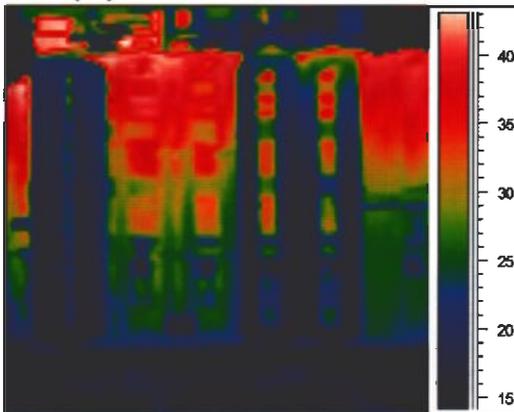
з) автотрансформатор типа АДЦТ-240000/330/220. Местный нагрев в торце бака из-за вытеснения магнитного потока рассеяния на поверхность бака.



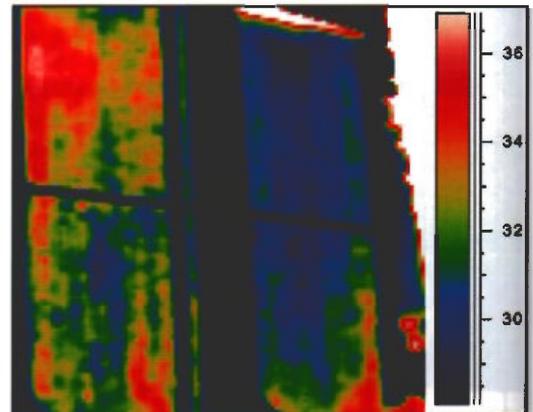
и) нормально работающие охладители ДЦ-180. Вентиляторы отключены. Температурная "пятнистость" среднего охладителя указывает на загрязненность оребрения.



й) нормально работающий охладитель ДЦ-180. Вентиляторы включены.

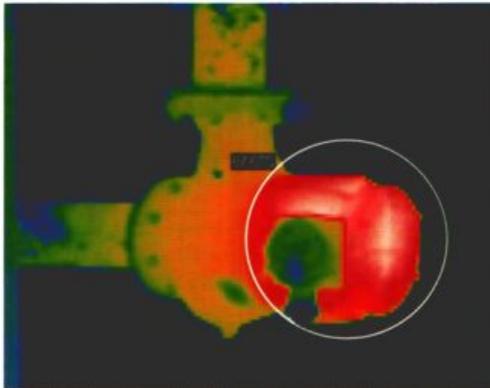


к) отсутствует проток масла через охладители системы Д из-за закрытых вентилях.

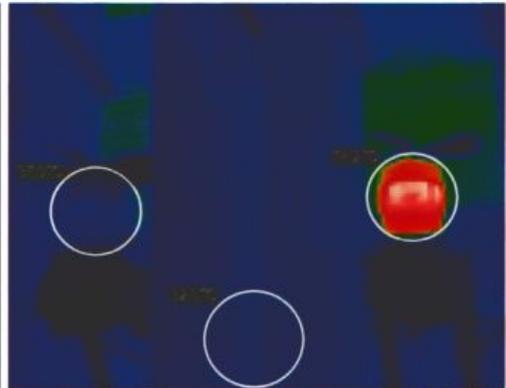


л) охладитель ДЦ-180. Вентиляторы отключены. Сильное загрязнение оребрения левого охладителя.

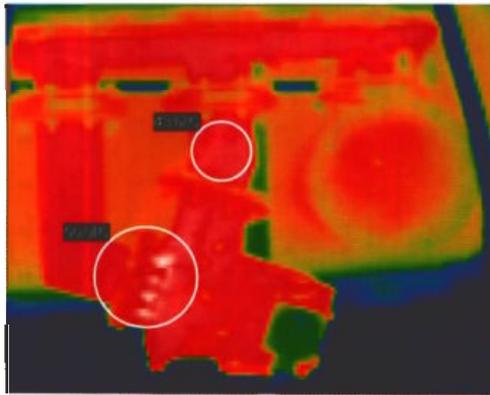
Рис. 14.22 (ж–л). Характерные термограммы силовых трансформаторов



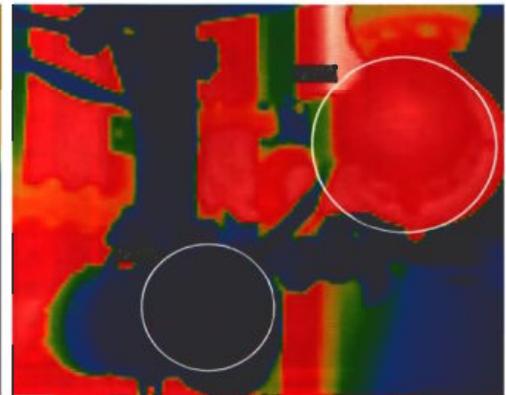
м) повышенный нагрев корпуса электродвигателя маслонасоса ЭЦТ-100 системы охлаждения типа ДЦ из-за внутреннего дефекта электродвигателя.



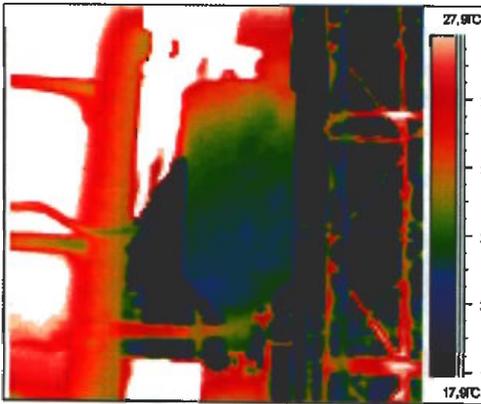
н) повышенный нагрев корпуса двигателя вентилятора охладителя типа Д из-за внутреннего дефекта электродвигателя.



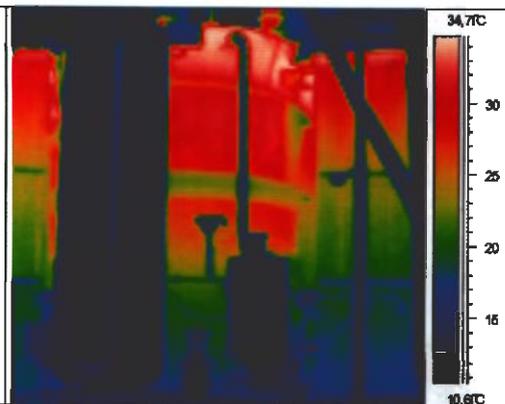
о) повышенный нагрев корпуса в районе "улитки" маслонасоса (задевание рабочего колеса) охладителя системы охлаждения ДЦ.



п) охладитель ДЦ-180. Отсутствует проток масла через фильтр и охладитель (закрыт плоский кран).

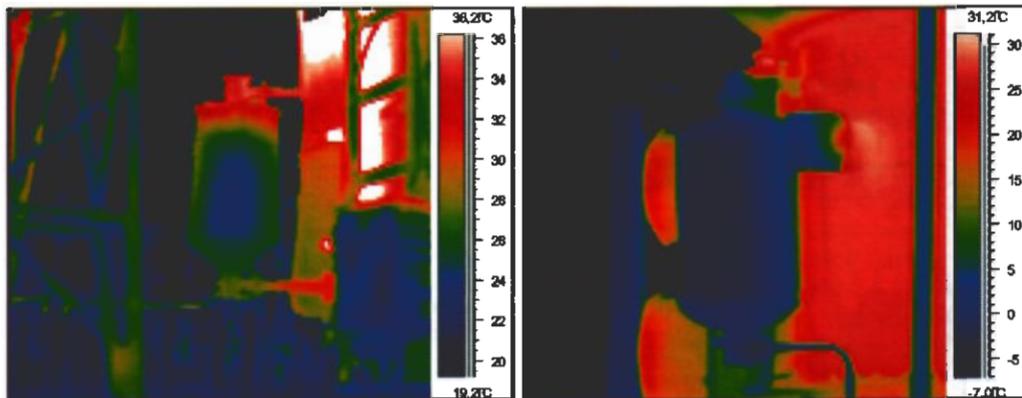


р) нормально работающий термосифонный фильтр.



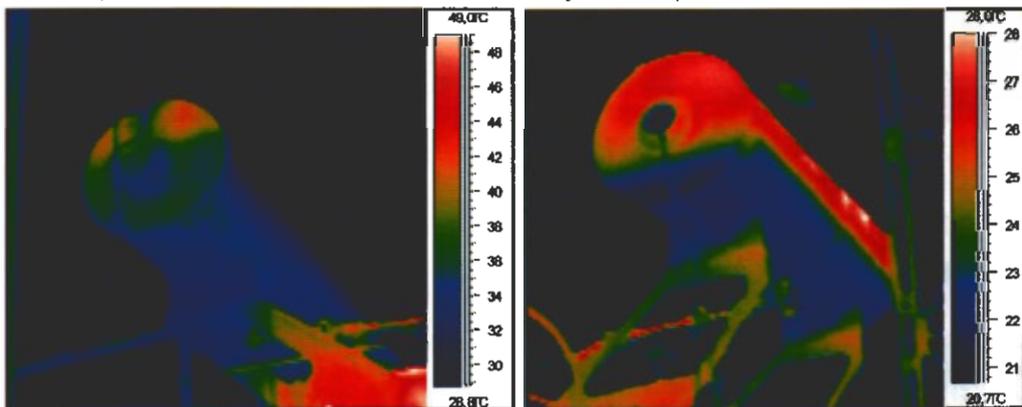
с) неработающий термосифонный фильтр и охладитель (отсутствует проток масла).

Рис. 14.22 (м—с). Характерные термограммы силовых трансформаторов



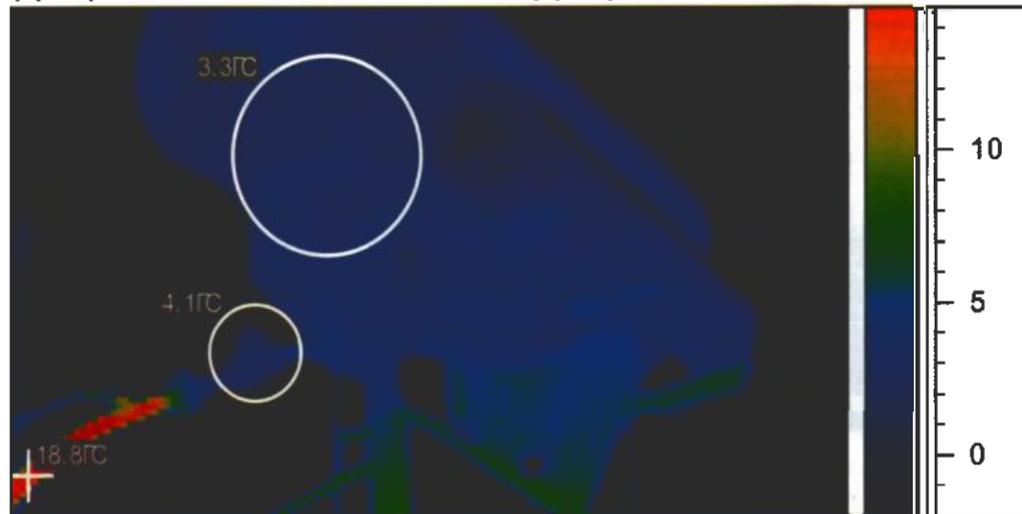
г) термосифонный фильтр (серцевина фильтра за-
пламлена).

у) неработающий адсорбционный фильтр (отсутствует
проток масла).



ф) повышенный уровень масла в расширителе транс-
форматора.

х) пониженный уровень масла в расширителе транс-
форматора.



ц) отсутствует сообщение между баком и расширителем реактора 750 кВ из-за закрытого плоского крана.

Рис. 14.22 (г–ц). Характерные термограммы силовых трансформаторов

Признаки и причины появления некоторых температурных дефектов в отдельных системах и частях трансформатора, а также меры по их локализации и устранению, приведены в таблице 14.7.

Таблица 14.7. Признаки и причины появления некоторых температурных дефектов в отдельных системах и частях трансформатора, меры по их локализации и устранению

№ п/п	Части трансформатора, на которых наблюдаются тепловые аномалии, характер аномалий	Возможная причина возникновения тепловых аномалий	Меры по локализации и устранению дефектов
1.	2.	3.	4.
1. Обмотки, их выводы и отпайки:			
1.1	<p>Бак трансформатора:</p> <ul style="list-style-type: none"> • местные температурные аномалии в районе расположения обмоток, отпайек и КС с температурами, превышающими температуру в аналогичных частях бака в районе других фаз на 5°C и более (рис. 14.22в); • местные температурные аномалии в районе расположения обмоток с температурами, превышающими температуру в аналогичных частях бака в районе других фаз на 5°C и более 	<ul style="list-style-type: none"> • дефекты внутренних КС выводов обмоток, отпайек и соединений; • перегревы обмоток и их отдельных катушек из-за нарушения условий охлаждения (образование застойных зон, уменьшение размеров охлаждающих каналов из-за разбухания и запламления изоляции) 	<ul style="list-style-type: none"> • выполнить испытания и измерения параметров трансформатора в соответствии с требованиями ГКД 34.20.302-2002; • выполнить ХАРГ масла в соответствии с действующими нормативными документами
1.2	<p>Изоляторы выводов обмоток НН:</p> <ul style="list-style-type: none"> • нагрев изоляторов, не связанный с нагревом внешних КС (рис. 14.22б) 	<ul style="list-style-type: none"> • дефекты изоляторов (см п. 14.12) 	<ul style="list-style-type: none"> • заменить изоляторы
2. Переключатели ответвлений обмоток:			
2.1	<p>Бак РПН:</p> <ul style="list-style-type: none"> • местные температурные аномалии бака с температурами, превышающими температуру в аналогичных частях бака РПН на других фазах на 3°C и более. <p>Крышка бака масляных трансформаторов 6/0,4 кВ, кожух сухого трансформатора:</p> <ul style="list-style-type: none"> • нагревы крышки (кожуха) в районе расположения переключателя ПБВ 	<ul style="list-style-type: none"> • дефекты контактной системы РПН с выносными баками; • дефекты контактной системы переключателя без возбуждения 	<ul style="list-style-type: none"> • выполнить измерения сопротивления обмоток трансформатора постоянному току в соответствии с требованиями ГКД 34.20.302-2002; • выполнить ХАРГ масла в баке РПН в соответствии с действующими нормативными документами; • выполнить испытания трансформаторного масла в соответствии с требованиями ГКД 34.20.302-2002

Продолжение таблицы 14.7

1.	2.	3.	4.
3. Магнитопровод:			
3.1	<p>Бак трансформатора:</p> <ul style="list-style-type: none"> местные температурные аномалии в районе верхнего, нижнего и боковых ярем с температурами, превышающими температуру в аналогичных частях бака в районе других фаз на 5°C и более 	<ul style="list-style-type: none"> местные перегревы отдельных частей за счет нарушения межлистовой изоляции; нарушение изоляции отдельных элементов магнитопровода (консоли, ярмовые балки, стяжные шпильки, прессующие кольца, бандажки, полубандажки, домкраты и т. п.) - рис. 14.22в 	<ul style="list-style-type: none"> выполнить испытания и измерения параметров трансформатора в соответствии с требованиями ГКД 34.20.302-2002; выполнить ХАРГ масла в баке трансформатора в соответствии с действующими нормативными документами; выполнить испытания трансформаторного масла в соответствии с требованиями ГКД 34.20.302-2002
4. Маслонаполненные высоковольтные вводы, вводы с твердой изоляцией:			
4.1	ТД ИКТ выполняется в соответствии с указаниями п.в. 14.11 и 14.12.		
5. Бак трансформатора и расширитель:			
5.1	<p>Бак трансформатора, разъем бака:</p> <ul style="list-style-type: none"> температурные аномалии на раземе бака и в местах расположения магнитных шунтов с температурами, превышающими температуру в аналогичных частях бака в районе других фаз на 10°C и более 	<ul style="list-style-type: none"> нагрев бака, болтов разема "колокола", магнитных шунтов и других конструктивных элементов потоками рассеяния (рис. 14.22 а, ж, з) 	<ul style="list-style-type: none"> устранить нагрев болтов разема путем улучшения их контакта с баком или шунтированием медными шинками
5.2	<p>Бак трансформатора:</p> <ul style="list-style-type: none"> местные температурные аномалии на баке с температурами, отличающимися от температур в аналогичных частях бака в районе других фаз на 5°C и более 	<ul style="list-style-type: none"> нарушение циркуляции масла в баке (образование застойных зон например, из-за конструктивных просчетов, смещения обмоток или разбухания их изоляции); наличие воздушных "пузырей" в верхних точках бака трансформатора и его составных частей (например, коробах для установки встроенных трансформаторов тока и коробах выводов обмотки низкого напряжения) 	<ul style="list-style-type: none"> выяснить причину образования застойной зоны при ближайшем капитальном ремонте трансформатора; выпустить воздух из образовавшихся полостей
5.3	<p>Бак РПН, расширитель:</p> <ul style="list-style-type: none"> граница уровня масла в расширителе или баке РПН не соответствует требованиям завода-изготовителя и показаниям маслоуказателя 	<ul style="list-style-type: none"> сниженный или повышенный уровень масла в баке РПН и расширителе (рис 14.22 ф, х) 	<ul style="list-style-type: none"> проверить уровень масла в расширителе на соответствие заводской документации, проверить маслоуказатель

Продолжение таблицы 14.7

1.	2.	3.	4.
5.4	Температура расширителя существенно ниже температуры верхней части бака трансформатора, уровень масла в расширителе не просматривается.	<ul style="list-style-type: none"> • нарушение сообщения между баком и расширителем (например, из-за закрытого положения плоского крана) 	<ul style="list-style-type: none"> • проверить положение запорной арматуры между баком и расширителем.
6. Система заземления:			
6.1	<p>Наличие нагревов с температурами, отличающимися от температур в аналогичных частях бака в районе других фаз на 5°C и более:</p> <ul style="list-style-type: none"> • бака в районе расположения стяжных элементов магнитопровода и конструктивных элементов бака (домкратов, прессующих колец, ярмовых балок, амортизаторов, направляющих шпилей, транспортных болтов и т.п.) - рис. 14.22 в, г; • болтов верхней части соединительной втулки ввода 750 кВ в шунтирующих реакторах РОДЦ-110000/750 	<ul style="list-style-type: none"> • наличие короткозамкнутых контуров, дополнительных точек заземления магнитопровода на бак • образование короткозамкнутого контура из-за замыкания нижней части соединительной втулки ввода 750 кВ на алюминиевое кольцо верхнего электромагнитного экрана обмотки реактора 	<ul style="list-style-type: none"> • выполнить ХАРГ масла в баке трансформатора в соответствии с действующими нормативными документами; • при ближайшем капитальном ремонте найти дополнительные точки замыкания и устранить; • выполнить ХАРГ масла в баке трансформатора в соответствии с действующими нормативными документами; • при ближайшем капитальном ремонте найти дополнительные точки замыкания и устранить
7. Система охлаждения:			
7.1	<p>Теплообменники системы охлаждения (поверхности охлаждения):</p> <ul style="list-style-type: none"> • температуры отдельных трубок охладителей существенно ниже остальных (рис. 14.22 д); • температурная "плынистость" внешней поверхности охладителя системы ДЦ (рис. 14.22 и, л); • температура всего охладителя значительно ниже температуры соседних охладителей (рис. 14.22 е, к, с); • измеренная разница температур на входе и выходе охладителя системы ДЦ ниже расчетной 	<ul style="list-style-type: none"> • нарушение проходимости труб радиаторов (возможно, отдельные трубки охладителя заглушены из-за течей или закупорены шламом); • загрязнение внешней поверхности труб и межтрубного пространства; • закрытое состояние запорной арматуры охладителя (рис.14.22 п); • снижение эффективности работы охладителя 	<ul style="list-style-type: none"> • отремонтировать или прочистить; • выполнить количественную оценку эффективности работы системы охлаждения (см. п. 14.2), при необходимости очистить поверхности охлаждения; • открыть элементы запорной арматуры; • найти и устранить причину снижения эффективности охладителя

Продолжение таблицы 14.7

1.	2.	3.	4.
7.2	<p>Термосифонные и адсорбционные фильтры:</p> <ul style="list-style-type: none"> отсутствует перепад температур между входом и выходом фильтра - в исправном фильтре он должен быть не менее, чем 3-5°C 	<ul style="list-style-type: none"> загрязнение (заплатление) термосифонных или адсорбционных фильтров (рис. 14.22 т); засорены маслопроводы, подводящие к фильтрам масло; отключенное состояние термосифонных или адсорбционных фильтров (рис. 14.22с, у) из-за закрытой запорной арматуры; отключен или поврежден маслонасос охладителя, установленный последовательно с адсорбционным фильтром; неправильное направление вращения маслонасоса 	<ul style="list-style-type: none"> заменить силикагель в фильтрах; прочистить маслопроводы; открыть запорную арматуру; проверить включенное состояние и работоспособность маслонасоса; проверить правильность направления вращения
7.3	<p>Элементы принудительной циркуляции масла и дутья:</p> <ul style="list-style-type: none"> температуры корпусов отдельных маслонасосов и/или их электродвигателей отличаются от соседних на 5°C и более 	<ul style="list-style-type: none"> дефекты электродвигателей вентиляторов системы обдува и маслонасосов (рис. 14.22 м, н); дефекты маслонасосов (рис. 14.22 о) 	<ul style="list-style-type: none"> отремонтировать или заменить ЭД; отремонтировать или заменить маслонасос
7.4	<p>Маслопроводы и запорная арматура:</p> <ul style="list-style-type: none"> температуры труб маслопроводов и запорной арматуры в тракте циркуляции масла имеют участки, отличающиеся по температуре на 5°C более 	<ul style="list-style-type: none"> запорная арматура ошибочно закрыта (рис. 14.22 ц); сечение маслопроводов сужено из-за их засорения 	<ul style="list-style-type: none"> открыть запорную арматуру; прочистить маслопроводы
8. Вспомогательные устройства:			
8.1	<p>Встроенные трансформаторы тока:</p> <ul style="list-style-type: none"> местные температурные аномалии на корпусе встроенного ТТ с температурами, отличающимися от температур в аналогичных частях бака в районе других фаз на 5°C и более 	<ul style="list-style-type: none"> обрывы в цепях вторичных обмоток встроенных трансформаторах тока; витковые замыкания, местные замыкания в магнитопроводе 	<ul style="list-style-type: none"> выполнить испытания и измерения встроенного ТТ в соответствии с требованиями ГKD 34.20.302-2002, при необходимости - заменить.

Продолжение таблицы 14.7

1.	2.	3.	4.
8.2	<p>Короба обмотки НН:</p> <ul style="list-style-type: none"> повышенный нагрев в месте стыковки с комплектным экранированным токопроводом (рис. 14.49 б, в) 	<ul style="list-style-type: none"> нарушение изоляции в месте стыковки с комплектным экранированным токопроводом 	<ul style="list-style-type: none"> восстановить изоляцию
8.3	<p>Расширитель (уровень масла):</p> <ul style="list-style-type: none"> показания маслоуказателя не соответствуют действительному уровню масла, определенному по снятой термограмме (рис. 14.22 ф, х) <p>Верхняя часть бака (температура):</p> <ul style="list-style-type: none"> показания термосигнализатора не соответствуют действительной температуре верхних слоев масла, определенной по снятой термограмме 	<ul style="list-style-type: none"> неисправен маслоуказатель; неисправен термосигнализатор 	<ul style="list-style-type: none"> оценить достоверность показаний маслоуказателей и термосигнализаторов настроить или заменить маслоуказатель; поверить и, при необходимости, заменить термосигнализатор
8.4	<p>Шкафы ШАОТ:</p> <ul style="list-style-type: none"> температура стенок шкафа зимой практически равна температуре окружающего воздуха 	<ul style="list-style-type: none"> отсутствует обогрев шкафа 	<ul style="list-style-type: none"> проверить работоспособность обогрева шкафов ШАОТ, при необходимости- выполнить ремонт

Количественная оценка эффективности работы систем охлаждения типов ДЦ и Ц маслонаполненных силовых трансформаторов в эксплуатации может быть выполнена на основе способа, описанного в [50]. Она особенно важна для трансформаторов, работающих в режиме малых нагрузок, поскольку при этом дефекты системы охлаждения (например, засорение оребрения охладителей) не будут себя проявлять в должной степени и при выходе трансформатора на номинальный режим, температурный режим трансформатора может внезапно и резко ухудшиться.

Система охлаждения типа ДЦ (дутьевое с принудительной циркуляцией масла- иногда его еще называют воздушно-масляным охлаждением) применяется для охлаждения силовых трансформаторов мощностью 63 МВА и выше. Она реализуется при помощи калориферных охладителей, в которые поступает горячее масло из верхней части бака трансформатора, которое прокачивается через трубки охладителя специальными высокопроизводительными масляными насосами и из нижней части охладителя поступает в нижнюю часть бака трансформатора (см. [25, 74, 75] и рис. 14.18). Для повышения эффективности охлаждения масла в охладителе, его трубки выполнены оребренными и обдуваются вентиляторами (см. приложение Ж).

Система охлаждения типа Ц (водо-масляное с принудительной циркуляцией масла) применяется для охлаждения силовых трансформаторов

мощностью 63 МВА и выше (особенно часто она применяется для охлаждения мощных трансформаторов внутренней установки). Принципиально она напоминает систему охлаждения типа ДЦ: горячее масло также принудительно прокачивается через маслоохладители маслонасосами, однако теплоносителем, отбирающим тепло от нагретого в трансформаторе масла, служит вода [25, 74, 75] — см. **приложение Ж**.

Вышеупомянутый способ предназначен для оценки эффективности систем охлаждения типа ДЦ и Ц и состоит в следующем.

Основной характеристикой каждого охладителя системы ДЦ или Ц является его теплосъем — тепловой поток **Рохл.**, отнесенный к определенному превышению температуры масла на входе в охладитель над температурой охлаждающей среды на входе в него. Для каждого типа охладителя теплосъем можно выразить в виде зависимости:

$$\mathbf{P_{охл.}} = f(\Delta T_{м-ос}) \quad (14-1)$$

Зависимости (14-1) для каждого типа охладителя приводятся в технической литературе [25, 74, 75] и документации заводов-изготовителей [88] — см. также **приложение Ж**.

С другой стороны, в установившемся режиме, тепловой поток (теплосъем) охладителя **Рохл.** равен тепловой мощности, отдаваемой маслом при прохождении через охладитель **Рм**. При всех равных прочих условиях, мощность **Рм** пропорциональна разности температур масла на входе и выходе охладителя **ΔТохл.**:

$$\mathbf{P_m} = \varphi(\Delta T_{охл.}) \quad (14-2)$$

Зависимость (14-2) можно определить, зная расход масла через маслоохладитель, удельную теплоемкость и плотность масла, площадь теплообмена и коэффициент теплопередачи охладителя, значения которых имеются в технической литературе [74, 75].

Таким образом, приравняв выражения (14-1) и (14-2) для каждого типа охладителя при его номинальных параметрах расчетным путем можно определить зависимость:

$$\Delta T_{охл.} = \psi(\Delta T_{м-ос}) \quad (14-3)$$

где: **ΔТохл.** = **Тм вх** – **Тм вых** — разность температур масла на входе и выходе охладителя;

ΔТм-ос = **Тм вх** – **Тос** — разность температуры масла на входе в охладитель и температуры охлаждающей среды на входе в охладитель (для охладителей типа ДЦ последняя будет являться температурой окружающего воздуха, а для охладителей типа Ц — температурой охлаждающей воды на входе в маслоохладитель).

Для некоторых типов охладителей зависимости (14-3) приводятся в заводской документации на охладитель [88].

Величины температур, входящих в выражение (14-3) могут быть непосредственно измерены приборами ИКТ на работающем трансформаторе и нанесены вместе с расчетными графиками на координатную сетку в виде точки с координатами ($\Delta T_{м-ос}$; $\Delta T_{охл.}$). Затем, приняв в качестве диагностического критерия эффективности работы конкретного охладителя величину $\Delta T_{охл.}$, можно выполнить оценку совпадения расчетных и фактических данных и эффективность работы охладителя.

Температуры входящего $T_{м вх}$ и выходящего $T_{м вых}$ масла и охлаждающей воды с достаточной точностью можно определить по температурам поверхностей соответствующих участков масло — и водопроводов, а температуру окружающего воздуха — измерив температуру поверхности любого объекта, заведомо имеющего эту температуру (например, поверхности трубопровода пожаротушения или поверхности рамы какого-либо электрического аппарата, находящегося в районе трансформатора).

Вентиляторы и маслососы охладителей типа ДЦ, а также сам трансформатор перед измерением температур должны проработать достаточное время, чтобы охладитель и трансформатор вышли на установившийся тепловой режим (ориентировочно, для охладителя — 2 часа, для трансформатора, в зависимости от его мощности — до 36 часов).

При оценке эффективности охладителей типа Ц необходимо зафиксировать расход воды и масла в момент измерений и также выполнять измерения при работе трансформатора и системы охлаждения в установившемся тепловом режиме.

Поясним алгоритм оценки эффективности системы охлаждения на примерах. На **рис. 14.23** показаны примеры зависимостей (14-2) для разных типов охладителей, полученных расчетом и по заводским данным.

Точки 1-4, нанесенные на координатную сетку на **рис. 14.23а** соответствуют координатам ($\Delta T_{м-ос}$; $\Delta T_{охл.}$), вычисленным по результатам измерений соответствующих температур на охладителях 1-4 трансформатора.

Как видно из сопоставления положения этих экспериментально определенных точек и расчетного графика, соответствующего нормальной работе охладителя данного типа, точки, соответствующие охладителям 1 и 2 практически совпадают с расчетным графиком, что свидетельствует об их нормальной работе.

Точка 3, соответствующая охладителю 3 лежит значительно выше расчетного графика, что свидетельствует о том, что расход масла через данный охладитель существенно ниже номинального (возможно, из-за дефекта маслососа), вследствие чего измеренное $\Delta T_{охл.}$ значительно выше расчетного.

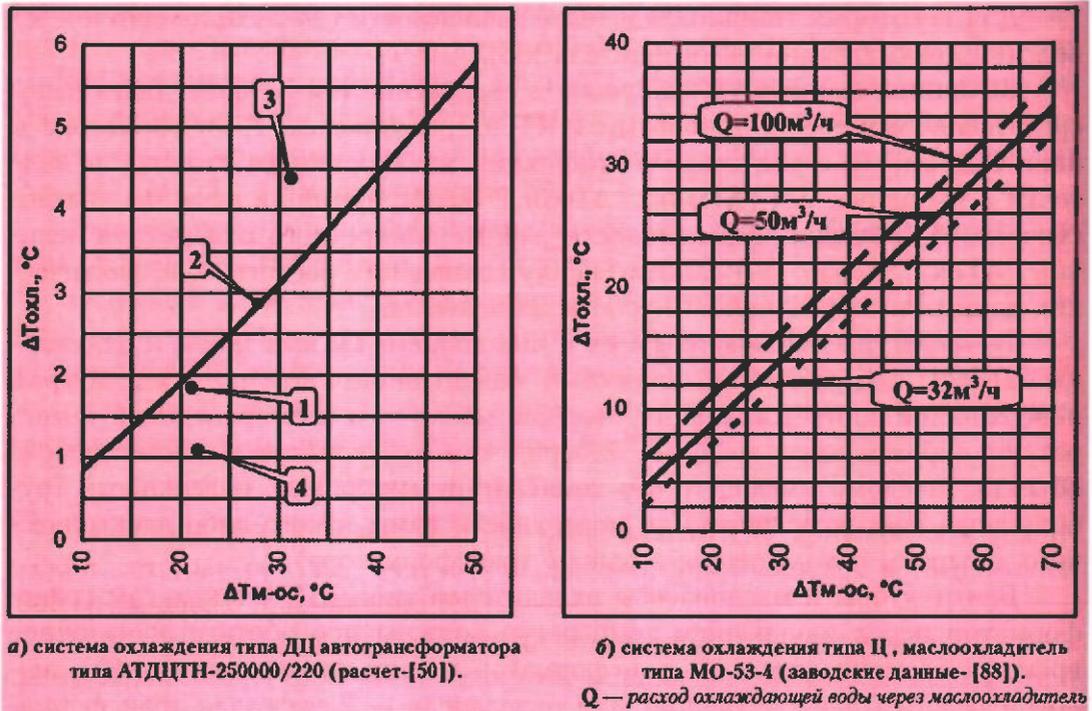


Рис. 14.23. Характерные зависимости эффективности работы охладителей силовых трансформаторов с разными системами охлаждения

Точка 4, соответствующая охладителю 4 лежит существенно ниже расчетного графика, что свидетельствует о том, что теплосъем данного охладителя снижен, возможно из-за загрязнения оребрения, вследствие чего измеренное $\Delta T_{охл.}$ значительно ниже расчетного.

Аналогичные операции можно выполнить и для охладителей типа Ц (водо-масляная система охлаждения) с той лишь разницей, что в качестве $\Delta T_{м-ос}$ будет выступать разница температур между маслом и охлаждающей водой (а не воздухом, как в системе охлаждения типа ДЦ) на входе в охладитель.

При этом, если нанесенная на координатную сетку экспериментальная точка практически совпадет с расчетной или заводской зависимостью (для расхода охлаждающей воды, который был во время измерения температур), то охладитель исправен и работает эффективно. Если этот расход не соответствовал имеющейся расчетной или заводской зависимости, то на координатную сетку наносится дополнительный расчетный график, определенный путем интерполяции, с которым и нужно сравнивать положение экспериментально определенной точки.

Если экспериментально определенная точка лежит существенно выше расчетного графика, то для данного типа охладителя это означает, что расход масла через данный охладитель существенно ниже номинального (воз-

можно, из-за дефекта маслососа), вследствие чего измеренное $\Delta T_{\text{охл.}}$ значительно выше расчетного.

Если экспериментально определенная точка лежит существенно ниже расчетного графика, то это свидетельствует о том, что теплосъем дашного охладителя снижен (возможно из-за засорения водяного тракта маслоохладителя, увеличения температуры охлаждающей воды на его входе и т. п.), вследствие чего измеренное $\Delta T_{\text{охл.}}$ значительно ниже расчетного.

Для количественной оценки состояния охладителей целесообразно ввести понятие коэффициента эффективности охладителя $K_{\text{охл.}}$ [50], который определяется выражением (14-4):

$$K_{\text{охл.}} = \Delta T_{\text{охл. изм.}} / \Delta T_{\text{охл. расч.}} \quad (14-4)$$

Для большинства случаев, можно считать [50], что охладитель находится в работоспособном состоянии, если вычисленный по выражению (14-4) коэффициент эффективности охладителя лежит в диапазоне:

$$0,7 \leq K_{\text{охл.}} \leq 1,3 \quad (14-5)$$

Таким образом, алгоритм для оценки эффективности работы охладителей типа ДЦ и Ц выглядит следующим образом:

- построить на координатной сетке (рассчитать или позаимствовать из заводской документации на охладитель) расчетные зависимости (14-3);
- измерить с помощью тепловизора или пирометра температуры, входящие в выражение (14-3);
- рассчитать разности температур, входящие в выражение (14-3);
- нанести на координатную сетку эту экспериментально определенную точку с координатами ($\Delta T_{\text{м-ос}} = T_{\text{м вх}} - T_{\text{ос}}$; $\Delta T_{\text{охл.}} = T_{\text{м вх}} - T_{\text{м вых}}$);
- оценить положение нанесенной точки относительно расчетного графика;
- определить полученный коэффициент эффективности охладителя $K_{\text{охл.}}$ и сравнить его с выражением (14-5). Если он не соответствует условию (14-5), то охладитель работает неэффективно, необходимо найти причину этого и устранить ее.

На практике, в условиях эксплуатации, зависимости вида (14-3) термографисту не всегда известны, как правило, в эксплуатационной документации на трансформатор они отсутствуют. Зачастую их нельзя найти на конкретный охладитель и в технической литературе. Зато в технической литературе, как правило, можно найти зависимости (графики) вида (14-1) – подобные зависимости на некоторые типы охладителей приведены в **приложении Ж**. В этом случае, эффективность работы охладителя можно оценить по следующему алгоритму:

- измерить тепловизором или пирометром реально имеющуюся (экспериментальную) разность температур $\Delta T_{\text{м-ос}} = T_{\text{м вх}} - T_{\text{ос}}$;

- измерить тепловизором или пирометром реально имеющуюся (экспериментальную) разность температур масла на входе и выходе охладителя $\Delta T_{\text{охл.}} = T_{\text{м вх}} - T_{\text{м вых}}$;
- по имеющимся графикам $P_{\text{охл.}} = f(\Delta T_{\text{м вх-ос}})$ определить расчетный теплосъем $P_{\text{охл.}}^{\text{расч.}}$ данного охладителя при имеющемся превышении температуры $\Delta T_{\text{м вх-ос}}$;
- по имеющемуся расчетному теплосъему, определить расчетную разность температур масла на входе и выходе охладителя по формуле, приведенной в ГОСТ 3484-77:

$$\Delta T_{\text{охл.}}^{\text{расч.}} = \frac{P_{\text{охл.}}^{\text{расч.}}}{v \times \rho \times c}, \quad (14-6)$$

где:

$T_{\text{охл.}}^{\text{расч.}}$ — расчетная разность температур масла на входе и выходе охладителя;

$P_{\text{охл.}}^{\text{расч.}}$ — расчетный теплосъем данного охладителя при имеющемся превышении температуры масла на входе охладителя над температурой воздуха на входе в охладитель $\Delta T_{\text{м вх-ос}}$;

V — производительность маслососа данного охладителя, м³/с;

ρ — плотность трансформаторного масла, кг/м³ (см. таблицу Ж.3 приложения Ж) при средней измеренной температуре масла в охладителе (полусумма температур масла на входе и выходе охладителя);

c — удельная теплоемкость трансформаторного масла, кг/м³ (см. таблицу Ж.3 приложения Ж) при средней измеренной температуре масла в охладителе (полусумма температур масла на входе и выходе охладителя)

- руководствуясь критериями, изложенными в п.п. 14-20-14.23 данного подраздела, сравнивая реально имеющуюся (экспериментальную) — $\Delta T_{\text{охл.}} = T_{\text{м вх}} - T_{\text{м вых}}$ разность температур масла на входе и выходе охладителя, оценить эффективность работы охладителя.

Если графики зависимости вида (14-1) для данного вида охладителя термографисту тоже неизвестны, то расчетный теплосъем охладителя, для использования его в выражении (14-6), можно определить по приближительной формуле, зная измеренную разность температур $\Delta T_{\text{м-ос}} = T_{\text{м вх}} - T_{\text{ос}}$, которая приводится в [25]:

$$P_{\text{охл.}}^{\text{расч.}} \approx 2,136 * \Delta T^{1,238}, \quad (14-7)$$

где:

ΔT — разность температур масла и охлаждающего воздуха на входе в охладитель, °С.

Для облегчения расчетов, зависимости вида (14-1÷14.7) можно выразить для имеющихся на энергопредприятии типов охладителей в аналитическом или табличном виде. Затем вышеизложенный алгоритм количественного определения эффективности охладителей можно формализовать в виде компьютерной программы, что значительно облегчит обработку результатов измерений и оценку эффективности работы охладителей.

При анализе результатов обследования и выработке рекомендаций, аномальные тепловые картины, полученные при обследованиях силовых трансформаторов, следует сопоставлять с технической (конструкторской) документацией на трансформатор, и на его системы и узлы - для привязки обнаруженных тепловых аномалий к конструкции конкретного трансформатора (учесть расположение обмоток, отводов катушек и обмоток, зон циркуляции масла, других элементов активной части).

Для выработки окончательных рекомендаций, результаты ТД ИКТ в обязательном порядке сопоставляются с результатами испытаний и измерений, регламентируемых ГKD 34.20.302-2002.

Необходимо также учесть результаты измерений, полученными другими методами (измерениями под рабочим напряжением, ХАРГ, измерениями частичных разрядов и т. п.), а также результаты, полученные при обследовании других фаз этого же трансформатора или полученные на трансформаторах аналогичной конструкции.

Рекомендуемые сроки локализации и/или устранения дефектов силовых трансформаторов приведены в **таблице 14.8.**

Таблица 14.8. Рекомендуемые сроки локализации и/или устранения дефектов силовых трансформаторов

№ п/п	Части и системы трансформатора, в которых найдены или подозреваются дефекты, характер дефектов	Сроки локализации и/или устранения дефектов	
		Маслонаполненные трансформаторы и реакторы	Сухие трансформаторы
1.	2.	3.	4.
1.	Открытые КС	в соответствии с указаниями раздела 12	
2.	Высоковольтные вводы	в соответствии с указаниями подраздела 14.11 и 14.12	
3.	Встроенные трансформаторы тока	<ul style="list-style-type: none"> • при величинах температурных параметров превышающих значения таблицы 14.9 - по аварийной заявке; • в остальных случаях - при ближайшем отключении, но не позднее 30 дней. 	-

Продолжение таблицы 14.8

1.	2.	3.	4.
4.	Бак трансформатора: дефекты, связанные с нагревами обмоток, магнитопровода, нарушением изоляции отдельных элементов магнитопровода (консоли, ярмовые балки, стяжные шпильки, пресующие кольца, бандажы, полубандажы, домкраты и т. п.) - при выявлении местных температурных аномалий на поверхности бака, нагрев болтов разъема бака	<ul style="list-style-type: none"> • при плановом капитальном ремонте, при выполнении следующих условий: • температура верхних слоев масла не превышает значений, установленных в таблицах 14.5, 14.6 и заводской документации; - результаты испытаний, выполненных в соответствии с ГКД 34.20.302-2002 положительные; - диэлектрические характеристики масла, результаты его химического анализа, ХАРГ соответствуют действующим нормам. Если вышеуказанные условия не выполняются, необходимо рассмотреть вопрос о внеплановой ревизии трансформатора с его вскрытием	-
5.	Бак и расширитель: снижение уровня масла в баке РПН и расширителе; нарушение сообщения между баком и расширителем (например, из-за закрытого положения плоского крана)	по аварийной заявке	-
6.	Обмотки, магнитопровод и переключатель отпаек, доступные для осмотра	-	<ul style="list-style-type: none"> • при величинах температурных параметров, превышающих требования завода-изготовителя – по аварийной заявке; • в остальных случаях - 30 дней
7.	Навесные устройства РПН	<ul style="list-style-type: none"> • при оценочных значениях температурных параметров, превышающих значений таблиц 14.5 и 14.6 - немедленно; • в остальных случаях - при ближайшем ремонте 	-
8.	Система охлаждения: загрязнение внешней поверхности оребрения труб и межтрубного пространства; дефекты или отключенное состояние термосифонных фильтров, дефекты ЭД вентиляторов системы обдува и маслянасосов	<ul style="list-style-type: none"> • если температура верхних слоев масла близка к значениям таблицы 14.5 - при ближайшем ремонте, но не позднее следующего сроков: <ul style="list-style-type: none"> - летом - в течение 30 дней; - зимой - в течение 60 дней • если температура верхних слоев масла достигает значений, указанных в таблице 14.6 - по аварийной заявке 	-

Кроме указанных в тексте, при написании подраздела также использованы публикации [3, 9, 11, 23, 31, 43, 56, 62, 66, 85, 87].

14.3. Коммутационные электрические аппараты с номинальным напряжением выше 1000 В (высоковольтные выключатели, выключатели нагрузки, контакторы, разъединители и отделители, предохранители).

Конструктивные особенности позволяют выполнять ТД ИКТ следующих частей коммутационных аппаратов высокого напряжения:

- **разъемных и неразъемных контактных соединений** коммутационных аппаратов (наружных и внутренних);
- **высоковольтных вводов** коммутационных аппаратов (дефекты болтовых соединений, резьбовых соединений с токоведущей трубой, повышение диэлектрических потерь в изоляции вводов, наличие воздуха в адаптерах встроенных трансформаторов тока, незаземленные измерительный и специальный выводы вводов, снижение уровня масла и т. п.);
- **элементов конструкции** коммутационных аппаратов, выполненных из стеклопластика и склонных к образованию ползущих разрядов (т. п. "треков");
- **опорных изоляторов** коммутационных аппаратов;
- **уровня масла в баках** маслонаполненных коммутационных аппаратов, запламление бака;
- **систем подогрева** коммутационных аппаратов (неправильная работа, включенное состояние в летнее время, дефекты и т. п.);
- **проводящей части и изоляции колец-ловителей** подвесных разъединителей (плохие контакты, дефекты сварки и т. п.).

Конструктивные схемы выключателей и разъединителей, приведены на **рис. 14.24–14.31**: выносками на них показаны места возникновения возможных температурных аномалий; конструктивное исполнение некоторых типов коммутационных аппаратов приведены также в **приложении Е**.

ТД ИКТ открытых контактных соединений (контактов) коммутационных аппаратов высокого напряжения выполняются в соответствии с указаниями **раздела 12**.

ТД ИКТ высоковольтных вводов коммутационных аппаратов выполняются в соответствии с указаниями **подраздела 14.11**.

ТД ИКТ опорных изоляторов коммутационных аппаратов выполняются в соответствии с указаниями **подраздела 14.12**.

При выполнении обследований следует выполнять указания **п. 11.2**.

Температуры нагрева и соответствующие превышения температуры частей электрических аппаратов и электротехнических устройств переменного тока частоты 50 или 60 Гц на напряжение свыше 1000 В (выключатели, разъединители, отделители, контакторы) а также изоляционного масла (для маслонаполненных аппаратов) при продолжительном протекании номинального тока не должны превышать норм нагрева по ГОСТ 8024-90, приведенных в **таблице 14.9.**

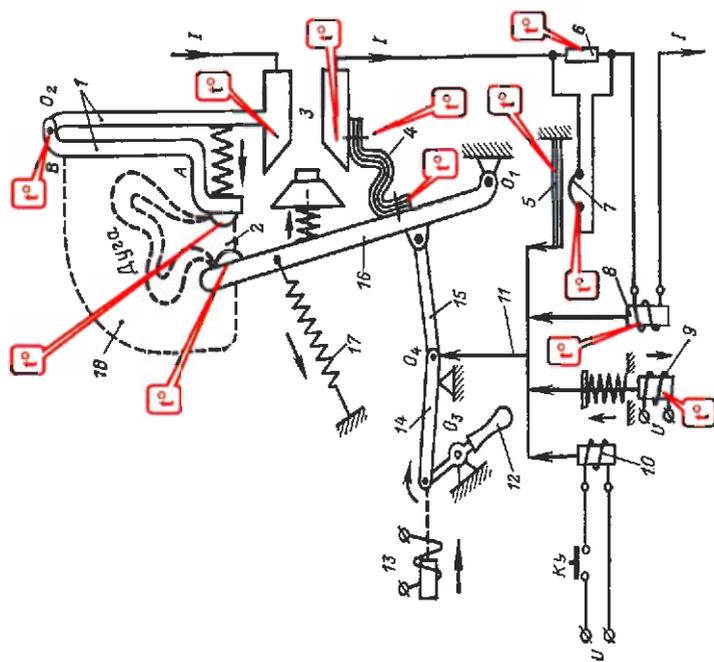


Рис. 14.25. Устройство типового автомата. Выносками показаны места возможных температурных аномалий:

1 — шинки; 2 — дугогасительные контакты; 3 — главные контакты; 4 — гибкая связь; 5 — биметаллический расцепитель; 6 — добавочное сопротивление; 7 — нагреватель; 8 — максимальный расцепитель; 9 — минимальный расцепитель; 10 — независимый расцепитель; 11 — механическая связь с расцепителем; 12 — рукоятка ручного включения; 13 — электромагнитный привод; 14, 15 — рычаги механизма свободного расцепления; 16 — контактный рычаг; 17 — отключающая пружина; 18 — дугогасительная камера

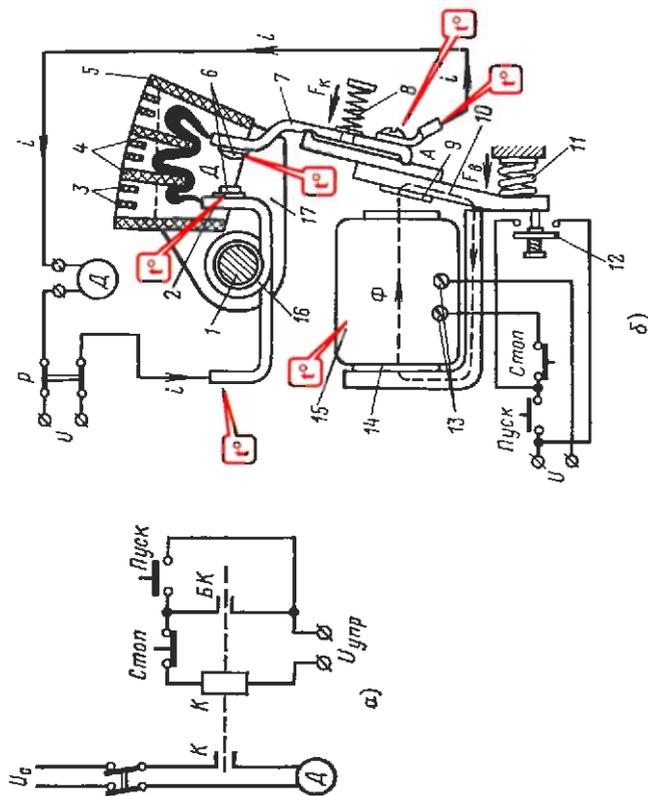


Рис. 14.24. Электрическая и конструктивная схема типового контактора. Выносками показаны места возможных температурных аномалий:

1 — стальной сердечник магнитной системы для втягивания дуги; 2 — неподвижный контакт; 3 — пламегасительная решетка; 4 — изоляционные перегородки; 5 — дугогасительная камера; 6 — контактные накладные прокладки; 7 — подвижный контакт; 8 — пружина; 9 — немагнитная лагуновая прокладка; 10 — якорь; 11 — отключающая пружина; 12 — блок-контакты; 13 — зажимы катушки; 14 — сердечник катушки; 15 — катушка; 16 — катушка для втягивания дуги; 17 — полюсные наконечники магнитной системы для втягивания дуги

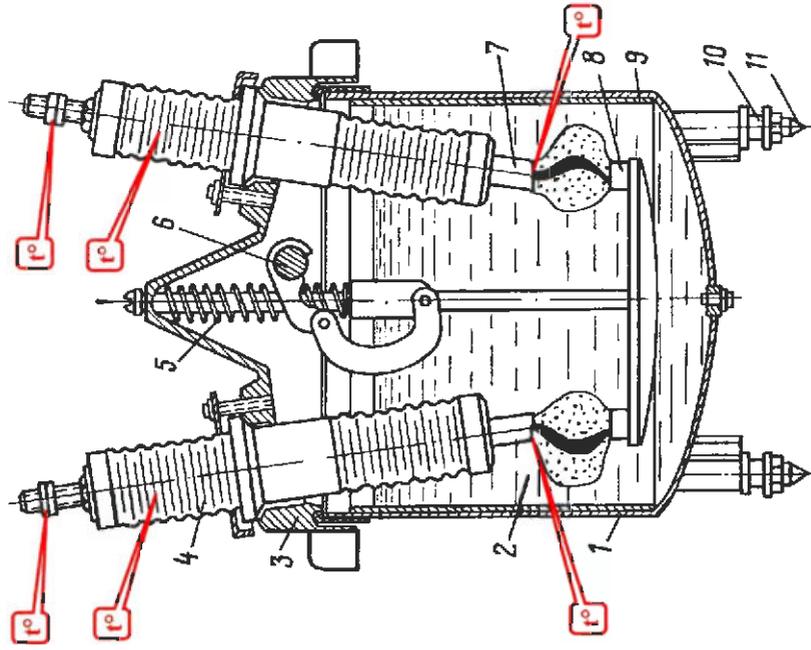


Рис. 14.27. Устройство бакового масляного выключателя. Выносками показаны места возможных температурных аномалий:

1 — стальной бак; 2 — масло; 3 — чугунная крышка; 4 — вводы; 5 — отключающая пружина; 6 — вал привода с защелкой; 7 — неподвижные контакты; 8 — подвижные контакты; 9 — защитное изоляционное покрытие; 10 — тонкостенные трубки, предотвращающие взрыв бака; 11 — болты

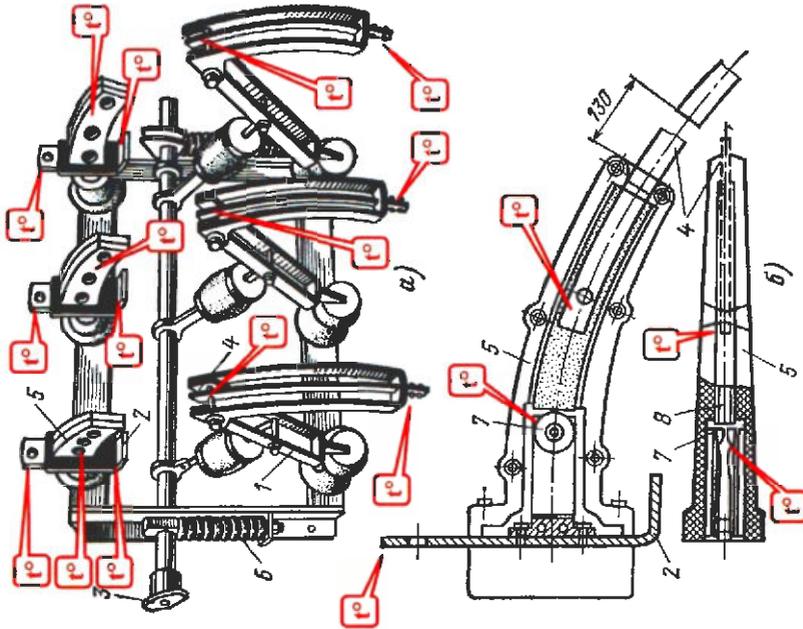


Рис. 14.26. Общий вид и устройство выключателя нагрузки. Выносками показаны места возможных температурных аномалий:

а) общий вид; б) устройство дугогасительной камеры

1 — подвижный контакт; 2 — главный неподвижный контакт; 3 — вал; 4 — подвижный дугогасительный контакт; 5 — корпус дугогасительной камеры; 6 — отключающая пружина; 7 — неподвижный дугогасительный контакт; 8 — газогенерирующие вкладыши

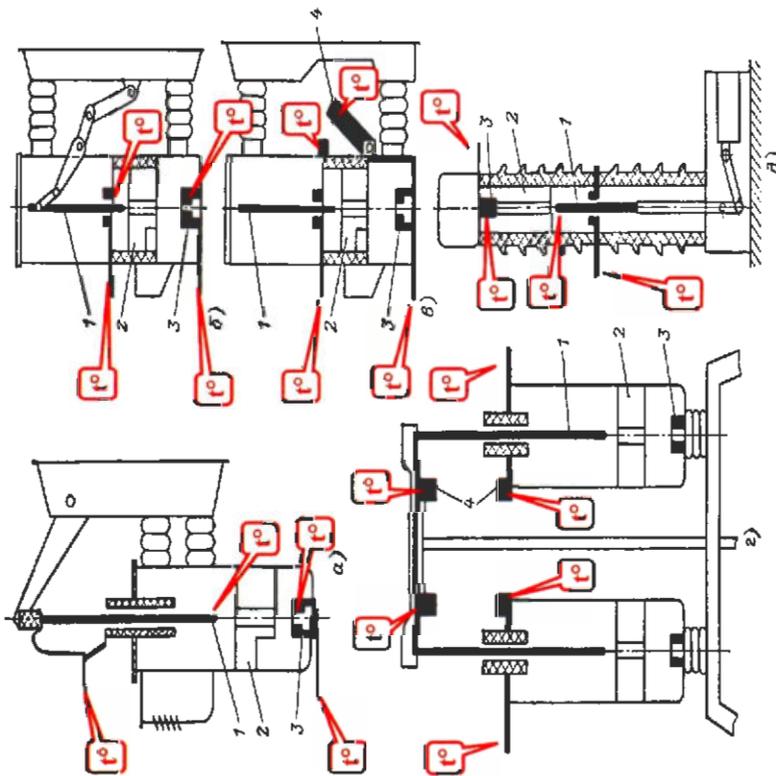


Рис. 14.28. Конструктивные схемы полюсов маломасляных выключателей. Выносками показаны места возможных температурных аномалий:

а) горшковыс (ВМГ-133, ВМГ-10 и т. п.) б) подвесного типа (серии ВМП и т. п.); в) подвесного типа с двумя парами контактов; г) с двумя дугогасительными разрывами (серии МГ и МГТ и т. п.); д) колонковые (серия ВМК и т. п.)

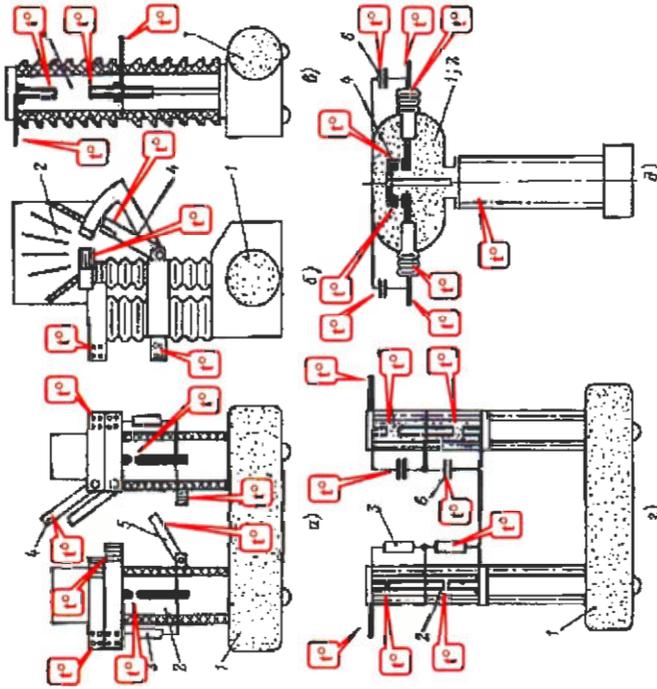


Рис. 14.29. Конструктивные схемы полюсов воздушных выключателей. Выносками показаны места возможных температурных аномалий:

1 — ресивер; 2 — дугогасительная камера; 3 — шунтирующее сопротивление; 4 — главные контакты; 5 — отделитель; 6 — емкостной делитель напряжения.

Рис. 14.30. Один из вариантов устройства врубных контактов разъединителя. Выносками показаны места возможных температурных аномалий:

- 1 — гибкая связь;
- 2 — пружина;
- 3 — ламель;
- 4 — лопатка

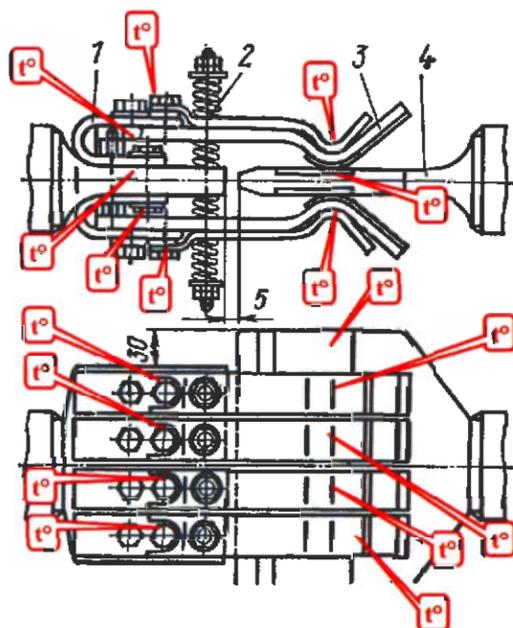


Рис. 14.31. Общий вид подвесного разъединителя. Выносками показаны точки возможных температурных аномалий:

- 1 — трос;
- 2 — гирлянда изоляторов;
- 3 — токоведущие башмаки подвижной части;
- 4 — пружнящие лапы;
- 5 — груз;
- 6 — кольцо-ловитель;
- 7 — телескопический заземлитель;
- 8 — опорный изолятор или трансформатор тока

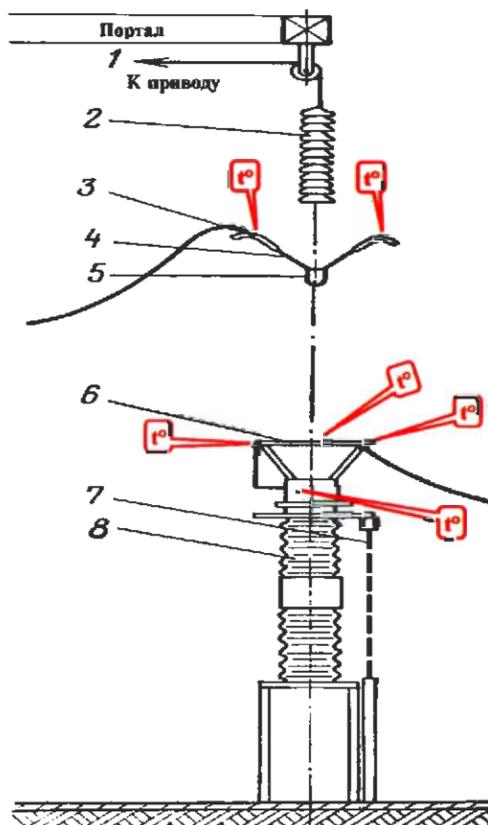


Таблица 14.9. Нормы нагрева частей электрических аппаратов и электротехнических устройств переменного тока напряжением выше 1000В (по ГОСТ 8024-90)

№ п/п	Наименование частей аппаратов и материалов, из которых они изготовлены	Наибольшая допустимая температура нагрева ¹	Допустимое превышение температуры над эффективной температурой окружающего воздуха 40°C ^{1, 2, 3}
		°C	°C
1.	2.	3.	4.
1. Контакты (в элегазе/изоляционном масле)⁴:			
1.1.	из меди и медных сплавов: • без покрытий • с накладными покрытиями из серебра • с покрытием серебром или никелем • с покрытием оловом	90/80 120/90 105/90 90/90	50/40 80/50 65/50 50/50
1.2.	металлокерамические вольфрамо- молибденосодержащие • на основе меди • на основе серебра	- /85 - /90	- /45 - /50
2. Соединения, кроме сварных и паяных (в элегазе/изоляционном масле):			
2.1.	из меди, алюминия и их сплавов без покрытий	105/100	65/60
2.2.	из меди, алюминия и их сплавов с покрытием оловом	105/100	65/60
2.3.	из меди, алюминия и их сплавов с покрытием серебром или никелем	115/100	75/60
3. Материалы, используемые в качестве изоляции и металлические детали в контакте с изоляцией следующих классов нагревостойкости по ГОСТ 8865-93:			
3.1.	класс нагревостойкости Y	90	50
3.2.	класс нагревостойкости A	100	60
3.3.	класс нагревостойкости E	120	80
3.4.	класс нагревостойкости B	130	90
3.5.	класс нагревостойкости F	155	115
3.6.	класс нагревостойкости H	180	140
3.7.	класс нагревостойкости 200°C и выше	200 и выше ⁵	160 и выше ⁵
4. Верхние слои изоляционного масла:			
4.1.	в маслонаполненных коммутационных аппаратах	90	50
5. Токоведущие (кроме контактов и контактных соединений) и нетоковедущие металлические части:			
5.1.	не изолированные и не соприкасающиеся с изоляционными материалами	120	80
6. Металлические детали (кроме контактов) или детали из изоляционных материалов:			
6.1.	соприкасающиеся с маслом	100	60
7. Металлические детали или детали из изоляционных материалов:			
7.1.	к которым возможно прикосновение обслуживающего персонала, в том числе находящиеся на высоте	60	-
8. Встроенные трансформаторы тока:			
8.1	обмотки	-	10
8.2	магнитопроводы	-	15

Примечания:

- Нормы нагрева, приведенные в таблице, не распространяются на части аппаратов, находящиеся в вакууме.
- При других значениях эффективной температуры окружающего воздуха по ГОСТ 15543.1-89 или отличающихся от них, допустимые превышения температуры,

- указанные в таблице, должны быть изменены таким образом, чтобы температуры нагрева не превышали установленных норм. Значения эффективной температуры, отличающиеся от установленных ГОСТ 15543.1-89, указывают на аппараты конкретных типов.
3. Для аппаратов, технические задания которых утверждены до 1.01.90, эффективную температуру окружающего воздуха принимают равной 35°С.
 4. Если контакт-детали имеют разное покрытие, то нормы нагрева принимают: для контактов по той детали, для которой нормы нагрева имеют меньшее значение; для соединений по той детали, нормы нагрева которой имеют большее значение. Если одна из контакт-деталей не имеет покрытия, то нормы нагрева принимают такие же, как и для контактов и соединений, не имеющих покрытия.
 5. При температуре соседних токоведущих частей не превышающей значений, указанных в таблице.

Следует иметь в виду, что температурные дефекты вводов и делительных конденсаторов воздушных выключателей можно выявить только в отключенном положении выключателя и собранной схеме присоединения (т.е. необходимо, чтобы к диагностируемому элементу было приложено рабочее напряжение и через них протекал ток утечки). Как правило, такие схемы в эксплуатации существуют только во время между отключением выключателя и разборкой схемы оперативным персоналом, т.е. кратковременно, поэтому выявление дефектов делительных конденсаторов и вводов при нормальной эксплуатации проблематично.

Тем не менее, дефекты делительных конденсаторов и эпоксидных вводов воздушных выключателей систематически выявляются при их капитальных ремонтах. Например, на рис. 14.32 показано выявленное при капиталь-



Рис. 14.32. Следы ползучего разряда — т. н. "треки" по поверхности эпоксидного ввода модуля воздушного выключателя ВВД-330

"Треки" в эпоксидной изоляции обычно возникают в результате увлажнения поверхности изоляции при нахождении ее под рабочим напряжением без продувки. В данном случае выключатель находился в работе без капитального ремонта 12 лет.

ном ремонте повреждение эпоксидного ввода воздушного выключателя ВВД-330, которое могло привести к серьезному повреждению выключателя.

Поэтому, необходимо использовать каждое приемлемое для диагностики вводов и делительных конденсаторов состояние схемы ОРУ, когда к этим элементам приложено рабочее напряжение и через них протекают токи утечки. Особенно это актуально для оборудования с большими сроками службы и большими фактическими межремонтными сроками.

Температуры нагрева и превышения температуры над температурой окружающего воздуха открытых КС и токоведущих частей коммутационных аппаратов не должны превышать значений, указанных в **таблице 12.1** (п.п. 1, 2, 4, 5, 7, 8, 11, 21), других частей КА — не должны превышать значений, указанных в **таблице 14.9** (п.п. 1–8).

Допустимые превышения температуры над температурой окружающего воздуха 40°С изолированных токоведущих частей автоматических быстродействующих выключателей постоянного тока с номинальным напряжением от 230 до 3300 В при номинальном токе не должны превышать указанных в **таблице 14.10**.

Таблица 14.10. Допустимые превышения температуры изолированных токоведущих частей автоматических быстродействующих выключателей постоянного тока (по ГОСТ 2585-81)

№ п/п	Наименование изолированных токоведущих частей	Допустимое превышение температуры для изоляционных материалов с классами нагревостойкости по ГОСТ 8865-93, °С, не более				
		А	Е	В	Г	Н
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.
1.	Многослойные обмотки большого сопротивления (параллельные обмотки)	60	75	85	105	125
2.	Единичные проводники, однослойные обмотки, многослойные обмотки малого сопротивления	65	80	90	110	130

Признаки и причины появления некоторых температурных дефектов в отдельных частях коммутационных аппаратов, а также меры по их локализации и устранению, приведены в таблице 14.11.

Таблица 14.11. Признаки и причины появления некоторых температурных дефектов в отдельных частях КА меры по их локализации и устранению

№ п/п	Части контактных соединений, на которых наблюдаются тепловые аномалии, характер аномалий	Возможная причина возникновения тепловых аномалий	Меры по локализации и устранению дефектов
1.	2.	3.	4.
1. Маломасляные выключатели серии ВМТ (см. рис. Е1.10 приложения Е):			
в соответствии с указаниями раздела 12			
1.1	Открытые контактные соединения		
1.2	Нагрев верхней части колпачка полюса (полулюбоуса) выключателя выше на 2°С и более по сравнению с аналогичной точкой другой фазы, причем градиент температуры направлен от линейного вывода (рис. 14.33д)	<ul style="list-style-type: none"> дефект резьбового КС в точке 1 (см. рис. Е1.10) 	<ul style="list-style-type: none"> выполнить измерения омического сопротивления токоведущего контура полюса (полулюбоуса) в соответствии с требованиями ГКУД 34.20.302-2002;
1.3	Нагрев колпачка полюса (полулюбоуса) выключателя на уровне аппаратного зажима выше на 2°С и более по сравнению с аналогичной точкой другой фазы (рис. 14.33е, з)	<ul style="list-style-type: none"> дефект болтового КС в точке 2 (см. рис. Е1.10) 	<ul style="list-style-type: none"> при несоответствии измеренных омических сопротивлений заводским нормам, устранить дефекты КСК в соответствующих точках
1.4	Равномерный нагрев по всему периметру нижней части колпачка полюса (полулюбоуса), частично захватывающий верхнюю часть фарфоровой изоляционной вышеле части фарфоровой изоляционной вышеле на 2°С и более по сравнению с аналогичной точкой другой фазы (рис. 14.33ж)	<ul style="list-style-type: none"> дефекты КСК в точках 3, 4, 5, 6 (см. рис. Е1.10), причем дефект возможен как в каждой из этих точек отдельно, так и в любой их комбинации 	
1.5	Нагрев корпуса токоввода выключателя выше на 2°С и более по сравнению с аналогичной точкой другой фазы	<ul style="list-style-type: none"> дефект КС в точке 7 (см. рис. Е1.10) 	
1.6	Температура покрышки опорного изолятора, на котором размещено дугогасительное устройство выше на 2°С и более по сравнению с аналогичной точкой другой фазы.	<ul style="list-style-type: none"> работает подогреватель только той фазы, где температура фарфоровой покрышки опорного изолятора выше, чем температура покрышки дугогасительного устройства 	<ul style="list-style-type: none"> летом: отключить работающий подогреватель; зимой: проверить включенное состояние и работоспособность неработающих подогревателей; при необходимости включить, отремонтировать или заменить подогреватели
2. Маломасляные выключатели других серий:			
2.1	Температура фланца дугогасительного устройства выше на 2°С и более по сравнению с аналогичной точкой другой фазы (рис. 14.33и, р)	<ul style="list-style-type: none"> дефект внутренних контактов дугогасительного устройства (корпуса) или отделителя 	<ul style="list-style-type: none"> выполнить ревизию дугогасительного устройства или отделителя
2.2	Температура опорного изолятора, на котором размещено дугогасительное устройство выше на 2°С и более по сравнению с аналогичной точкой другой фазы (рис. 14.72)	<ul style="list-style-type: none"> развитие поверхности разряда по внутренней поверхности изолятора (внутренний пробой) 	<ul style="list-style-type: none"> заменить изолятор
3. Масляные баковые выключатели:			
в соответствии с указаниями раздела 12			
3.1	Открытые контактные соединения		
3.2	Высоковольтные вводы		в соответствии с указаниями подраздела 14.11 (см. также рис. 14.33м)

Продолжение таблицы 14.11

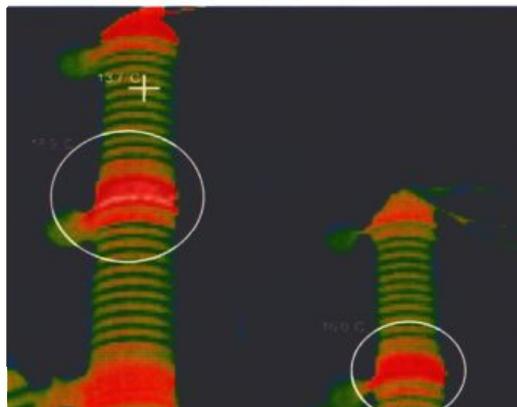
1.	2.	3.	4.
3.3	Верхняя треть бака одной из фаз выключателя нагрета сильнее на 2,0°С и более, чем баки других фаз в этой же зоне (рис. 14.33в, л, п)	дефект внутренних контактов дугогасительного устройства	<ul style="list-style-type: none"> • выполнить измерения омического сопротивления тоководящего контура полюса (полу-ГКД 34.20.302-2002; • при несоответствии измеренных омических сопротивлений заводским нормам, устранить дефекты КСК в соответствующих точках
3.4	Температура алаптера ввода масляного выключателя выше на 2,0°С и более по сравнению с другими фазами в этой же точке (рис. 14.33к)	<ul style="list-style-type: none"> • разомкнута вторичная цепь трансформатора тока; • внутренний дефект трансформатора тока 	<ul style="list-style-type: none"> • устранить дефект; • заменить трансформатор тока
3.5	Нижняя треть бака одной из фаз выключателя нагрета сильнее на 2,0°С и более, чем баки других фаз в этой же зоне	работает подогреватель на фазе с большей температурой	<ul style="list-style-type: none"> • летом: отключить работающий подогреватель; • зимой: проверить включенное состояние и работоспособность неработающих подогревателей; при необходимости включить, отремонтировать или заменить подогреватели
3.6	Район поддона бака одной из фаз выключателя холоднее на 2,0°С и более, чем баки других фаз в этой же зоне, причем наблюдается заметная граница между зонами с разной температурой в этом же баке	на дне бака скопилось вода и/или шлам	<ul style="list-style-type: none"> • удалить шлам
3.7	На баке выключателя четко выделяются две зоны: верхняя - с более высокой температурой и нижняя - с более низкой температурой, причем наблюдается заметная граница между зонами с разной температурой	уровень масла в бак выключателя снижен	<ul style="list-style-type: none"> • долить масло
4.1	Старые контактные соединения и контакты	4. Воздушные, элегазовые и вакуумные выключатели: в соответствии с указаниями раздела 12	
4.2	Температура фланца дугогасительного устройства или отщепителя выше на 2°С и более по сравнению с аналогичной точкой другой фазы (рис. 14.33а-г, е)	дефект внутренних контактов дугогасительного устройства или отщепителя	<ul style="list-style-type: none"> • выполнить измерения омического сопротивления тоководящего контура полюса (полу-ГКД 34.20.302-2002; • при несоответствии измеренных омических сопротивлений заводским нормам, устранить дефекты КСК в соответствующих точках
4.3	Температура опорного изолятора, на котором размещено дугогасительное устройство или отщепитель, выше на 2°С и более по сравнению с аналогичной точкой другой фазы	дефект опорного изолятора (см. подраздел 14.12)	<ul style="list-style-type: none"> • заменить изолятор.
4.4	Наиболее температурных аномалий на поверхности опорного изолятора (фарфоровой покрышки) с температурами выше на 2°С и более по сравнению с аналогичными точками на оставшей поверхности этого же изолятора (фарфоровой покрышки) - рис. 14.34	развитие ползущих разрядов в деталях из стеклотекстолита или другой изоляции из органических материалов, находящихся внутри покрышки	<ul style="list-style-type: none"> • выполнить ревизию фарфоровой покрышки и высоковольтные испытания деталей из органических материалов в соответствии с ГКД 34.20.302-2002, при необходимости заменить эти детали

Продолжение таблицы 14.11

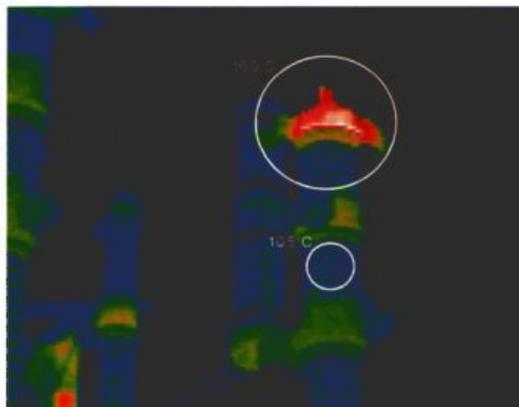
1.	2.	3.	4.
4.5	Температура стенок шкафов управления некоторых полюсов (полулюсов) существенно выше соседних	<ul style="list-style-type: none"> не работают подогреватели на соседних полюсах (полулюсах) 	<ul style="list-style-type: none"> летом: отключить работающие подогреватели на других полюсах (полулюсах); зимой: проверить включенное состояние и работоспособность неработающих подогревателей; при необходимости включить, отремонтировать или заменить подогреватели
5. Разъединители:			
5.1	Открытые контактные соединения и контакты	в соответствии с указаниями раздела 12	
5.2	Опорно-стержневые изоляторы	в соответствии с указаниями подраздела 14.12	
5.3	Температуры отдельных ламелей разъединителя горизонтально-поворотного типа отличаются между собой на 10°C и более (рис. 14.33Т, Ф)	<ul style="list-style-type: none"> разное контактное нажатие, загрязнение и окисление отдельных ламелей 	<ul style="list-style-type: none"> очистить ламели от грязи и окислов, выполнить измерения контактного нажатия в соответствии с заводской документацией
5.4	Отдельные участки токоведущих башмаков, кольца-ловителя и опорных стоек подвешенного разъединителя (см. рис. 14.31, Е.2.1, и Е. 2.2; рис. 14.33у) имеют локальные перегревы с температурой 10°C и более по отношению к другим их частям	<ul style="list-style-type: none"> нарушение контакта отдельных токоведущих башмаков с кольцом-ловителем из-за перекоса подвижной части, загрязнения и окисления отдельных токоведущих башмаков; дефекты сварки кольца-ловителя и опорных стоек 	<ul style="list-style-type: none"> очистить токоведущие башмаки от грязи и окислов, отцентровать подвижную часть разъединителя по отношению к кольцу-ловителю в соответствии с заводской документацией; устранить дефекты сварки
6. Отделители:			
6.1	Открытые контактные соединения и контакты (для отделителей с открытой контактной системой)	в соответствии с указаниями раздела 12 и рекомендациями для разъединителей данной таблицы	
6.2	Опорно-стержневые изоляторы	в соответствии с указаниями подраздела 14.12	
6.3	Температуры отдельных частей отделителя выше на 2°C и более по сравнению с аналогичной точкой другой фазы (для отделителей с закрытой контактной системой, например, воздушнонаполненных)	см. рекомендации для воздушных, элегазовых и вакуумных выключателей данной таблицы	
7. Предохранители:			
7.1	Открытые контактные соединения	в соответствии с указаниями раздела 12	
7.2	Опорно-стержневые изоляторы	в соответствии с указаниями подраздела 14.12	
7.3	Температура фланца предохранителя выше на 10°C и более по сравнению с аналогичной точкой другой фазы	<ul style="list-style-type: none"> плохой контакт в месте присоединения плавкой вставки к фланцу предохранителя 	<ul style="list-style-type: none"> улучшить контакт

Продолжение таблицы 14.11

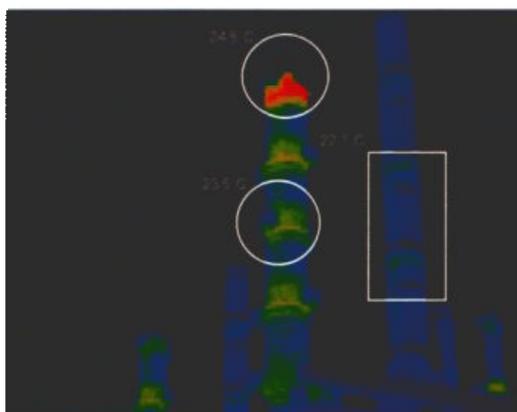
1.	2.	3.	4.
7.4	Температура корпуса предохранителя равномерна и выше на 3°C и более по сравнению с аналогичным предохранителем другой фазы (рис.14.33ч)	<ul style="list-style-type: none"> • асимметрия токов по фазам из-за несимметрии нагрузки; • в данной фазе установлен предохранитель с сечением плавкой вставки отличающейся от других 	<ul style="list-style-type: none"> • отсимметрировать нагрузку по фазам, при возможности - поставить предохранитель под усиленный контроль; • заменить плавкую вставку
7.5	Температурная аномалия в средней части корпуса предохранителя, температура в этой области выше на 5°C и более по сравнению с аналогичной точкой другой фазы (рис. 14.33ц)	<ul style="list-style-type: none"> • внутренний дефект плавкой вставки предохранителя (плавкая вставка имеет заводской дефект или "подплавлена"); • увлажнение кварцового наполнителя предохранителя из-за нарушения герметичности его корпуса 	<ul style="list-style-type: none"> • заменить плавкую вставку
8. Выключатели нагрузки и контакторы:			
8.1	Открытые контактные соединения и контакты	в соответствии с указаниями раздела 12	
8.2	Опорно-стержневые изоляторы	в соответствии с указаниями подраздела 14.12	
8.3	Температура корпуса выключателя нагрузки или контактора с закрытой контактной системой выше на 2°C и более по сравнению с аналогичной точкой другой фазы (термограмма имеет вид, подобный изображенному на рис. 14.76а)	<ul style="list-style-type: none"> • дефект внутренних контактов выключателя или контактора 	<ul style="list-style-type: none"> • выполнить измерения омического сопротивления токоведущего контура фазы в соответствии с требованиями ГКД 34.20.302-2002; • при несоответствии измеренных омических сопротивлений заводским нормам, устранить дефекты КСК в соответствующих точках



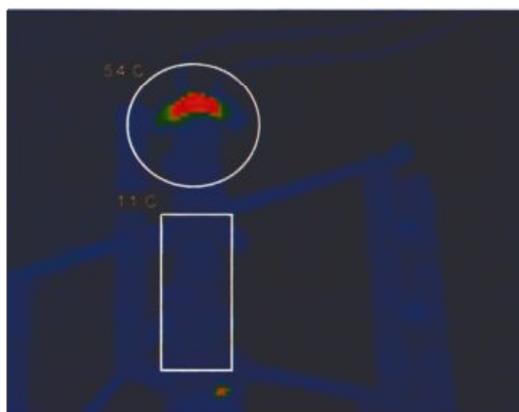
а) нагрев фланцев отделителя выключателя ВВН-110 из-за дефектов контактной системы.



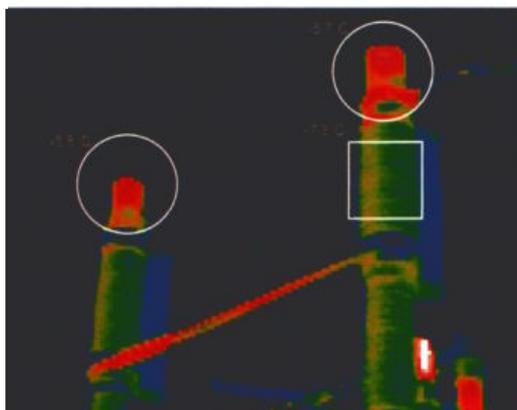
б) нагрев верхнего фланца дугогасительной камеры выключателя ВВН-110 из-за дефектов контактной системы.



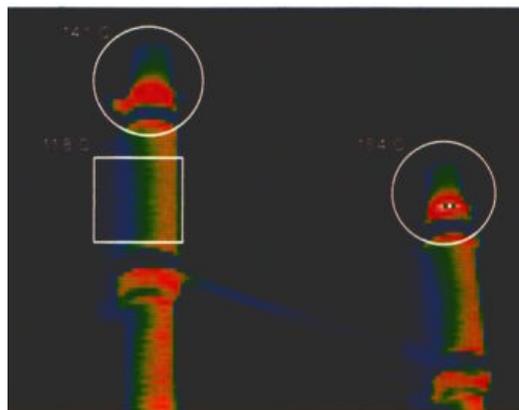
в) нагрев верхнего фланца дугогасительной камеры выключателя ВВН-220 из-за дефектов контактной системы.



г) нагрев верхнего фланца дугогасительной камеры выключателя ВВН-330 из-за дефектов контактной системы.

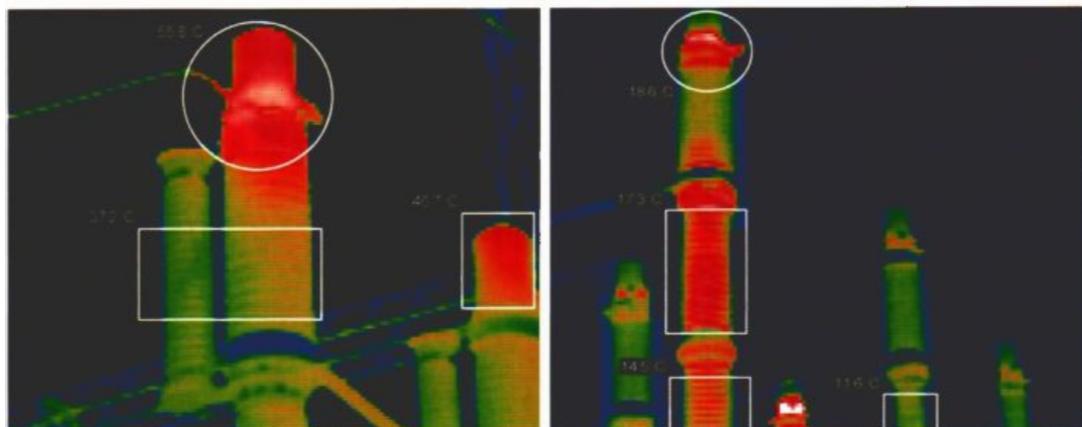


д) нагрев верхних фланцев модулей выключателя ВМТ-220.



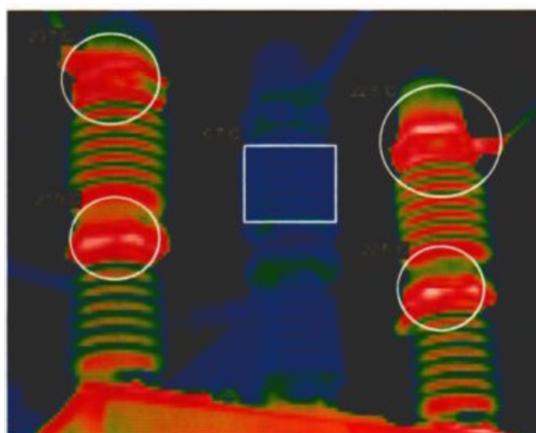
е) нагрев верхних фланцев модулей выключателя ВМТ-220.

Рис. 14.33 (а–е). Характерные термограммы дефектов коммутационных аппаратов с номинальным напряжением выше 1000 В

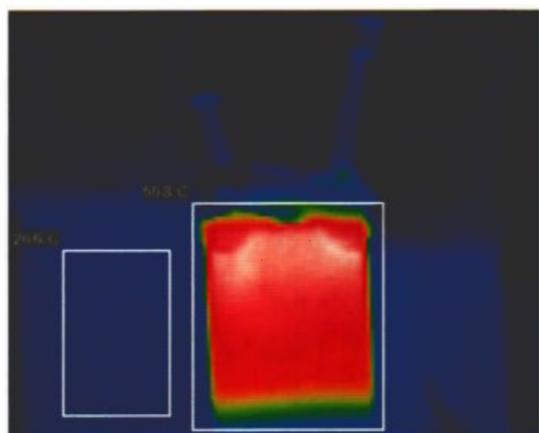


ж) нагрев верхнего фланца модуля выключателя ВМТ-220.

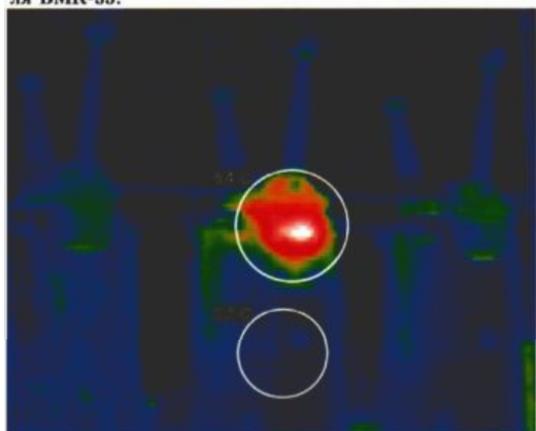
з) нагрев верхнего и нижнего фланцев модуля выключателя ВМТ-220. Неправильная работа обогрева.



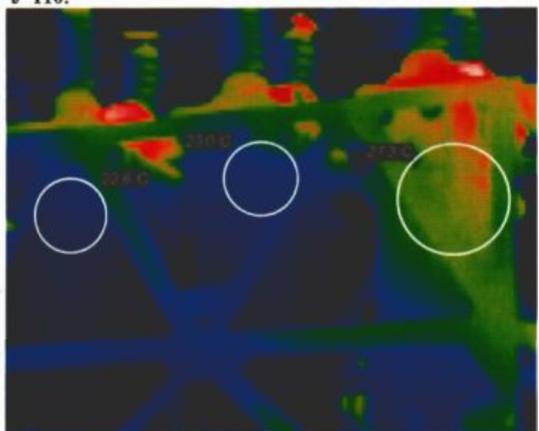
н) повышенные нагревы камер крайних фаз выключателя ВМК-35.



й) повышенный нагрев бака средней фазы выключателя У-110.

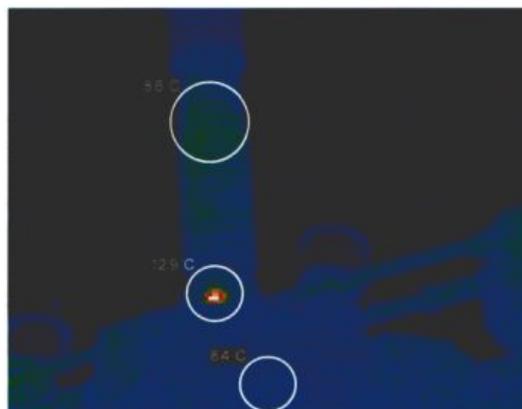


к) повышенный нагрев адаптера ввода выключателя У-110 из-за дефекта встроеного ТТ.

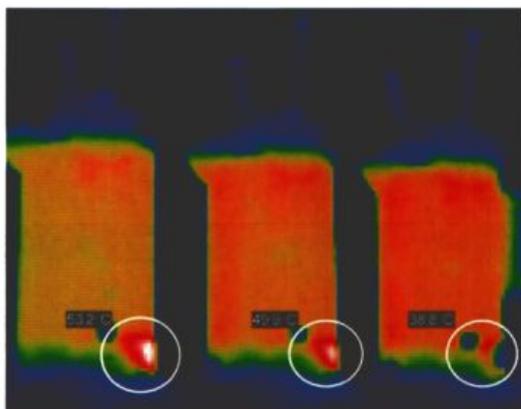


л) нагрев бака выключателя МКП-35 из-за дефектов контактной системы.

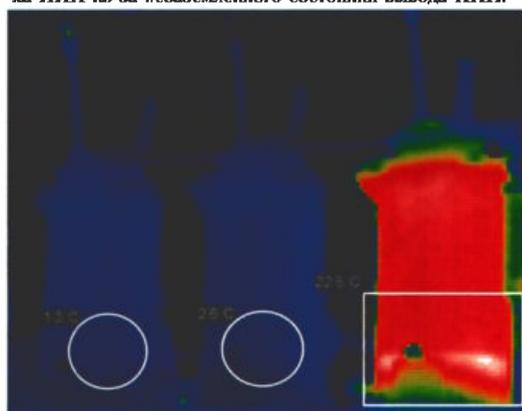
Рис. 14.33 (ж–л). Характерные термограммы дефектов коммутационных аппаратов с номинальным напряжением выше 1000 В



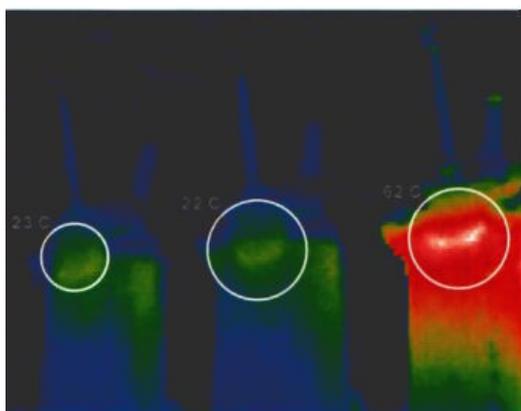
м) ввод ГБМВ выключателя У-110. Нагрев крышки кожуха ПИН из-за незаземленного состояния вывода ПИН.



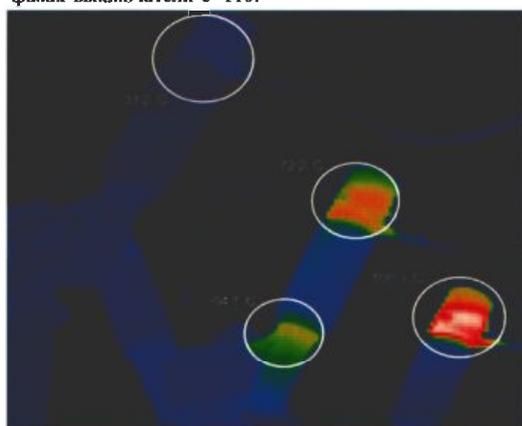
н) нормальная работа подогрева выключателя У-110.



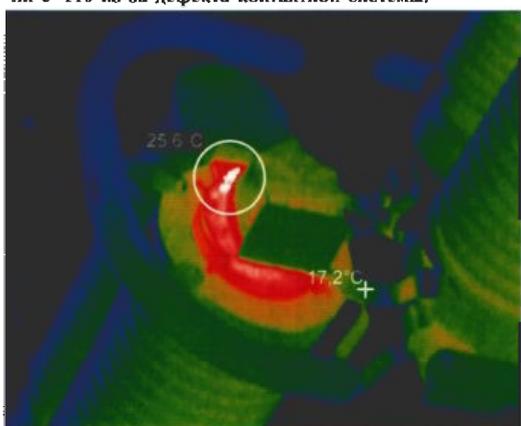
о) не работает подогрев на крайней левой и средней фазах выключателя У-110.



п) повышенный нагрев верхней части бака выключателя У-110 из-за дефекта контактной системы.

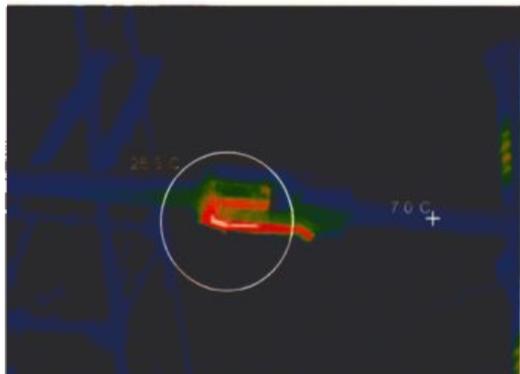


р) нагрев элементов модулей выключателя ММО-110 из-за дефектов контактной системы.

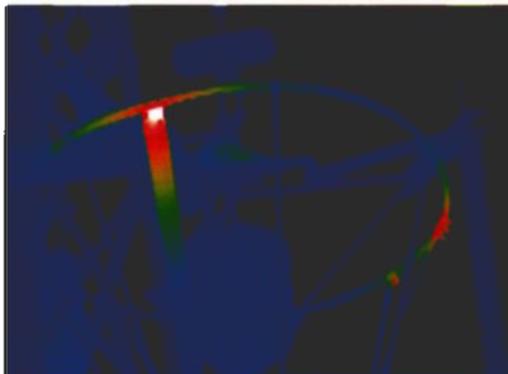


с) нагрев торца модуля выключателя ВНВ-330 из-за перегрева контактной системы внутри модуля или в соединениях между модулями.

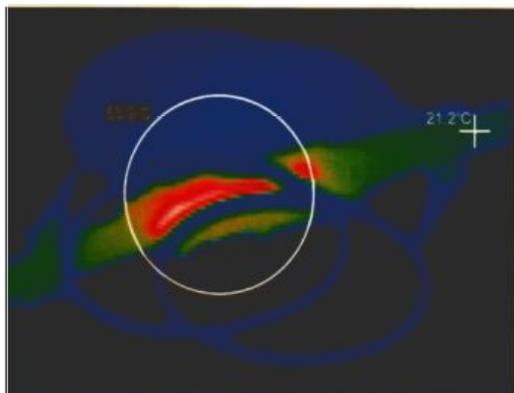
Рис. 14.33 (м–с). Характерные термограммы дефектов коммутационных аппаратов с номинальным напряжением выше 1000 В



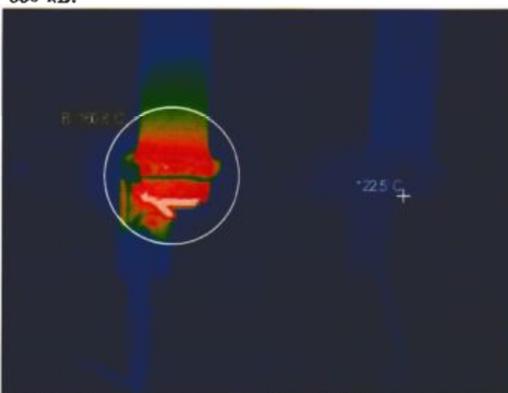
г) дефект врубных контактов ножей разъединителя 330 кВ. Хорошо видны перегретые ламели ножей.



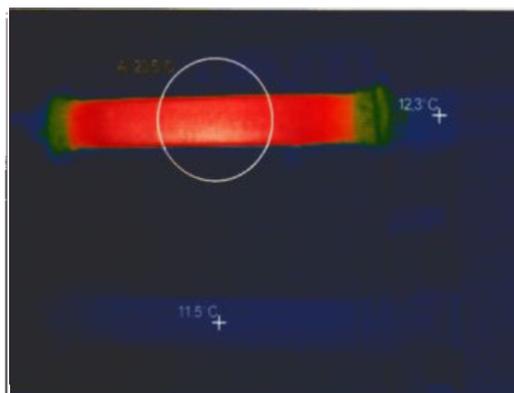
у) дефекты сварных соединений на кольце-ловителе неподвижного контакта подвесного разъединителя 330 кВ.



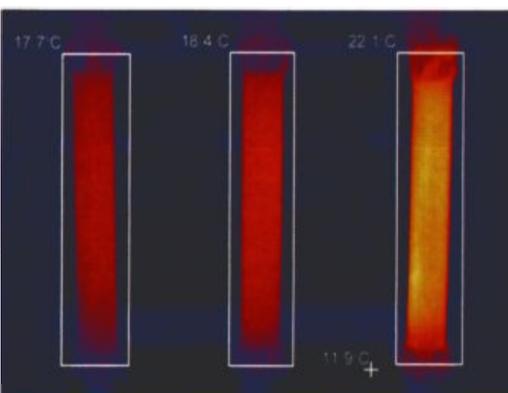
ф) дефект контактной системы разъединителя 330 кВ.



х) сильный нагрев нижней части предохранителя 10 кВ. Через 5 часов после съемки предохранитель взорвался.

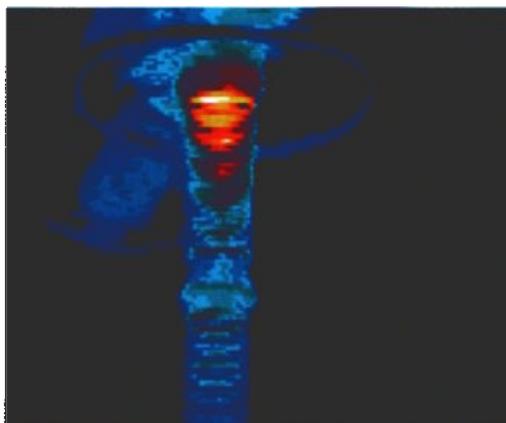


ц) внутренний дефект плавкой вставки предохранителя 10 кВ.

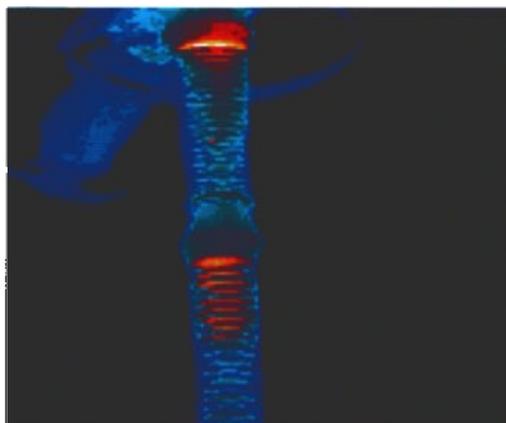


ч) нагрев предохранителя 10 кВ из-за асимметрии нагрузки по фазам присоединения.

Рис. 14.33 (г–ч). Характерные термограммы дефектов коммутационных аппаратов с номинальным напряжением выше 1000 В



а) термограмма верхнего элемента опорной колонки в момент обнаружения дефекта (температурная аномалия в районе верхнего фланца фарфоровой покрышки опорной колонки с максимальной температурой на 6°C выше остальной поверхности покрышки).



б) термограмма верхней части опорной колонки через 12 суток с момента обнаружения дефекта (появление второй температурной аномалии в районе верхнего фланца соседней фарфоровой покрышки опорной колонки с максимальной температурой на 4°C выше остальной поверхности покрышки).



в) общий вид (верхняя часть — слева).



г) фрагмент верхней части.



д) фрагмент средней части.



е) фрагмент нижней части.

На внешней поверхности стеклопластикового воздуховода отчетливо видны следы ползущего разряда ("трека"), возникшего из-за нарушения герметичности опорной колонки и увлажнения воздуховода.

Конструктивно опорная колонка включателя-отключателя выполнена из 6-и ребристых полых фарфоровых покрышек, внутри которых проходят 2 последовательно соединенных стеклопластиковых воздуховода, подающих сжатый воздух высокого давления в дугогасящие камеры. Между внешней поверхностью воздухопроводов и внутренней поверхностью фарфоровых покрышек имеется принудительно вентилируемый осушенным воздухом воздушный кольцевой зазор. Вся эта конструкция уплотнена резиновыми уплотнениями и должна быть герметичной.

При разборке и ревизии опорной колонки выяснилось, что герметичность воздушного кольцевого зазора нарушена, внешняя поверхность верхней стеклопластиковой трубы увлажнена, вследствие чего по ней развился т.н. ползучий разряд или "трек", в месте которого было значительное энерговыделение. На рисунке видны следы обугливания стеклопластика от протекания тока утечки под воздействием рабочего напряжения, что и послужило причиной появления тепловых аномалий на поверхности фарфоровых покрышек. Измерение сопротивления изоляции верхнего стеклопластикового воздуховода мегаомметром показало, что практически вся она зашунтирована "треком". Следовательно, половина опорной изоляции включателя-отключателя отсутствовала, что неизбежно привело бы к короткому замыканию внутри опорной колонки, разрыву фарфоровой покрышки от давления, созданного продуктами горения стеклопластика при воздействии дуги и падению фазы на землю с ее разрушением.

Аналогичные последствия может вызвать увеличение влагосодержания воздуха, используемого для вентиляции внутренней полости опорной колонки.

Рис. 14.34. Термограммы (а, б) верхней части фарфоровой опорной колонки включателя-отключателя шунтирующего реактора 750 кВ и фотографии (в–е) стеклопластикового воздуховода, проходившего внутри опорной колонки и демонтированного по результатам диагностики

Рекомендуемые сроки локализации и/или устранения дефектов коммутационных аппаратов приведены в таблице 14.12.

Таблица 14.12. Рекомендуемые сроки локализации и/или устранения дефектов КА

№ п/п	Части коммутационных аппаратов, в которых найдены или подозреваются дефекты, характер дефектов	Сроки локализации и/или устранения дефектов
1.	2.	3.
1.	Открытые контактные соединения КА	в соответствии с указаниями раздела 12
2.	Высоковольтные вводы баковых масляных выключателей	в соответствии с указаниями подраздела 14.11
3.	Контактная система воздушных и масляных выключателей	<ul style="list-style-type: none"> • при величинах температурных параметров превышающих значения таблицы 14.9 - по аварийной заявке; • в остальных случаях - при ближайшем выводе в ремонт, но не позднее, чем через 60 дней
4.	Встроенные трансформаторы тока баковых масляных выключателей	<ul style="list-style-type: none"> • при величинах температурных параметров превышающих значения таблицы 14.9 - по аварийной заявке; • в остальных случаях - при ближайшем останове, но не позднее, чем через 30 дней
5.	Элементы конструкции КА, выполненных из стеклопластика и склонных к образованию ползущих разрядов (т.н. "треков") - нагревы на поверхности фарфоровых крышек и других оболочек выключателя, внутри которых находятся стеклопластиковые детали	выполнить ревизию выключателя по аварийной заявке, осмотр и испытания стеклопластиковых деталей в соответствии с ГКД 34.20.302-2002
6.	Фарфоровая опорная изоляция КА, состоящая из одного элемента	при ближайшем выводе в ремонт, но не позднее, чем через 30 дней
7.	Элементы многоэлементной фарфоровой опорной изоляции КА	при ближайшем выводе в ремонт, но не позднее, чем через 60 дней
8.	Пониженный уровень масла в баках маслonaполненных КА	по аварийной заявке
9.	Система подогрева КА	<ul style="list-style-type: none"> • зимой - по аварийной заявке; • летом - до наступления осенне- зимнего максимума
10.	Выключатели нагрузки и контакторы	<ul style="list-style-type: none"> • при дефектах открытых КСК - в соответствии с указаниями раздела 12; • при других дефектах - по местным условиям (по решению технического руководителя энергопредприятия)
11.	Разъединители	
12.	Отделители	
13.	Предохранители	

При написании подраздела использованы публикации [9, 11, 39, 42, 47, 78].

14.4. Измерительные трансформаторы тока с номинальным напряжением выше 1000В.

В электроустановках применяется большое количество типов измерительных трансформаторов (ТТ) тока как внутренней, так и наружной установки [5, 72, 73]. Конструктивное исполнение некоторых типов ТТ приведены в **приложении Е**.

Конструктивные особенности трансформаторов тока позволяют диагностировать средствами инфракрасной техники следующие дефекты:

- **нарушение контактов в разъемных и неразъемных контактных соединениях** (наружных и внутренних);
- **нарушение контактов в переключателях ответвлений** первичных обмоток ТТ (наружных и внутренних);
- **дефекты основной изоляции** (общее повышение диэлектрических потерь в основной изоляции из-за ее увлажнения, загрязнения и старения; локальное повышение диэлектрических потерь в основной изоляции, обусловленное конструктивными особенностями конкретных типов ТТ; появление в литой эпоксидной изоляции ТТ проводящих дорожек- "треков" и т. п.). На **рис. Е3.1—Е3.6 приложения Е** стрелками показаны наиболее вероятные места ухудшения и повреждения основной изоляции;
- **дефекты вторичных обмоток** и магнитопровода (витковые замыкания во вторичных обмотках, замыкания между пластинами в магнитопроводе);
- **снижение уровня масла** в баках маслонаполненных ТТ;
- **дефекты разрядников**, установленных между элементами многоэлементных ТТ (на связующих обмотках);
- **дефекты монтажа** (например, шунтирование первичной обмотки при ошибках монтажа ТТ типа ТРН (ТФРМ) в паре с подвесным разъединителем-неправильным подключением соединительной потенциальной перемычки между линейным выводом и баком ТТ, неправильным подключением неподвижного контакта и заземляющего ножа разъединителя).

При выполнении ТД ИКТ открытых КС, следует руководствоваться указаниями **раздела 12** настоящего УМП.

При выполнении обследований следует выполнять указания **п. 11.2**.

Температуры нагрева и превышения температуры над температурой окружающего воздуха открытых контактных соединений и токоведущих частей измерительных ТТ не должны превышать значений, указанных в **таблице 12.1**, других частей ТТ, а также изоляционного масла (для маслонаполненных ТТ) при продолжительном протекании номинального тока не должны превышать норм нагрева по ГОСТ 8024-90, приведенных в **таблице 14.9**.

Признаки и причины появления некоторых дефектов ТТ, выявляемых средствами инфракрасной техники а также меры по их локализации и устранению, приведены в **таблице 14.13**; характерные термограммы выявляемых дефектов — на **рис. 14.35—14.36**.

Таблица 14.13. Признаки и причины появления некоторых дефектов ТТ, выявляемых средствами инфракрасной техники, меры по их локализации и устранению

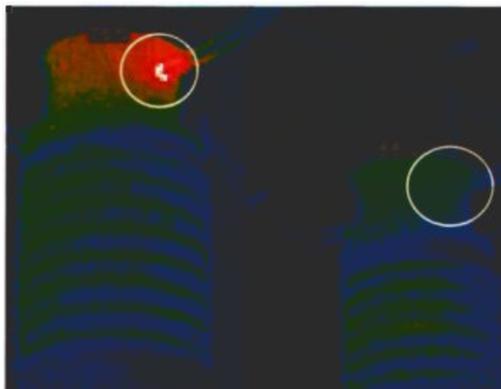
№ п/п	Признаки дефекта	Возможная причина возникновения тепловых аномалий	Меры по локализации и устранению дефектов
1.	2.	3.	4.
1. Переключитель коэффициента трансформации:			
1.1	Температура КС внешнего переклюателя коэффициента трансформации не соответствует значениям для открытых КС (см. раздел 12 и термометру рис. 14.35б)	дефекты контактной системы внешнего переклюателя коэффициента трансформации ТТ	действовать в соответствии с указаниями раздела 12
1.2	Превышение температуры поверхности расширителя ТТ типа ТФ3М в районе расположения внутреннего переклюателя коэффициента трансформации составляет 60°С и более, и/или избыточная температура по отношению к другим фазам больше 5°С	дефекты контактной системы внутреннего переклюателя коэффициента трансформации ТТ	<ul style="list-style-type: none"> • выполнить внешний осмотр, измерение омического сопротивления тоководящего контура первичной обмотки всех трех фаз, сравнить между собой; • выполнить ХАРГ трансформаторного масла ТТ; • при необходимости выполнить ревизию переключателя по результатам комплексного анализа.
2. Основная изоляция:			
2.1	Температуры фарфоровых покрышек или расширителей маслянаполненных ТТ, измеренные в аналогичных зонах покрышек разных фаз, отличаются между собой на 2°С и более. Покрышка (расширитель) каждой из фаз нагрета равномерно	<ul style="list-style-type: none"> • повышение общих диэлектрических потерь основной изоляции ТТ из-за ее увлажнения и/или загрязнения продуктами разложения масла, а также старения изоляции; ухудшение качества масла 	<ul style="list-style-type: none"> • выполнить внешний осмотр, испытания и измерения ТТ и определение диэлектрических характеристик масла в соответствии с ГЖД 34.20.302-2002; • выполнить химический анализ и ХАРГ трансформаторного масла; • при необходимости выполнить ревизию или замену ТТ по результатам комплексного анализа
2.2	Локальные температурные аномалии на поверхности фарфоровой покрышки фазы ТТ типа: <ul style="list-style-type: none"> • ТФ3М, ТФН (напротив расположения "звена") - см. рис. Е.3.1-Е.3.4 приложения Е; • ТФУМ (напротив мест наложения бандажей на изоляцию первичной обмотки) - см. рис. Е.3.5 приложения Е 	<ul style="list-style-type: none"> • локальное повышение диэлектрических потерь в месте сопряжения звеньев обмоток; • обрыв или ослабление ниток бандажей, вызванный короткими замыканиями, воздействующими на ТТ в процессе эксплуатации с последующим нарушением плотности бумажной изоляции (смятие); возможен разрыв бумажной оплетки и фольги конденсаторной изоляции, повышение градиента электрического поля в месте дефекта, возникновение частичных разрядов, образование газовых вclusions, локальный нагрев изоляции. 	<ul style="list-style-type: none"> • выполнить внешний осмотр, испытания и измерения ТТ и определение диэлектрических характеристик масла в соответствии с ГЖД 34.20.302-2002; • выполнить химический анализ и ХАРГ трансформаторного масла; • выявить, подвергнется ли ТТ воздействию токов к.з. в эксплуатации, определить величины и длительности протекания токов к.з.; • при необходимости выполнить ревизию или замену ТТ по результатам комплексного анализа

Продолжение таблицы 14.13

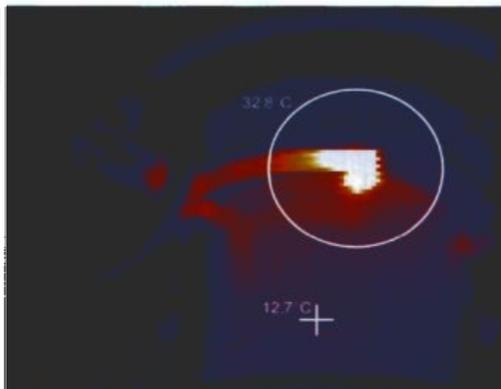
1.	2.	3.	4.
<p>2.3</p> <p>Локальные температурные аномалии на поверхности ТТ типа:</p> <ul style="list-style-type: none"> • ТРН, ТОРН (напротив "тройников" и верхней части рывовидной обмотки) - см. рис. Е3.6 приложения Е; • ТТ с литой эпоксидной изоляцией (температурные аномалии преимущественно ориентированы в направлении "потенциал-земля") 	<p>3.</p> <ul style="list-style-type: none"> • локальные дефекты основной изоляции, вызванные увлажнением бумажно-масляной изоляции в процессе эксплуатации, наличие газовых включений в изоляции из-за ее неудовлетворительной термовакуумной обработки при изготовлении или ремонте ТТ. • старение либо увлажнение изоляции, развитие процессов трексообразования в эпоксидной изоляции ТТ, работающих в условиях увлажнения, конденсации влаги и/или загрязнения внешней изоляции ТТ 	<p>4.</p> <ul style="list-style-type: none"> • выполнить внешний осмотр, испытания и измерения ТТ и определение диэлектрических характеристик масла в соответствии с ГКД 34.20.302-2002; • выполнить химический анализ и ХАРГ трансформаторного масла; • при необходимости выполнить ревизию или замену ТТ по результатам комплексного анализа; 	<p>3.1</p> <p>Локальные температурные аномалии на поверхности ТТ с литой эпоксидной изоляцией. Возможен повышенный нагрев всей фазы ТТ по сравнению с другими фазами</p>
<p>3.2</p> <p>Температуры фарфоровых покрышек маслонаполненного ТТ, измеренные в зонах покрышек трех фаз напротив размещения вторичных обмоток, отличаются между собой на 1°С и более</p>	<p>3. Вторичные обмотки и магнитопровод:</p> <ul style="list-style-type: none"> • обрыв цепи вторичной обмотки; • замыкание между пластинами (витками) трансформаторной стали сердечника; • витковые замыкания во вторичных обмотках 	<ul style="list-style-type: none"> • выполнить внешний осмотр, испытания и измерения ТТ в соответствии с ГКД 34.20.302-2002; • при необходимости выполнить ревизию ТТ по результатам комплексного анализа 	<ul style="list-style-type: none"> • выполнить внешний осмотр, испытания и измерения ТТ и определение диэлектрических характеристик масла в соответствии с ГКД 34.20.302-2002; • выполнить химический анализ и ХАРГ трансформаторного масла; • при необходимости выполнить замену ТТ по результатам комплексного анализа
<p>4.1</p> <p>Температуры фарфоровых покрышек или расширителей разных фаз маслонаполненного ТТ отличаются между собой, причем на фазе с пониженным уровнем масла верхняя часть покрышки или расширителя холоднее нижней с четко различимой границей между ними</p>	<p>4. Снижение уровня масла:</p> <ul style="list-style-type: none"> • снижение уровня масла в маслонаполненном ТТ 	<ul style="list-style-type: none"> • проверить уровень масла по маслоуказателю или другим способом; • при необходимости выполнить ревизию ТТ и доливку масла под вакуумом с последующими испытаниями и измерениями изоляции ТТ в соответствии с ГКД 34.20.302-2002 	

Продолжение таблицы 14.13

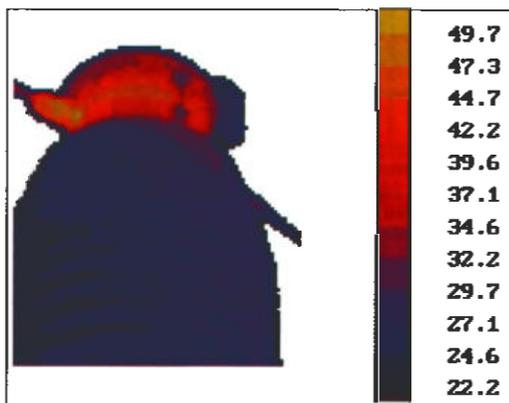
1.	2.	3.	4.
5.1	Нагрев потенциальной перемычки Л2 между линейным выводом и баком ТТ типа ТРН или ТФРМ (см. рис. 14.36а). Причины дефекта описаны также в [28]	<p>5. Дефекты монтажа:</p> <ul style="list-style-type: none"> ошибочное соединение при монтаже потенциальной перемычки между линейным выводом Л1 ТТ и его баком (на рис. 14.36б показана пунктиром), при этом происходит шунтирование первичной обмотки ТТ и часть рабочего тока ТТ протекает по следующим шунтирующим цепям: <ul style="list-style-type: none"> первая - бак ТТ - ошибочно установленная потенциальная перемычка (пунктир)-линейный вывод ТТ Л1; вторая - линейный вывод ТТ Л2 - ошиновка 9 - заземлителя - крепление 8 неподвижного контакта заземлителя - бак ТТ; ошибочное соединение при монтаже контактного вывода 2 подвижного разъединителя с линейным выводом Л1 ТТ (линия 4 на рис. 14.36б соединена не с выводом Л2, а с выводом Л1) при потенциальной перемычке и ошиновке 9 неподвижного контакта заземлителя, соединенных с выводом Л2, при этом происходит шунтирование первичной обмотки ТТ и часть рабочего тока ТТ протекает по следующим шунтирующим цепям: <ul style="list-style-type: none"> первая - контактное кольцо 1 - стойка 11 - опорный элемент 10 - бак ТТ - потенциальная перемычка 5 (параллельно с ошиновкой заземлителя 9) - линейный вывод ТТ Л2; вторая - линейный вывод ТТ Л1 - ошибочно установленная между контактными выводами 2 и линейным выводом Л1 шина 4 (на рисунке показана соединенной с выводом Л2) - контактное кольцо 1; ошибочное соединение при монтаже неподвижного контакта заземлителя 9 подвижного разъединителя с линейным выводом Л1 ТТ при потенциальной перемычке, установленной на вывод Л2 (ошиновка заземлителя 9 на рис. 14.36б соединена не с выводом Л2, а с выводом Л1), при этом происходит шунтирование первичной обмотки ТТ и часть рабочего тока ТТ протекает по следующим шунтирующим цепям: <ul style="list-style-type: none"> первая - бак ТТ - ошибочно соединенная с линейным выводом Л1 ТТ ошиновка 9 заземлителя - линейный вывод ТТ Л1; вторая - бак ТТ - потенциальная перемычка 5 - линейный вывод ТТ Л2 	<ul style="list-style-type: none"> потенциальная перемычка должна быть установлена только на одном линейном выводе ТТ, к которому подключаются также контактный вывод неподвижного контакта подвижного разъединителя и ошиновка неподвижного контакта заземлителя; контактный вывод неподвижного контакта подвижного разъединителя должен быть соединен с тем выводом ТТ, к которому присоединена потенциальная перемычка ТТ и ошиновка неподвижного контакта заземлителя; ошиновка неподвижного контакта заземлителя подвижного разъединителя должна быть соединена с тем выводом ТТ, к которому присоединена потенциальная перемычка ТТ



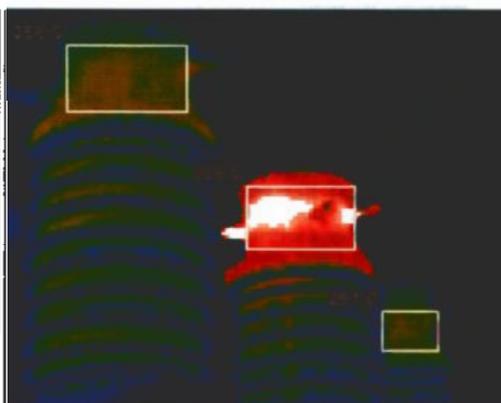
а) дефект внутренних контактных соединений трансформатора тока ТФНД-110.



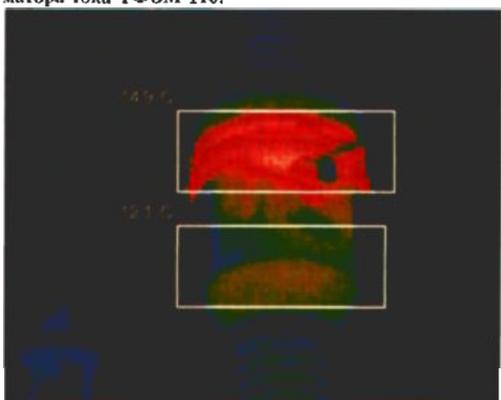
б) дефект КС внешнего переключателя коэффициента трансформации ТТ типа ТРН-330.



в) дефект контактных соединений внутреннего переключателя коэффициента трансформации трансформатора тока ТФЗМ-110.



г) дефект контактных соединений внутреннего переключателя коэффициента трансформации средней фазы трансформатора тока ТФНД-110.

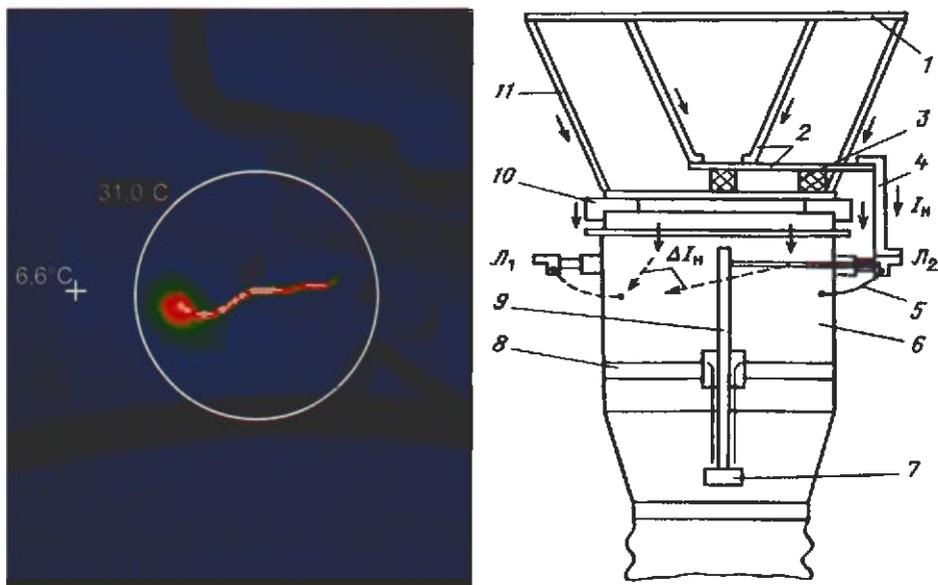


д) нагрев нижнего элемента трансформатора тока ТРН-750 из-за повышенных диэлектрических потерь изоляции в районе верхней части "рыма" вторичной обмотки.



е) нагрев разрядника, защищающего связующую обмотку между верхним и нижним элементами трансформатора тока ТРН-750 из-за внутреннего увлажнения разрядника.

Рис. 14.35 (а--е). Характерные термограммы дефектов ТТ с номинальным напряжением выше 1000 В



а) нагрев перемычки между одним из линейных выводов ТТ типа ТФРМ и его баком (потенциальная перемычка). Величину тока, протекающего через перемычку, можно оценить в 70-100А. Причина появления паразитного тока в перемычке - появление второй точки замыкания бака ТТ на второй линейный вывод (в месте крепления неподвижных контактов подвешенного разъединителя, установленного на баке ТТ) и шунтирование при этом первичной обмотки ТТ.

б) схема установки неподвижного контакта подвешенного разъединителя и заземляющего ножа на трансформатор тока типа ТФРМ и пути тока при шунтировании первичной обмотки ТТ:

1 – контактное кольцо разъединителя; 2 – контактный вывод; 3 – изолирующая прокладка; 4 – токоведущая шина; 5 – потенциальная перемычка; 6 – бак ТТ; 7 – неподвижный контакт заземлителя; 8 – крепление заземлителя; 9 – ошиновка заземлителя; 10 – опорный элемент; 11 – стойка.

Рис. 14.36. Характерная термограмма (а) при шунтировании первичной обмотки ТТ типа ТРН (ТФРМ) при неправильном монтаже на нем неподвижного контакта подвешенного разъединителя и схема (б), поясняющая возможные причины шунтирования

На рис. 14.37 для справки приведен пример распределения температуры по высоте бумажно-масляной изоляции нормально работающего ТТ типа ТФКН-330 (ТФУМ-330) и места возможных локальных нагревов. Данные получены при типовых испытаниях ТТ. Помимо прочих, на рисунке приняты следующие обозначения:

- т. 1 – превышение температуры в нижней части петли первичной обмотки;
- т. 2 – превышение температуры во вторичных обмотках;
- т. 3 – превышение температуры в средней части первичной обмотки;
- т. 4 – превышение температуры верхних слоев масла.

В некоторых публикациях [11, 70, 71] приводятся сведения о косвенной оценке тангенса угла диэлектрических потерь основной изоляции ТТ по температуре поверхности его покрывки. Предложенный метод весьма интересен, однако требует дополнительной проверки в натуральных условиях.

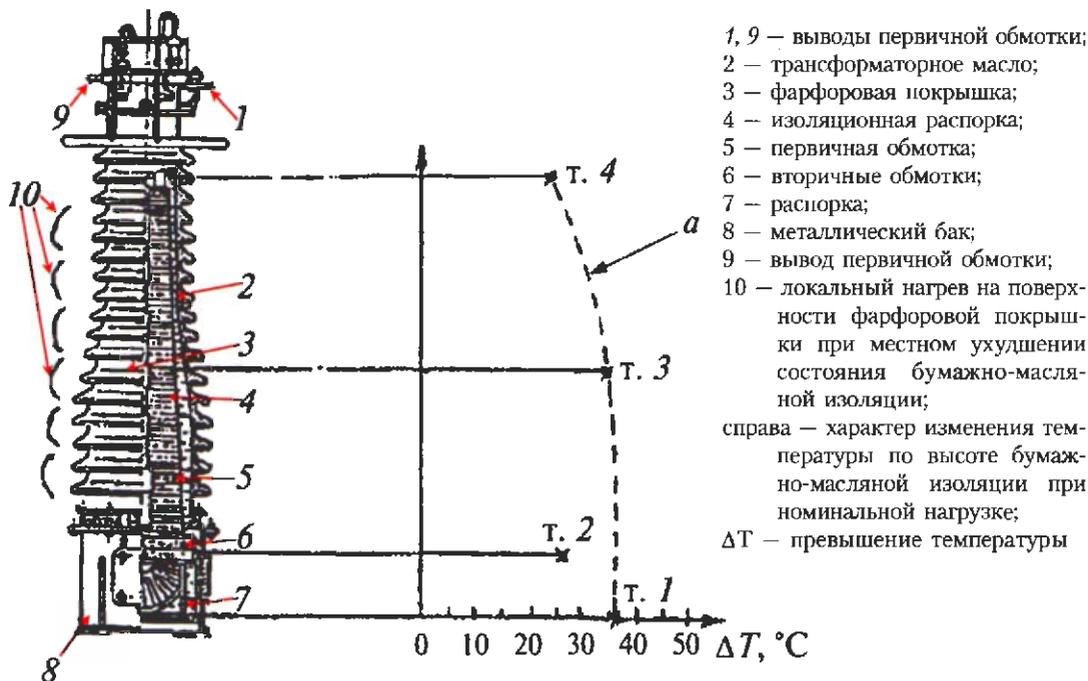


Рис. 14.37. Распределение температуры по высоте бумажно-масляной изоляции нормально работающего ТТ типа ТФКН-330 (ТФУМ-330) и места возможных локальных нагревов — данные, полученные при типовых испытаниях

Рекомендуемые сроки локализации и/или устранения дефектов трансформаторов тока приведены в таблице 14.14.

Таблица 14.14. Рекомендуемые сроки локализации и/или устранения дефектов ТТ

№ п/п	Части и элементы трансформаторов тока, в которых подозреваются дефекты, характер дефектов	Рекомендуемые сроки уточнения характера, локализации и/или устранения дефектов
1.	2.	3.
1.	Открытые контактные соединения и наружные переключатели коэффициента трансформации	в соответствии с указаниями раздела 12
2.	Внутренние переключатели коэффициента трансформации	<ul style="list-style-type: none"> • при величинах температурных параметров превышающих значения таблицы 14.9 - по аварийной заявке; • в остальных случаях - при ближайшем выводе в ремонт, но не позднее, чем через 30 дней

Продолжение таблицы 14.14

1.	2.	3.
3.	Основная изоляция (общее повышение диэлектрических потерь в основной изоляции из-за ее увлажнения, загрязнения и старения; локальное повышение диэлектрических потерь, обусловленное конструктивными особенностями конкретных типов ТТ) - температурные аномалии на поверхности ТТ	<ul style="list-style-type: none"> • при величинах температурных параметров превышающих значения таблицы 14.9 - по аварийной заявке; • в остальных случаях для принятия решения выполнить испытания диэлектрических характеристик изоляции и масла в соответствии с ГКД 34.20.302-2002 при ближайшем выводе в ремонт, но не позднее, чем через 30 дней
4.	Вторичные обмотки и магнитопровод (обрывы во вторичных обмотках, замыкания между пластинами в магнитопроводе) - температурные аномалии на поверхности ТТ	
5.	Уровень масла в маслонаполненных ТТ снижен	
6.	Нагрев разрядников, установленных между элементами многоэлементных ТТ (на связующих обмотках)	по аварийной заявке

Кроме указанных в тексте, при написании подраздела также использованы публикации [9, 24, 41].

14.5. Измерительные электромагнитные и емкостные трансформаторы напряжения с номинальным напряжением выше 1000В.

Измерительные ТН можно разделить на следующие категории [72, 73]:

- **по способу подключения к силовой цепи:** с непосредственным подключением (электромагнитные ТН) и с подключением через емкостной делитель напряжения (емкостные ТН);
- **по числу ступеней трансформации:** одноступенчатые, с одной ступенью трансформации (в основном, это ТН с номинальным напряжением до 110 кВ) и многоступенчатые (каскадные), с несколькими ступенями трансформации (ТН с номинальным напряжением 220 кВ и выше);
- **по способу охлаждения и виду используемой изоляции:** сухие (с естественным воздушным охлаждением и изоляцией в виде кабельной бумаги и залитые битумной массой или выполненные в виде литого блока из эпоксидной смолы) и масляные (обмотки выполнены из кабельной бумаги, залиты изоляционным маслом и имеют естественное масляное охлаждение);
- **по числу обмоток:** двух- и трехобмоточные;
- **по числу фаз:** однофазные и трехфазные (трехфазные ТН выполняются на напряжения до 35 кВ);
- **по роду установки:** внутренней и наружной установки.

Конструктивные особенности позволяют выявить средствами инфракрасной техники следующие дефекты ТН:

- **контактных соединений** (в основном, наружных).

ТД ИКТ открытых контактных соединений выводов трансформаторов напряжения выполняются в соответствии с указаниями **раздела 12**.

- **обмоток ТН и изоляционных стоек, поддерживающих активную часть ТН серии НКФ** (перегревы отдельных катушек, витковые замыкания, увлажнение и загрязнение изоляции обмоток и изоляционных стоек — в масляных ТН с большим сроком службы).

Известны случаи [9], когда намотка катушек обмотки ВН осуществлялась проводом ПЭВ с диаметром не 0,25 мм, как это предусмотрено технологической документацией, а диаметром 0,20 мм. В этом случае, при размещении на одном магнитопроводе фазы с катушками, намотанными проводом разного диаметра, могут наблюдаться локальные нагревы фарфоровой крышки ТН в зоне установки катушки, намотанной проводом меньшего диаметра.

Витковые замыкания возникают в основном, в обмотках ВН из-за заводских дефектов, старения эмалевого изоляционного провода обмотки и ее разрушения (обугливания) при протекании по обмотке ВН повышенных токов (достигающих 7–10А) из-за феррорезонансных процессов, которые могут возникать как в сетях с изолированной, так и в сетях с глухозаземленной нейтралью, содержащих электромагнитные ТН. Витковые замыкания вызывают на поверхности фарфоровой крышки ТН локальные температурные аномалии, они неоднократно приводили в эксплуатации к взрывам ТН с повреждением соседнего оборудования, поэтому к появлению на крышке ТН выраженных температурных аномалий следует относиться весьма серьезно.

Маслонаполненные ТН являются негерметичными и эффективной защиты от влияния окружающего воздуха не имеют, поэтому в процессе их эксплуатации (а также в процессе длительного хранения перед включением в эксплуатацию) возможно увлажнение их обмоток и трансформаторного масла и ухудшение их диэлектрических характеристик. Вследствие этого возможен повышенный нагрев всей крышки увлажненного ТН (элемента ТН). Такой же эффект будет наблюдаться в маслонаполненных ТН с длительными сроками эксплуатации при загрязнении обмотки и внутренних изоляционных конструкций (стоек крепления активной части) продуктами разложения масла. Со временем в увлажненных или загрязненных обмотках произойдет деградация (разложение) бумажно-масляной изоляции и повреждение ТН.

Существующие методы испытаний в соответствии с ГKD 34.20.302-2002 не позволяют достоверно оценить состояние ни главной, ни витковой изоляции ТН.

- **обмоток сухих ТН и ТН с литой изоляцией** — им присущи те же дефекты, что и маслонаполненным ТН, кроме того, в ТН с литой изоляцией, длительно работающих в помещениях с повышенной влажностью или образованием конденсата, могут развиваться процессы трекингообразования, проявлениями которых также будут температурные аномалии на их поверхности.
- **магнитопровода** (местные перегревы отдельных частей за счет нарушения изоляции элементов магнитопровода и применения листов трансформаторной стали, нарезанных поперек проката листа, что приводит к увеличению тока холостого хода ТН);
- **снижение уровня масла** в маслонаполненных ТН;
- **конденсаторов делителя напряжения** ТН типа НДЕ;
- **вспомогательных электрических аппаратов** (разъединителей, разрядников и т. п.), присутствующих в электрической схеме ТН типа НДЕ.

При выполнении обследований следует выполнять указания п. 11.2 настоящего УМП.

Температуры нагрева и превышения температуры над температурой окружающего воздуха открытых КСК и токоведущих частей измерительных ТН не должны превышать значений, указанных в **таблице 12.1** (п.п. 1, 4, 5), других элементов электромагнитных и емкостных ТН, предназначенных для применения в электрических цепях переменного тока с номинальными напряжениями от 0,38 до 750 кВ включительно и исполнения У, УХЛ ХЛ, над температурой окружающей среды не должно превышать значений, указанных в **таблице 14.15**.

Поверхности фарфоровых покрышек не должны иметь локальных нагревов, а значения температур, измеренных в аналогичных зонах покрышек трех фаз, не должны отличаться между собой более, чем на 2°С, в противном случае считается, что ТН имеет внутренний дефект.

Следует отметить, что этот критерий не может служить основанием для немедленной отбраковки ТН, а является основанием для безотлагательного выполнения диагностики традиционными методами (например, выполнения измерений, рекомендуемых ГКД 34.20.302-2002, анализа диэлектрических и других характеристик трансформаторного масла, выполнения ХАРГ).

Электрическая схема емкостного трансформатора напряжения типа НДЕ изображена на **рис. 14.38**.

Как видно из рисунка, схема ТН типа НДЕ содержит элементы, техническое диагностирование средствами инфракрасной техники которых освещена в соответствующих подразделах данного УМП, поэтому останавливаться на этом вопросе здесь нет необходимости.

Характерные термограммы дефектов ТН с номинальным напряжением выше 1000В приведены на **рис. 14.39**.

Рекомендуемые сроки локализации и/или устранения дефектов трансформаторов напряжения приведены в **таблице 14.16**.

Таблица 14.15. Превышение температуры элементов электромагнитных и емкостных трансформаторов напряжения (по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543-70)

№ п/п	Элемент трансформатора напряжения	Класс нагревостойкости по ГОСТ 8865-93	Превышение температуры, °С при номинальном напряжении, протекании тока, соответствующего предельной мощности трансформатора и эффективной температуре окружающего воздуха 40°С
1.	2.	3.	4.
1.	Обмотки, погруженные в масло	все классы	60
2.	Обмотки, залитые эпоксидным компаундом	В	85
3.	Обмотки, залитые битумным компаундом	В	50
4.	Обмотки сухих трансформаторов	А Е В F Н	60 75 85 110 135
5.	Масло в верхних слоях: • исполнение герметичное или с устройством, полностью защищающим масло от соприкосновения с окружающим воздухом • в остальных случаях	- -	55 50

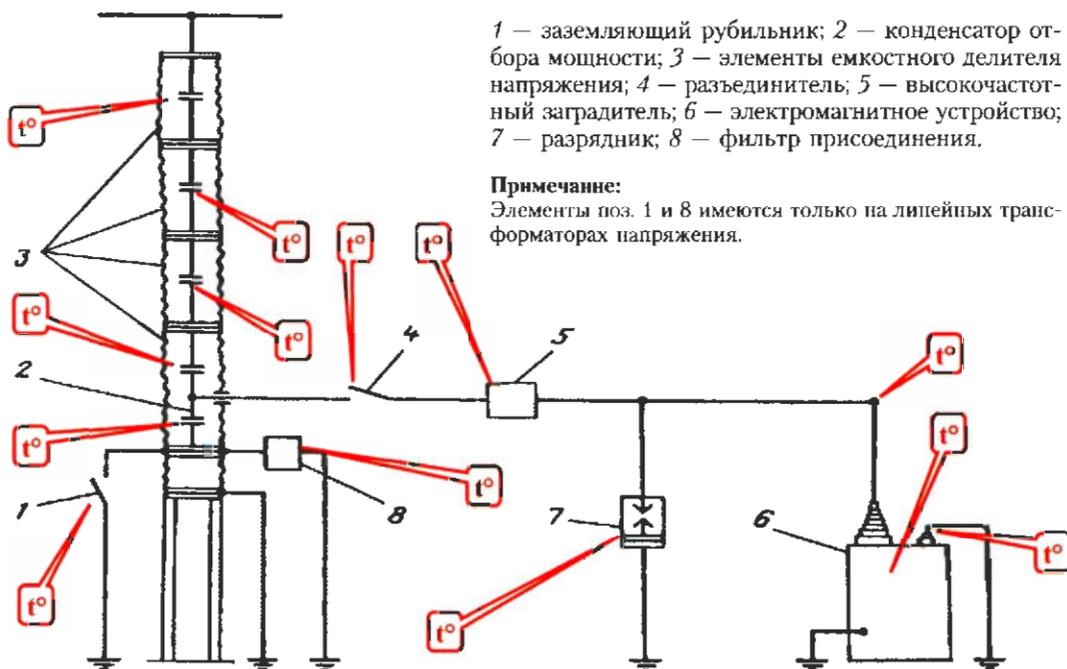


Рис. 14.38. Электрическая схема емкостного трансформатора напряжения типа НДЕ-750

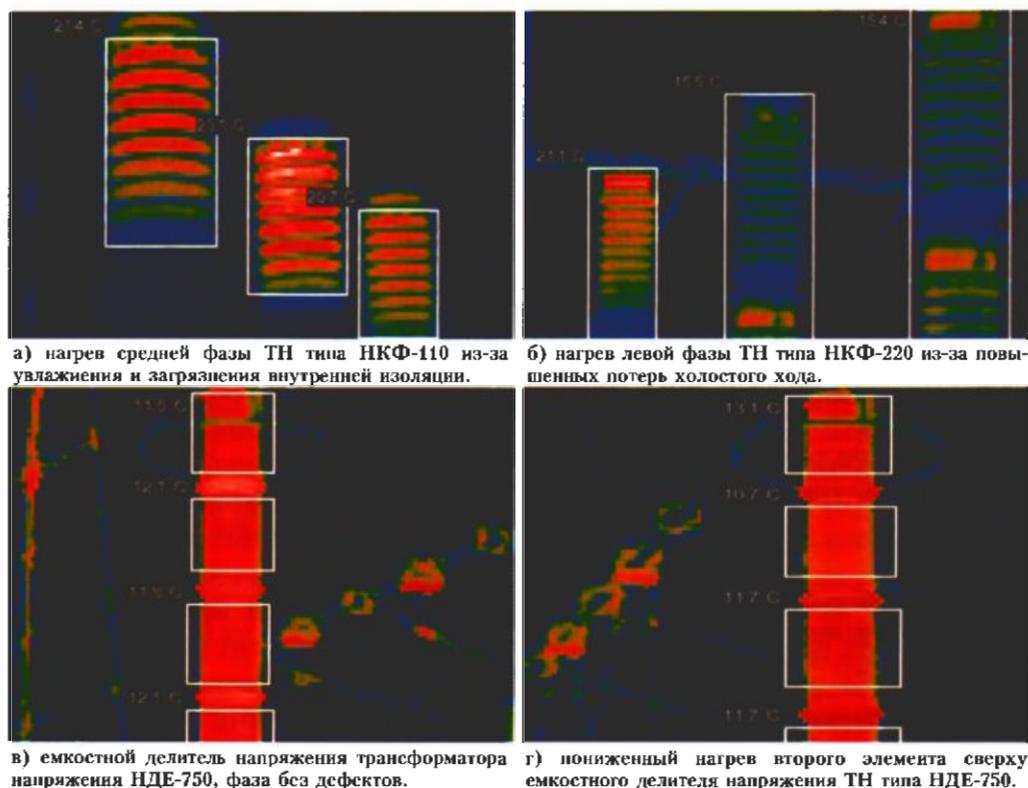


Рис. 14.39 (а–г). Характерные термограммы дефектов ТН с номинальным напряжением выше 1000 В.

Таблица 14.16. Рекомендуемые сроки локализации и/или устранения дефектов ТН

№ п/п	Части и элементы ТН, в которых найдены или подозреваются дефекты, характер дефектов	Сроки локализации и/или устранения дефектов
1.	2.	3.
1.	Открытые контактные соединения	в соответствии с указаниями раздела 12
2.	Основная изоляция обмоток ТН и изоляционных стоек, поддерживающих активную часть ТН серии НКФ, магнитопровод ТН имеют температурные аномалии на поверхности ТН и отличие температуры на 2°С и более по сравнению с аналогичными точками других фаз	<ul style="list-style-type: none"> • при величинах температурных параметров превышающих значения таблицы 14.15 - по аварийной заявке; • в остальных случаях для принятия решения выполнить испытания диэлектрических характеристик изоляции и масла в соответствии с ГКД 34.20.302-2002 при ближайшем выводе в ремонт, но не позднее, чем через 30 дней
3.	Основная изоляция обмоток сухих ТН и ТН с литой изоляцией; магнитопровод ТН - температурные аномалии на поверхности ТН	
4.	Уровень масла в баках и крышках маслонаполненных ТН снижен (характерные признаки дефекта приведены в подразделах, посвященных диагностике ТТ, КА и высоковольтных вводов)	по аварийной заявке
5.	Делительные конденсаторы ТН типа НДЕ	в соответствии с указаниями подраздела 14.10
6.	Вспомогательные электрические аппараты, присутствующие в электрической схеме ТН типа НДЕ (разъединители, разрядники и т. п.)	см. соответствующие подразделы данных методических указаний (п.п. 14.3-14.6; 14.9; 14.12)

Кроме указанных в тексте, при написании подраздела также использованы публикации [11, 24, 33, 48].

14.6. Сборные и соединительные шины, ошиновка распределительных устройств, реакторы высокочастотных заградителей, бетонные токоограничивающие реакторы с номинальным напряжением выше 1000 В.

Конструктивное исполнение сборных и соединительных шин и ошиновки распределительных устройств позволяет выявить в них следующие дефекты, которые сопровождаются температурными аномалиями:

- **дефекты контактных соединений** проводов и шин, аппаратных зажимов оборудования;
- **нагревы конструктивных элементов** расщепленной ошиновки ОРУ, не предназначенных для протекания по ним рабочего тока (например, коромысла крепления расщепленных проводов к гирляндам изоляторов и металлические дистанционные распорки расщепленных проводов);
- **перегорание отдельных проводников** обмоток высокочастотных заградителей и их перетирание при воздействии ветра;
- **дефекты опорно-стержневых фарфоровых изоляторов.**

ТД ИКТ открытых контактных соединений выполняется в соответствии с указаниями **раздела 12**.

ТД ИКТ опорных, проходных, подвесных изоляторов и гирлянд изоляторов выполняется в соответствии с указаниями **п. 14.12** данного раздела.

При выполнении обследований следует выполнять указания **п. 11.2**.

Нагревы конструктивных элементов расщепленной ошиновки ОРУ иллюстрируются **рис. 14.40—14.43**.

На **рис. 14.40** изображена термограмма узла крепления проводов расщепленной фазы к тупиковому порталу системы шин 330кВ. Видно, что имеет место значительный нагрев подвижных точек соединения стального коромысла, предназначенного для крепления проводов расщепленной фазы к гирлянде изоляторов тупикового портала. Схема протекания тока, иллюстрирующая это явление, изображена на **рис. 14.41** [85]. Из схемы видно, что при нарушении контакта в месте опрессованного соединения одного из проводов расщепленного спуска от системы шин к электрооборудованию, подключенному к ней, нарушается симметрия токов в расщепленных проводах, что приводит к перебросу тока в коромысло и нагреву мест его подвижного соединения с проводами расщепленной фазы. Данный дефект представляет определенную опасность, т. к. температура в местах нагрева может достигать сотен градусов, что может привести к деструктивным изменениям материала конструктивных элементов крепления проводов к гирлянде изоляторов и привести к ослаблению их механической прочности.

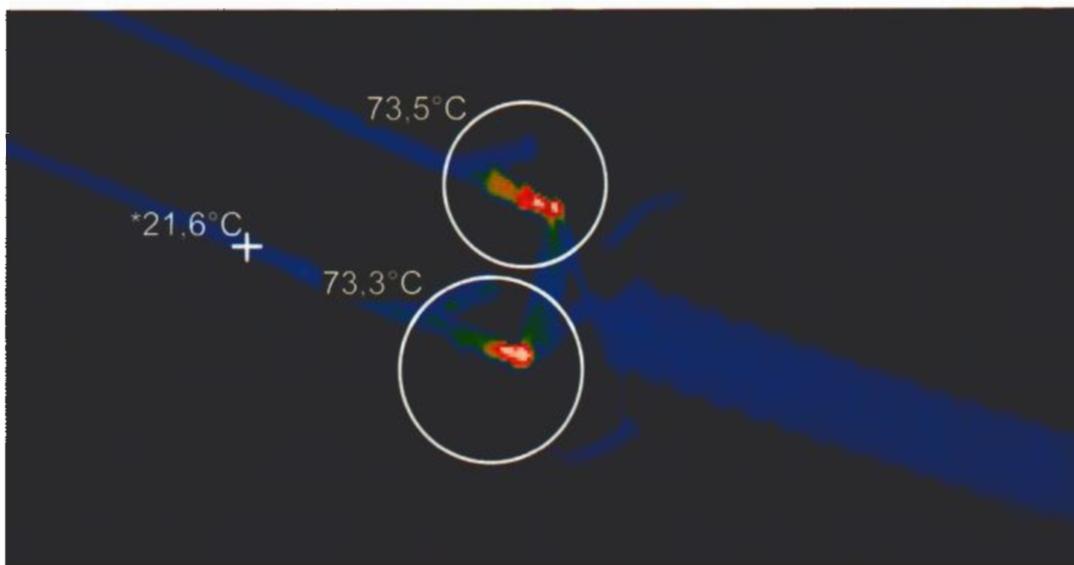


Рис. 14.40. Характерная термограмма, иллюстрирующая последствия плохого контакта в одном из опрессованных соединителей на спуске расщепленной фазы ошиновки ОРУ.

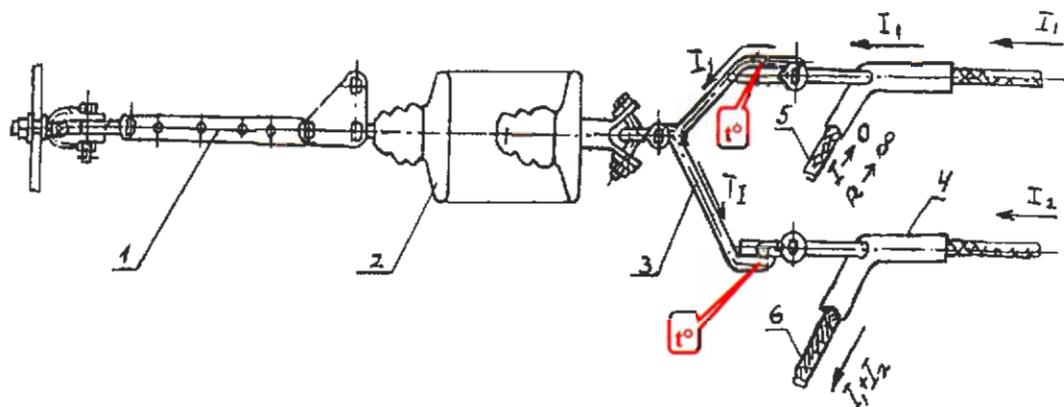


Рис. 14.41. Схема протекания токов при плохом контакте в опрессованном соединителе на одном из проводов расщепленной фазы ошиновки ОРУ или проводе ВЛ:

1 – регулирующее промзвено; 2 – гирлянда изоляторов; 3 – коромысло; 4 – опрессованный соединитель, 5, 6 – провода расщепленной фазы (спуск к электрооборудованию, подключенному к системе шин).

Условные обозначения:

I_1 – ток в проводе 5 расщепленной фазы с дефектным соединителем;

I_2 – ток в проводе 6 расщепленной фазы с исправным соединителем.

Ток I_1 протекает по металлическому коромыслу 3 и суммируясь с током I_2 , протекает по шлейфу провода 6. Значение тока через коромысло 3 зависит от переходного сопротивления дефектного соединителя и количества проводов в фазе и может быть значительным.

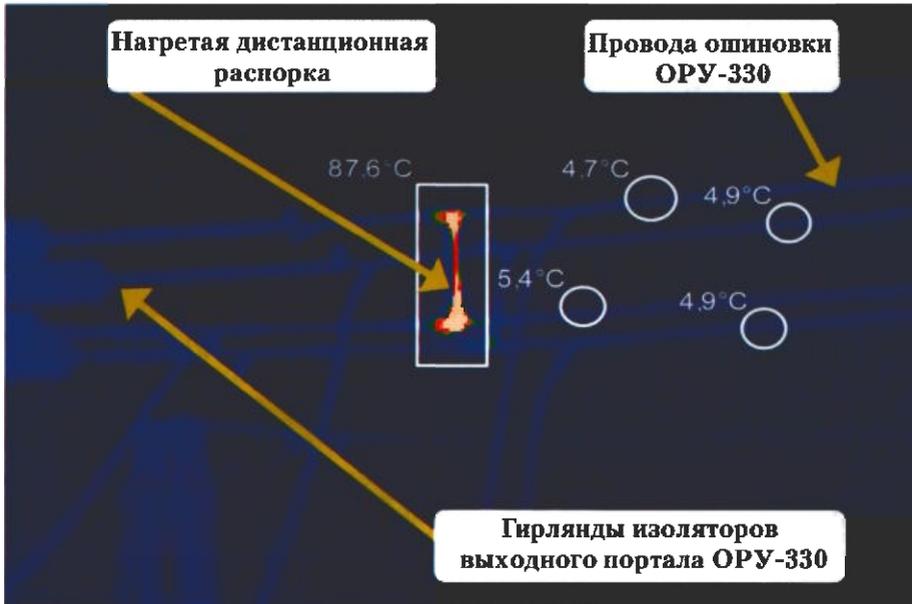


Рис. 14.42. Нагрев дистанционной распорки выходного портала ошиновки ОРУ-330кВ

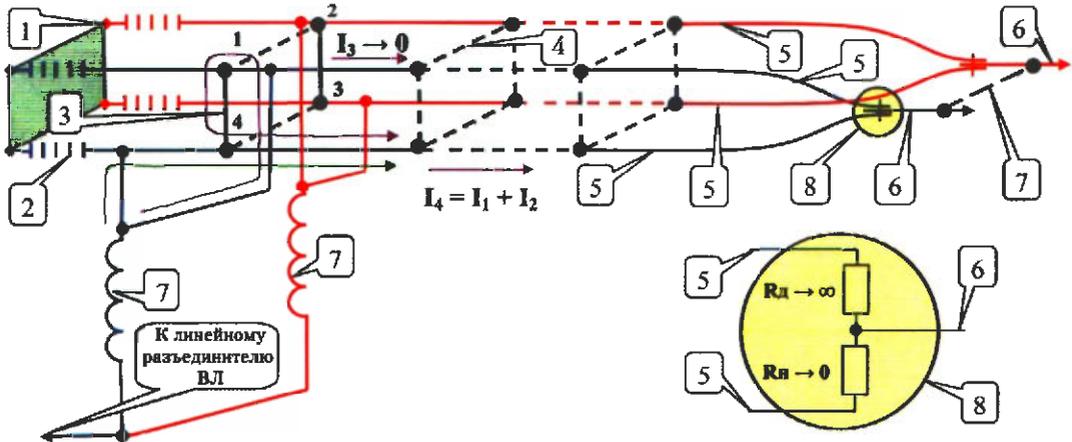


Рис. 14.43. Схема протекания токов при плохом контакте в месте перехода расщепленной 4-х проводной фазы ошиновки ОРУ в расщепленную 2-х проводную фазу ВЛ:

1 – точка крепления гирлянды изоляторов к выходному portalу ОРУ; 2 – гирлянда изоляторов; 3 – нагретая металлическая дистанционная распорка ошиновки ОРУ; 4 – стеклопластиковая дистанционная распорка ошиновки ОРУ; 5 – провода расщепленной фазы ошиновки ОРУ; 6 – провода расщепленной фазы ВЛ; 7 – высокочастотные заградители ВЧ связи; 8 – место дефекта.

В "красной" полупетле ток через металлическую распорку не протекает и она не нагревается, т. к. в этом случае сопротивления R_d и R_n примерно равны и стремятся к нулю, разность потенциалов между точками 2 и 3 стремится к нулю.

В "синей" полупетле через распорку протекает ток I_2 , т.к. ток I_3 стремится к нулю (сопротивление R_d стремится к бесконечности из-за плохого контакта между верхним проводом 5 ошиновки расщепленной фазы ОРУ и проводом расщепленной фазы ВЛ).

На **рис. 14.42** приведена характерная термограмма нагрева металлической дистанционной распорки в районе выходного портала ВЛ-330кВ, на **рис. 14.43** — схема протекания токов и комментарии, поясняющие природу этого нагрева. Данный дефект опасен тем, что высокие температуры в месте крепления распорки к расщепленным проводам могут привести к ослаблению их механической прочности и даже пережогу, что чревато падением проводов на землю.

На **рис 14.44 (а–д)** приведены характерные термограммы дефектов ошиновки ОРУ.

ТД ИКТ токоограничивающих реакторов и реакторов высокочастотных заградителей особенностей не имеют. Их контактные соединения диагностируются в соответствии с указаниями **раздела 12**.

Нормы нагрева обмоток, конструктивных элементов и болтовых соединений токоограничивающих реакторов и реакторов высокочастотных заградителей в продолжительном режиме принимаются по ГОСТ 8024-84 (см. п.п. 1, 2, 4, 5 и 9 таблицы 12.1).

В соответствии с ГОСТ 14794-79, при использовании в конструкции бетонных реакторов изоляции обмоток класса нагревостойкости F в сочетании с изоляцией провода классов А и Е допускается принимать превышение температуры обмотки, соответствующее следующему за ним классу нагревостойкости. Например, при применении в бетонном реакторе провода с классом нагревостойкости обмотки А допустимое превышение температуры равно плюс 80°С.

Оценка степени опасности (класса) дефектов ЭО, указанных в данном подразделе, а также сроки их устранения, выполняется в соответствии рекомендациями, приведенными в **разделе 12 (таблица 12.4)**.

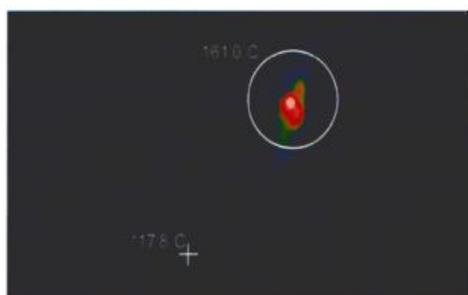
14.7. Воздушные линии электропередачи.

Инспекцию технического состояния ВЛ можно осуществлять следующими способами:

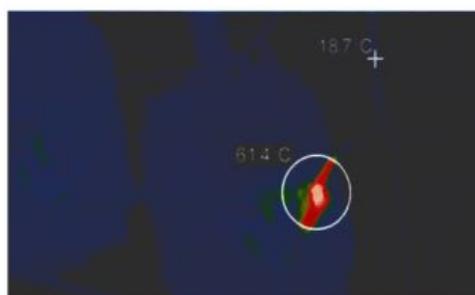
- **наземным** (пешим порядком, с автомобиля, вездехода, снегохода и т. п.);
- **водным** (при пересечении ВЛ водных пространств) — с катера, лодки и т. п.;
- **воздушным** (так называемая аэроинспекция) — с вертолета, легкого самолета, мотодельтаплана и т. п.

Первые два способа в части ТД ИКТ особенностей не имеют и с точки зрения диагностирования ничем не отличаются от диагностирования ошиновки ОРУ.

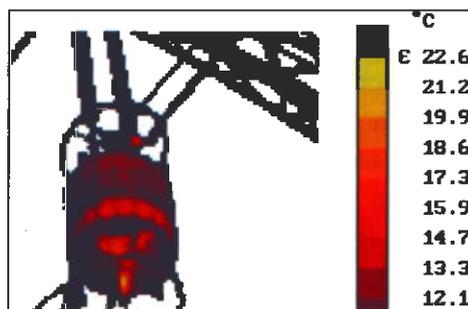
Аэроинспекция ВЛ является наиболее эффективным по трудозатратам (но далеко не самым дешевым) способом инспекции ВЛ и осуществляется с летательного аппарата (вертолета, легкого или сверхлегкого самолета, двухместного мотодельтаплана и т. п.).



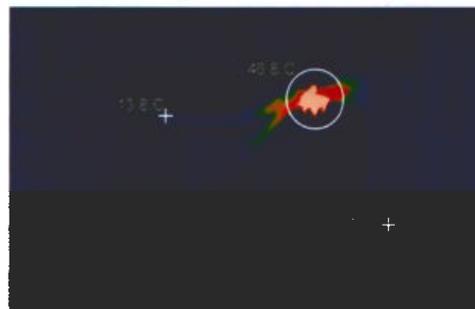
а) дефект опрессованного соединения спуска к разъединителю на ОРУ-330кВ.



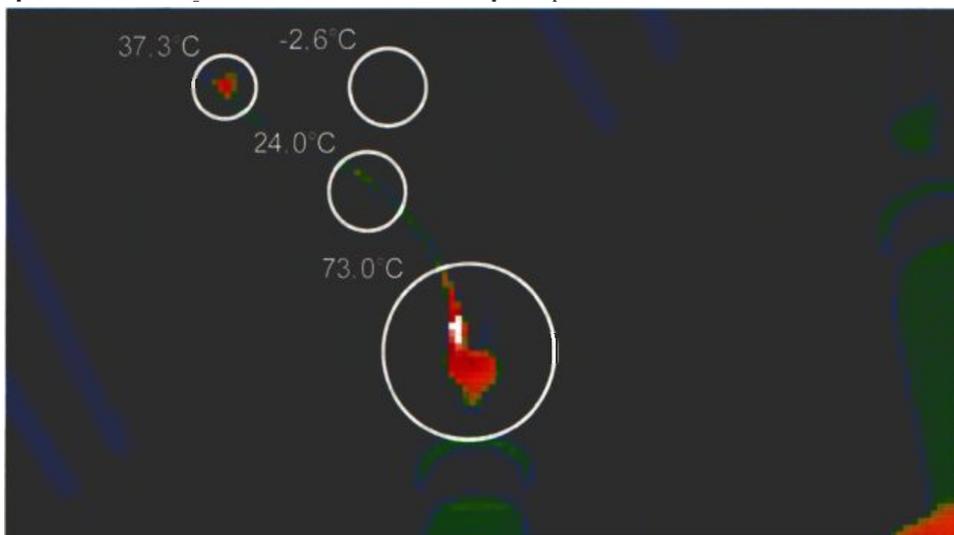
б) дефект КС в месте присоединения ошиновки к аппаратному зажиму ВЧ заградителя на ОРУ-330кВ.



в) обрыв отдельных проводников обмотки высокочастотного заградителя из-за их перетирания при воздействии ветра.



г) дефект в болтовом контактном соединении аппаратного зажима бетонного токоограничивающего реактора.



д) термограмма расщепленного спуска к вводу 110 кВ автотрансформатора. Дефект болтового контактного соединения правого провода расщепленного спуска вызвал неравномерную нагрузку по проводам, протекание тока по распорке. Кроме того, имеется дефект опрессовки аппаратного зажима левого провода спуска.

Рис. 14.44 (а–д). Характерные термограммы дефектов ошиновки ОРУ

Помимо требований, изложенных в п. 7.3 настоящего УМП, термографическая система, предназначенная для ТД ИКТ при аэроинспекции ВЛ должна соответствовать следующим требованиям:

- поскольку аэроинспекция осуществляется в дневное время, для минимизации влияния солнечного излучения, тепловизор должен быть длинноволновым (спектральный диапазон 8–12 мкм);
- во избежание дополнительных затрат времени и топлива на промежуточные посадки, весьма желательно, чтобы инфракрасная камера не требовала периодической заливки хладагента (жидкого азота).
- электропитание тепловизора (если оно не автономно) должно быть совместимым с бортовой сетью используемого летательного аппарата.
- если наблюдать провода ВЛ на фоне местности в инфракрасной области спектра, их термоизображение иногда теряется на фоне земли из-за небольшой разницы в теплоизлучении местных объектов и проводов. Во избежание потери проводов ВЛ из поля зрения тепловизора во время полета, тепловизор должен обязательно иметь канал отображения и регистрации видимого изображения а также возможность вести запись речевых комментариев во время полета;
- желательно, чтобы инфракрасная камера имела автоматическую настройку диапазона измеряемых температур и чувствительности (уровня). если это не так, то необходимо предусмотреть управление этими параметрами дистанционно, из кабины летательного аппарата.
- как правило, инфракрасная камера при аэроинспекции крепится снаружи, на корпусе используемого летательного аппарата, на пыле-влагозащищенной, гиростабилизированной, виброгасящей (во избежание "дрожания" изображения в полете) и дистанционно управляемой по трем осям платформе (см. рис. 14.45). В крайнем случае, съемка может осуществляться и "с рук", однако при этом следует предусмотреть меры безопасности для оператора (термографиста) и страховку от потери камеры при внезапном изменении режима полета. В этом случае выполнение требований следующего пункта не обязательно;
- тепловизор должен иметь выносной монитор, устанавливаемый в кабине (салоне) летательного аппарата, узкоугольный (10° и менее) объектив для съемки удаленных объектов, возможность дистанционного управления фокусным расстоянием, диафрагмой и фильтрами объектива.

Примечания: 1. В качестве второго оператора желательно использовать инженера-линейщика, знающего трассу ВЛ.

2. При съемке с двухместного мотоделтаплана оператор один, выполняющая съемку "с рук", он совмещает функции первого и второго оператора.



Рис. 14.45. Установка гиросtabilизированной платформы с тепловизором на вертолете (вверху) и легком самолете (внизу)

Предпочтительная скорость движения летательного аппарата вдоль трассы ВЛ составляет 70–100 км/час. В районе анкерных опор ВЛ ее желательно снижать до 55–60 км/час. При использовании вертолета, в необходимых случаях, пилот осуществляет "зависание" для более детального изучения и съемки обнаруженного дефекта.

Между всеми участниками аэроинспекции во время полета должна существовать непрерывная двухсторонняя связь.

Расстояние между ИК камерой и проводами ВЛ во время полета должно выдерживаться в пределах 25–100 м, оно определяется, в первую очередь, правилами безопасности полетов, а во-вторых — необходимой степенью детализации дефектов.

Уверенное обнаружение дефектов контактных соединений достигается при нагрузке ВЛ, составляющей не менее 50% от номинальной.

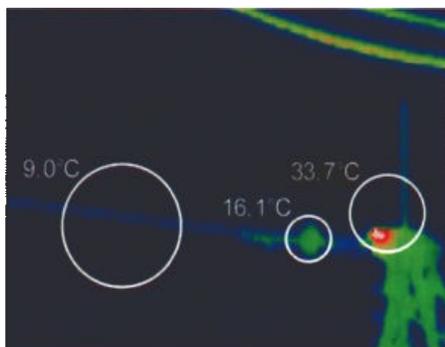
При выполнении аэроинспекции весьма желательно иметь на борту летательного аппарата карту с трассой инспектируемой ВЛ, привязанной к местности и номерами опор для четкой локализации обнаруженных дефектов. При отсутствии такой карты, опоры в процессе полета нумеруют по порядку (по ходу полета), а привязку выявленных дефектов к паспортным номерам опор ВЛ осуществляют при обработке термограмм выявленных дефектов в лаборатории.

Для ВЛ характерны те же дефекты, что и для ошиновки ОРУ (см. п. 14.6), включая протекание тока через дистанционные распорки в расщепленных фазах и их нагрев из-за плохих контактов в контактных соединениях отдельных проводов расщепленной фазы, например, в контактных соединениях обходных шлейфов на анкерных и угловых опорах, а также следующие дефекты:

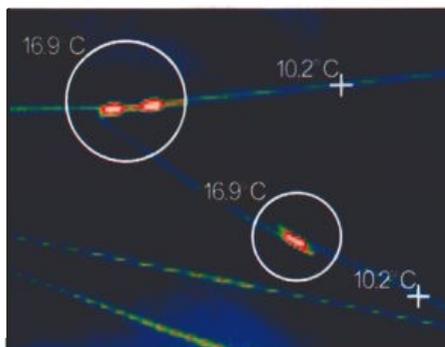
- **пробой изолятора** в схеме заземления грозозащитного троса (см. рис. 14.46а);
- **излом (перетирание) отдельных проволок** провода вблизи поддерживающего зажима провода ВЛ (см. рис. 14.46 б, в и рис. 14.47).

Температуры нагрева и превышения температур над температурой окружающего воздуха открытых контактных соединений и токоведущих частей ВЛ не должны превышать значений, указанных в **таблице 12.1** (п.п. 1, 6, 10).

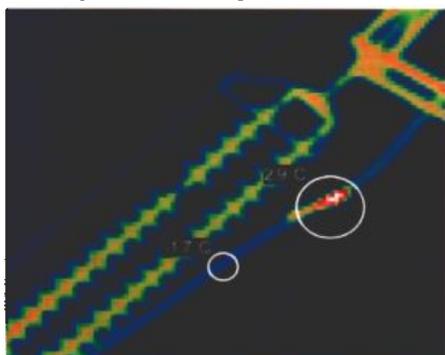
Термограммы дефектов контактных соединений, характерные для ВЛ, представлены на **рис. 14.46 (а–е)**.



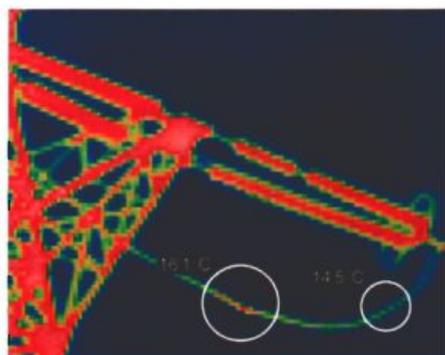
а) нагрев болтового соединения ВЛ-330 кВ в месте крепления грозозащитного троса к portalу (из-за пробитого изолятора).



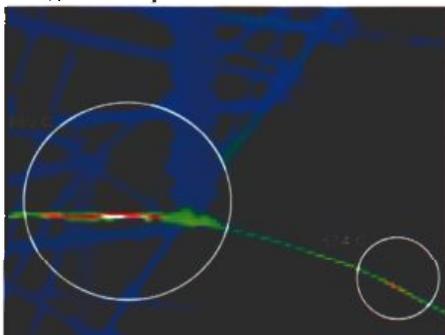
б) дефекты болтового (слева) и прессованного (справа) КС на ВЛ-110 кВ.



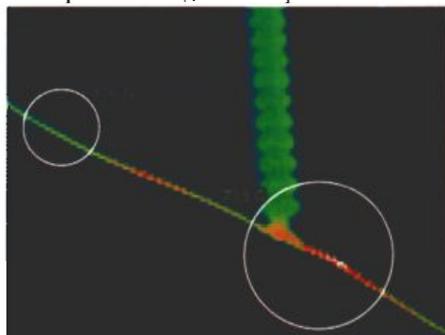
в) дефект болтового контактного соединения на обводном шлейфе ВЛ-330 кВ.



г) дефект контактного соединения, выполненного сваркой на обводном шлейфе ВЛ-330 кВ.



д) нагрев провода ВЛ-220 кВ из-за излома отдельных проволок провода вблизи поддерживающего зажима на обводном шлейфе анкерной опоры.



е) нагрев провода ВЛ-220 кВ из-за излома отдельных проволок провода вблизи поддерживающего зажима на промежуточной опоре.

Рис. 14.46 (а–е). Характерные термограммы дефектов ВЛ

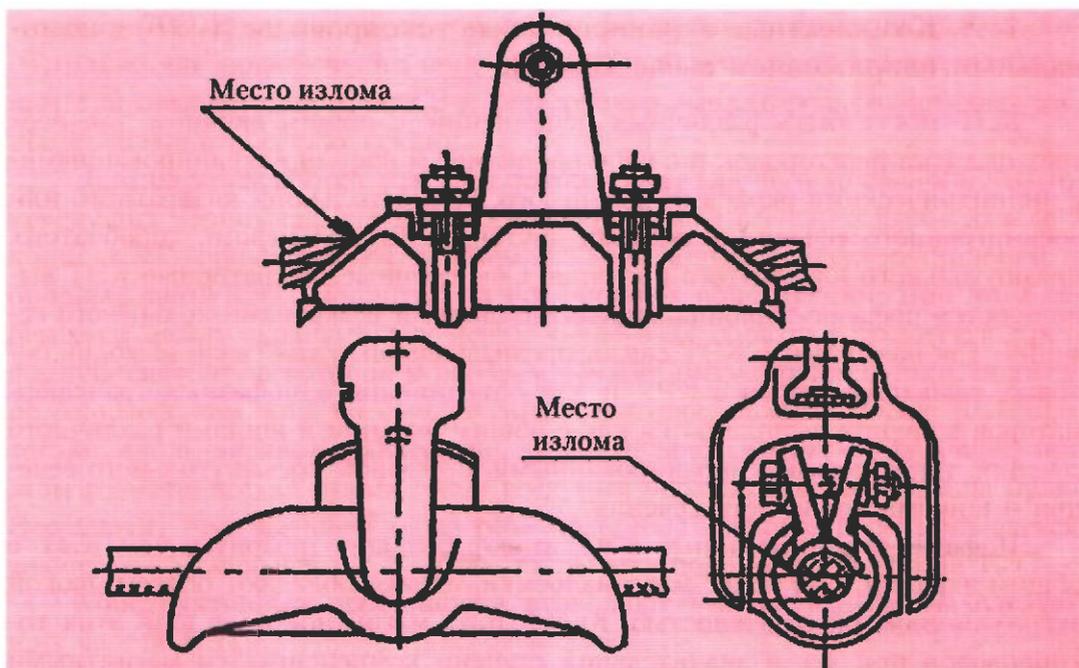


Рис. 14.47. Места излома проводников провода ВЛ в поддерживающем зажиме. Вверху: поддерживающий зажим серии ПГН для проводов сечением 25–240 мм²; внизу: поддерживающий зажим серии ПГН для проводов сечением 300–600 мм².

Для выявления дефектов в подвесных изоляторах и особенно в многоэлементных гирляндах изоляторов на ВЛ весьма привлекательным является совместное применение тепловизора и ультрафиолетового дефектоскопа, например типа "Филин-6М" (Россия) или DayCor® II (компания OFIL Ltd. — США, Израиль) [4, 46] — к сожалению, ультрафиолетовый дефектоскоп "Филин-6М" можно применять только в темное время суток, что делает затруднительным его применение при аэроинспекции т. к. она выполняется только днем, но при инспекции ВЛ другим способом (например, пешим порядком или на автомобиле), применение совместно с тепловизором ультрафиолетового дефектоскопа вполне оправдано и возможно. Ультрафиолетовый дефектоскоп DayCor® II можно применять и в дневное время суток. Подробнее совместное применение тепловизора и ультрафиолетового дефектоскопа изложено в п. 14.12 данного раздела.

Оценка степени опасности (класса) дефектов электрического оборудования, указанных в данном подразделе, а также сроки их устранения, выполняется в соответствии рекомендациями, приведенными в разделе 12 (таблица 12.4).

Кроме указанных в тексте, при написании подраздела также использованы публикации [12, 34, 35].

14.8. Комплектные экранированные токопроводы (КЭТ) с номинальным напряжением выше 1000 В.

КЭТ могут быть различных исполнений: с общим экраном для всех трех фаз (без перегородок и с перегородками) и пофазно-экранированными с цилиндрическими экранами кольцевого, прямоугольного, квадратного или восьмигранного сечения и шинами двутаврового, кольцевого, коробчатого, прямоугольного или другого профиля. Современные генераторные КЭТ выполняются пофазно-экранированными с шинами и экранами кольцевого сечения. Так называемые КЭТ связи, предназначенные для связи выводов силовых трансформаторов с КРУ и для объединения однофазных трансформаторов в группу выполняются как с общим экраном и шинами различного сечения, так и пофазно-экранированными, с экраном восьмиугольного сечения и шинами кольцевого сечения.

Пофазно-экранированные КЭТ имеют большие габариты, чем КЭТ с общим экраном, они более материалоемки, однако обладают более высокой эксплуатационной надежностью. Кроме того, магнитное поле шин этих токопроводов при к.з. в значительной степени компенсируется магнитными полями токов, индуцируемых в экранах, поэтому их динамическая стойкость при к.з. выше.

По этим причинам, в настоящее время, КЭТ для АЭС, КЭС, а также мощных ГЭС и ТЭЦ выполняют только пофазно-экранированными.

Типовые конструкции пофазно-экранированных КЭТ показаны на **рис. Е.4.1–Е.4.3 приложения Е**.

КЭТ могут иметь секционированные экраны (периодически разделенные по длине изоляционными перегородками) и быть непрерывными (связанными в единую электрическую цепь). Секционированные экраны применялись в КЭТ первых выпусков, при этом каждая секция экрана длиной 2–3 м отделялась от другой изоляционной прокладкой и заземлялась. Однако, у таких КЭТ есть существенный недостаток: наведенные в оболочке экрана вихревые токи замыкаются в пределах отдельных секций; распределение токов по периметру экрана неравномерно; магнитное поле шин не компенсируется магнитным полем токов, наведенных в экран. Поэтому внешнее магнитное поле КЭТ оказывается большим, что вызывает повышенный нагрев стальных конструкций КЭТ и повышает потери в них от вихревых токов. Для ослабления потерь, поверх трех фаз секционированных экранов накладывают короткозамкнутые размагничивающие алюминиевые шины.

В КЭТ с непрерывными экранами, для создания электрической связи между секциями, они стыкуются сваркой, а разъёмные и сдвижные (применяемые для компенсации температурных расширений) участки — гибкими

медными или алюминисвыми тросиками. Болтовые соединения примсняются только для подключения шин к ЭО. Шины в секциях крепятся к экранам при помощи одного или 3-х фарфоровых изоляторов, равномерно распределенных в пределах секции.

Экраны заземляются только в одной точке, для чего только одну из токоведущих перемычек, которые соединяют экраны всех трех фаз в начале и конце КЭТ, присоединяют к заземляющему контуру электроустановки, а опорные лапы КЭТ изолируют от его опорных конструкций. При этом перемычки между экранами в начале и конце КЭТ образуют замкнутую трехфазную систему, в которой в рабочем режиме индуцируются токи, примерно равные токам шин, но направленные противоположно им. Эти токи протекают вдоль экранов, равномерно распределяясь по их образующих, при этом геометрическая сумма токов всех трех экранов примерно равна нулю. Это значит, что внешнее магнитное поле КЭТ значительно уменьшается, значительно уменьшается и нагрев стальных опорных конструкций КЭТ.

Конструктивные особенности позволяют выявлять дефекты следующих частей КЭТ:

- **разъемных и неразъемных контактных соединений** (наружных — дефекты сварки экранов и внутренних — шин и болтовых соединений в местах присоединения к ЭО);
- **нарушение изоляции кожухов КЭТ** относительно земли с появлением второй точки замыкания на землю и возникновением короткозамкнутых контуров;
- **выключателей, разъединителей** и других электрических аппаратов, встроенных в токопровод;
- **повреждений (трещины, пробои) изоляторов КЭТ;**
- **дефекты вентиляционной установки КЭТ** (если таковая имеется) и ее эффективность.

При выполнении ТД ИКТ открытых контактных соединений (например, сварных и разъемных соединений экранов), следует руководствоваться указаниями **раздела 12**.

При выполнении обследований следует выполнять указания **п. 11.2**. Кроме этого, желательно следовать следующим рекомендациям:

- инспекции КЭТ желательно проводить в межсезонье, ранней весной или поздней осенью, по возможности, на рассвете т. к. из-за перепадов температур при этом внутри КЭТ создаются условия для образования конденсата, что способствует выявлению пробитых изоляторов и изоляторов с трещинами. При этом нагревы дефектных изоляторов будут лучше проявляться в виде температурных аномалий на поверхности эк-

рана КЭТ. При пробое изолятора или наличии в нем трещины, болты, крепящие изоляторы, сами изоляторы и участки экрана КЭТ в районе их крепления, нагреваются за счет протекания через дефектные участки изолятора тока замыкания на землю. Этим можно воспользоваться для локализации поврежденного изолятора тепловизором.

- при невозможности выполнить требования предыдущего пункта, обследования лучше выполнять при влажной погоде, когда ток через дефектные участки (в поврежденных изоляторах КЭТ) увеличен по сравнению с их сухим состоянием, что также будет способствовать выявлению дефектных изоляторов.

Температуры нагрева и превышения температур над температурой окружающего воздуха открытых КС и токоведущих частей токопроводов не должны превышать значений, указанных в **таблице 12.1** (п.п. 1, 4, 5), других частей токопроводов - не должны превышать значений, указанных в **подразделе 14.3** (таблица 14.9, п.п. 3, 5-8) и **подразделе 14.12**.

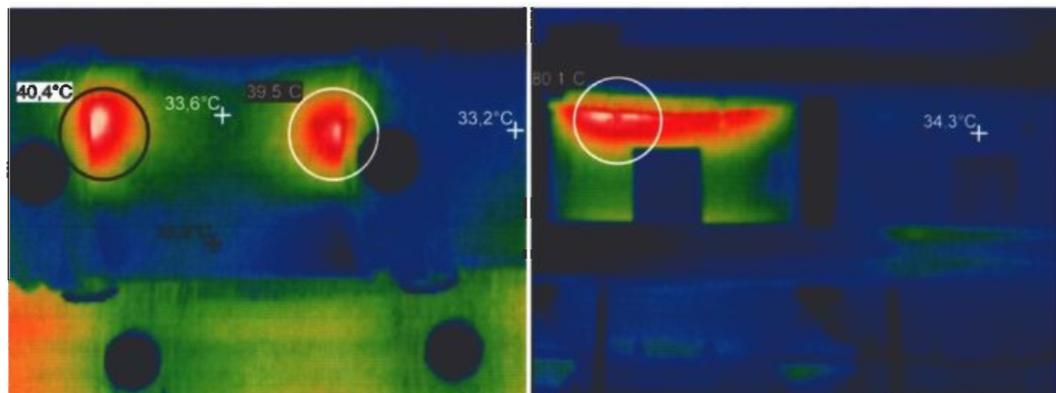
Признаки и причины дефектов КЭТ приведены в **таблице 14.17**.

Таблица 14.17. Признаки и причины дефектов КЭТ

№ п/п	Характер температурных аномалий	Возможная причина температурной аномалии
1.	2.	3.
1.	Нагрев КЭТ в районе крышки изолятора на 1°С и более по сравнению с соседними	• дефект изолятора КЭТ
2.	Наличие локальных нагревов на поверхности экранов, мест их присоединения к трансформатору и металлоконструкциям	• нарушение изоляции кожухов КЭТ относительно земли • дефекты монтажа КЭТ (некачественная сварка экранов и т. п.)

На **рис. 14.48 (а–г)** приведены температурные проявления характерных дефектов КЭТ. Причины дефектов **рис. 14.48а** и **14.48г** очевидны; **рис. 14.48б** иллюстрирует дефект, вызванный нарушением гибкой связи съемного кожуха с экраном КЭТ из-за ее перегорания и отсутствием или нарушением изоляции между кожухом и заземленным корпусом силового трансформатора (при этом ток образовавшегося короткозамкнутого витка протекает через болты, крепящие экран к кожуху, сильно нагревая их).

ТД ИКТ выключателей и разъединителей и комплектов типа КАГ выполняются в соответствии с указаниями п. 14.3.



а) местные нагревы экрана токопровода 24 кВ турбогенератора 1000 МВт из-за дефектов сварки экрана КЭТ.

б) нагрев места соединения экрана КЭТ и его съемного кожуха в районе выводов обмотки НН фазы блочного трансформатора мощностью 3х417 МВт.



в) местные нагревы стальных конструкций (поручней ограждения) из-за наличия сильного внешнего магнитного поля КЭТ.

г) нагрев крепежной лапы КЭТ генераторного напряжения блочного трансформатора из-за появления в этом месте второй точки заземления экрана КЭТ.

Рис. 14.48 (а–г). Характерные термограммы дефектов КЭТ с номинальным напряжением выше 1000 В

Эффективность и дефекты вентиляционной установки КЭТ можно выявить, сняв и сопоставив тепловые картины поверхности его экранов при отключенном и включенном состоянии вентиляционной установки. Это поможет выявить "застойные зоны" и участки КЭТ, где вентиляция недостаточна, что чревато скоплением в этих местах конденсата при перепадах температуры, что для надежной работы КЭТ крайне нежелательно. В местах скопления конденсата при перепадах температуры окружающего воздуха будут наблюдаться тепловые аномалии.

Рекомендуемые сроки локализации и/или устранения дефектов элементов КЭТ приведены в таблице 14.18.

Таблица 14.18. Рекомендуемые сроки локализации и/или устранения дефектов элементов КЭТ

№ п/п	Части и элементы КЭТ, в которых найдены или подозреваются дефекты, характер дефектов	Сроки локализации и/или устранения дефектов
1.	2.	3.
1.	Открытые контактные соединения	в соответствии с указаниями раздела 12
2.	Аппараты, встроенные в КЭТ (выключатели, разъединители, ТТ, ТН, разрядники и т. п.)	в соответствии с указаниями соответствующих подразделов данного УМП, касающихся этих аппаратов
3.	Схема заземления КЭТ - нагревы кожухов и конструктивных элементов КЭТ, связанные с появлением в одной точке замыкания на землю	<ul style="list-style-type: none"> • если температурные параметры превышают значения таблицы 14.9 - по аварийной заявке; • в остальных случаях - в течение 30 дней
4.	Дефекты изоляторов: <ul style="list-style-type: none"> • один или несколько нагретых изоляторов в одной и той же фазе КЭТ; • нагретые изоляторы в разных фазах КЭТ 	<ul style="list-style-type: none"> • для принятия решения выполнить испытания изоляции КЭТ в соответствии с ГКД 34.20.302-2002 при ближайшем останове, но не позднее, чем через 30 дней; • для принятия решения выполнить испытания изоляции КЭТ в соответствии с ГКД 34.20.302-2002 по аварийной заявке

При написании подраздела использованы публикации [30, 38, 73].

14.9. Вентильные разрядники и нелинейные ограничители перенапряжений.

Высоковольтные вентильные разрядники и нелинейные ограничители перенапряжений являются основным средством защиты изоляции силового электрооборудования электроустановок от грозовых и коммутационных перенапряжений.

Вентильный разрядник состоит из одного или нескольких элементов (см. рис. 14.49а, б), каждый из которых содержит рабочие сопротивления 3, блоки искровых промежутков 4 и шунтирующие сопротивления 2, которые обеспечивают равномерное деление напряжения между искровыми промежутками. Все эти элементы заключены в ребристый фарфоровый кожух 1, обеспечивающий прочность и герметичность конструкции. Рабочие и шунтирующие сопротивления выполнены из вилита или тервита (разновидности карборунда — SiC) и являются нелинейными, что и обеспечивает защитные свойства разрядника; блоки искровых промежутков предназначены для отделения рабочих сопротивлений от токоведущих частей защищаемой электроустановки в нормальном режиме ее работы во избежание перегрева рабочих сопротивлений. При возникновении перенапряжения, искровые промежутки пробиваются, подключая нелинейные рабочие сопротивления параллельно изоляции электроустановки, обеспечивая ее защиту; после исчезно-

вения перенапряжения они гасят дугу сопровождающего тока и автоматически отключают рабочие сопротивления, переводя разрядник в дежурный режим. Блоки искровых промежутков могут размещаться либо посередине элемента разрядника (рабочие сопротивления при этом размещаются по краям), либо по краям элемента (рабочие сопротивления при этом размещаются посередине), либо только с одного края. На рис. 14.49б изображен первый из этих вариантов.

В настоящее время, для выявления дефектов и поддержания разрядников в работоспособном состоянии, заводскими и эксплуатационными НД предусматриваются следующие виды диагностики разрядников в эксплуатации:

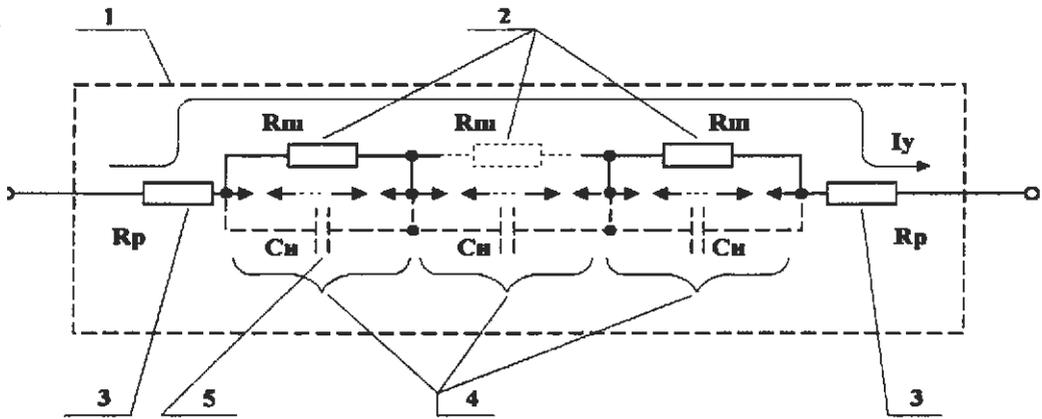
- измерение сопротивления элементов разрядника мегаомметром;
- измерение тока утечки элементов разрядника при приложении к нему повышенного выпрямленного напряжения нормированной величины от постороннего источника;
- определение пробивного напряжения искровых промежутков разрядника;
- измерение тока утечки разрядника под рабочим напряжением.

В совокупности, первых два вида диагностики позволяют уверенно выявлять возникающие в эксплуатации дефекты элементов разрядника, однако они имеют существенный недостаток — для выполнения диагностики необходим вывод разрядника из работы, что не всегда возможно по режимным соображениям, затрудняет проведение диагностики разрядника достаточно часто и, в конечном итоге, снижает эффективность диагностики в целом. Кроме того, эти виды диагностики достаточно трудоемки, особенно на многоэлементных разрядниках с номинальным напряжением 330 кВ и выше (требуются длинные штанги либо телескопическая вышка для подключения измерительных высоковольтных проводников, необходимо применять специальные организационные и технические мероприятия для обеспечения электробезопасности персонала, производящего работы, требуется посторонний источник высокого выпрямленного напряжения и т. д.).

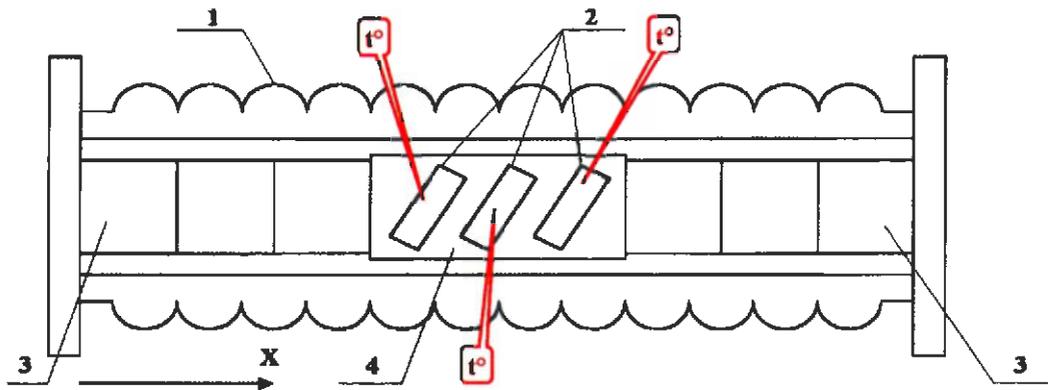
Диагностика же разрядника путем измерения тока утечки через него под рабочим напряжением, как показала практика, не является достаточно чувствительным и достоверным методом, тем более, что ее проведение требует предварительного монтажа дополнительных устройств в цепи заземления разрядника и принятия специальных мер для обеспечения безопасности персонала, производящего измерения.

Наиболее типичными и распространенными в эксплуатации дефектами разрядников являются:

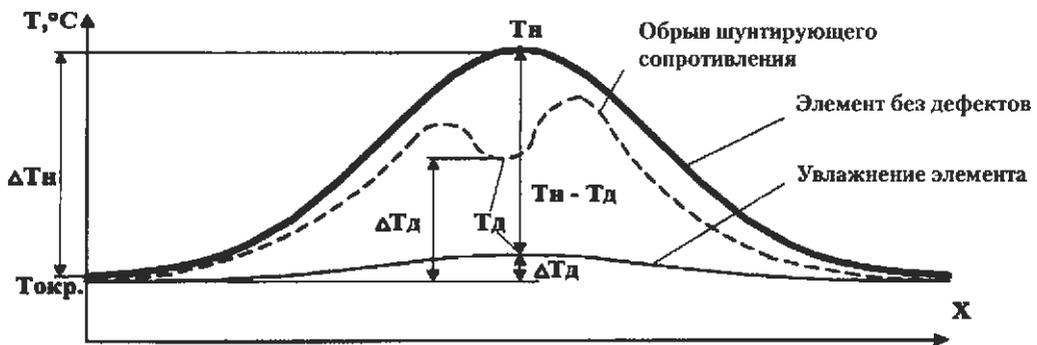
- **потеря элементом герметичности** (при этом происходит увлажнение внутренней поверхности фарфорового кожуха, рабочих и шунтирующих сопротивлений, других элементов конструкции разрядника и шунтирование его элемента пленкой влаги и окислов. Характеристики разрядника нарушаются, а при увлажнении 2-х и более элементов одной



а) электрическая схема элемента



б) конструкция элемента



в) огибающие температурных профилей поверхности элемента по его продольной оси

Рис. 14.49. Устройство элемента вентильного разрядника, огибающие температурных профилей его поверхности по продольной оси при отсутствии и наличии дефектов:

1 – фарфоровая покрывка элемента; 2 – шунтирующие сопротивления ($R_{ш}$); 3 – диски рабочих сопротивлений ($R_{р}$); 4 – блоки искровых промежутков; 5 – паразитные емкости искровых промежутков ($C_{п}$)

фазы (в многоэлементных разрядниках) и единственного элемента (в одноэлементных разрядниках напряжением до 35 кВ) возможно перекрытие разрядника при рабочем напряжении, его разрушение током к.з. и другие неприятные последствия);

- **обрывы шунтирующих сопротивлений** (возникают при резких перепадах температуры окружающей среды и механических воздействиях при монтаже и ремонтах разрядника (карборунд хрупок), вследствие чего характеристики и нормальная работа разрядника также нарушаются (нарушается равномерное распределение напряжения по элементам)

Признаками исправного состояния вентильного разрядника являются:

- одинаковый нагрев элементов разрядника в местах расположения шунтирующих резисторов во всех фазах;
- распределение температуры по элементам разрядника практически одинаково во всех его фазах — в пределах отдельной фазы она изменяется в диапазоне 0,5—5°С (в зависимости от количества элементов в фазе разрядника), для многоэлементных разрядников может наблюдаться плавное снижение температуры шунтирующих резисторов элементов, начиная с верхнего или второго сверху.

Рассмотрим диагностику многоэлементного разрядника при разгерметизации элемента, приведшей к его увлажнению, для чего обратимся к **рис. 14.49а**. Как видно из него, в нормальном режиме работы разрядника, через последовательно соединенные рабочие (**R_р**) и шунтирующие (**R_ш**) сопротивления элемента протекает ток утечки **I_у**. Этот ток вызывает в них Джоулевы потери, которые нагревают сопротивления:

$$P_p = (I_y)^2 \cdot R_p; P_{ш} = (I_y)^2 \cdot R_{ш}. \quad (14-8)$$

Поскольку **R_р** << **R_ш**, то **P_р** << **P_ш**, следовательно, заметный нагрев поверхности элемента будет только в районе расположения шунтирующих сопротивлений, которые навешиваются на блоки искровых промежутков (**рис. 14.49б**).

При анализе различных дефектов элемента разрядника удобно рассматривать вид огибающих температурных профилей (термопрофилограмм) поверхности элемента. Огибающая термопрофилограммы наиболее близко отражает тепловое состояние внутренних частей элемента разрядника, т. к. отражает температуры впадин между ребрами фарфоровой крышки элемента, а эти впадины наиболее близко находятся к внутренним частям элемента; кроме того, огибающая термопрофилограммы игнорирует "волнистость" температурного профиля поверхности элемента из-за наличия ребер на его фарфоровой крышке.

В данном случае, огибающая поверхности термопрофилограммы по продольной оси исправного элемента разрядника изображена на **рис. 14.49в** утолщенной линией. Очевидно, что наибольшая температура поверхности

элемента имеется в месте расположения центра блока искровых промежутков и по мере перемещения к краям элемента, она будет приближаться к температуре окружающей среды, сравниваясь с ней у его краев.

При потере элементом герметичности происходит увлажнение и окисление его внутренних деталей (сопротивлений, искровых промежутков, внутренней поверхности фарфоровой крышки). Пленка влаги и окислов в той или иной мере шунтирует элемент, при этом ток через шунтирующие сопротивления $R_{ш}$ значительно уменьшается (большая часть тока проходит через пленку влаги и окислов), вследствие чего нагрев поверхности элемента тоже уменьшается, приближаясь в пределе к температуре окружающей среды и отгибающаяся температурного профиля его поверхности по продольной оси выравнивается (тонкая линия на рис. 14.49б). При этом выполняется соотношение:

$$\Delta T_n \gg \Delta T_d, \quad (14-9)$$

где: $\Delta T_n = T_n - T_{окр}$. — максимальное превышение температуры поверхности исправного элемента в месте расположения блока искровых промежутков по отношению к температуре окружающего воздуха;

$\Delta T_d = T_d - T_{окр}$. — максимальное превышение температуры поверхности дефектного элемента в месте расположения блока искровых промежутков по отношению к температуре окружающего воздуха.

Таким образом, тепловые картины исправного и увлажненного элементов будут значительно отличаться и, в соответствии с выражением (14-9), могут служить диагностическим признаком для выявления увлажненного элемента.

Кроме того, при внутреннем увлажнении одного или нескольких элементов одной и той же фазы разрядника, ток через исправные элементы (соединенные последовательно с увлажненным) этой же фазы пропорционально увеличится. Вследствие этого, нагрев исправных элементов дефектной фазы будет больше, чем нагрев элементов соседней "здоровой" фазы. Например, если в фазе "В" разрядника имеется увлажненный элемент, а в фазе "А" все элементы исправны, будет выполняться соотношение:

$$\Delta T_n^B > \Delta T_n^A, \quad (14-10)$$

где: ΔT_n^B — максимальное превышение температуры по отношению к температуре окружающей среды поверхности исправных элементов дефектной фазы "В";

ΔT_n^A — максимальное превышение температуры по отношению к температуре окружающей среды поверхности исправных элементов "здоровой" фазы "А".

Таким образом, на основании соотношения (14-10) можно выявить дефектную фазу, а потом, пользуясь выражением (14-9) уточнить месторасположение увлажненного элемента.

На практике выявление увлажненного элемента в большинстве случаев значительно упрощается, т.к. он заметно выделяется при рассмотрении тепловой картины фазы в целом.

В качестве примера, приведем реальный случай выявления увлажненного элемента в разряднике РВМГ-330, защищающего автотрансформаторную группу. На **рис. 14.50а, б** приведены термограммы фазы разрядника в целом и элементов **6, 7 и 8** (более крупно), при этом для удобства привязки, на том же рисунке приведена схема расположения элементов в фазе и результаты обработки термограмм. На них отчетливо виден более холодный (на термограммах более темный) элемент **7**, выше и ниже которого расположены более теплые (светлые) элементы **6** и **8**. Для сравнения, на **рис. 14.51а, б** приведена термограмма и результаты ее обработки для "здоровой" фазы этого же разрядника.

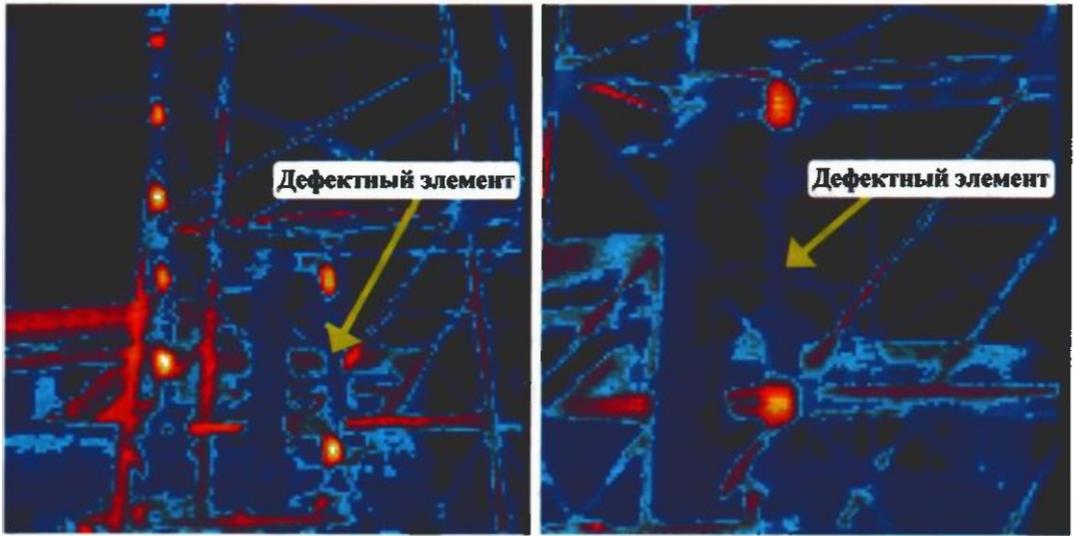
Из рассмотрения и анализа **рис. 14.50а, б** можно сделать следующие выводы:

- максимальное превышение температуры поверхности элементов в "здоровой" фазе разрядника наблюдается в центре расположения блока искровых промежутков (шунтирующих сопротивлений). Оно колеблется в пределах от 15% до 27% от температуры окружающей среды; максимальный перегрев исправных элементов дефектной фазы при этом колеблется в пределах от 31% до 42% от температуры окружающей среды, т. е. выполняется соотношение (14-10);
- максимальное превышение температуры поверхности элемента с предполагаемым увлажнением (в данном случае оно равно 0% от температуры окружающей среды) значительно ниже, чем максимальный перегрев поверхности любого из исправных элементов в этой же фазе, т. е. выполняется соотношение (14-9).

После тепловизионного контроля разрядник был выведен из работы для проведения внеочередных испытаний, которые показали (см. **таблицу 14.19**) значительное снижение сопротивления изоляции элемента **7** и увеличение его тока утечки выше допустимых норм. Разборка элемента показала обширное увлажнение и коррозию внутренних деталей его конструкции.

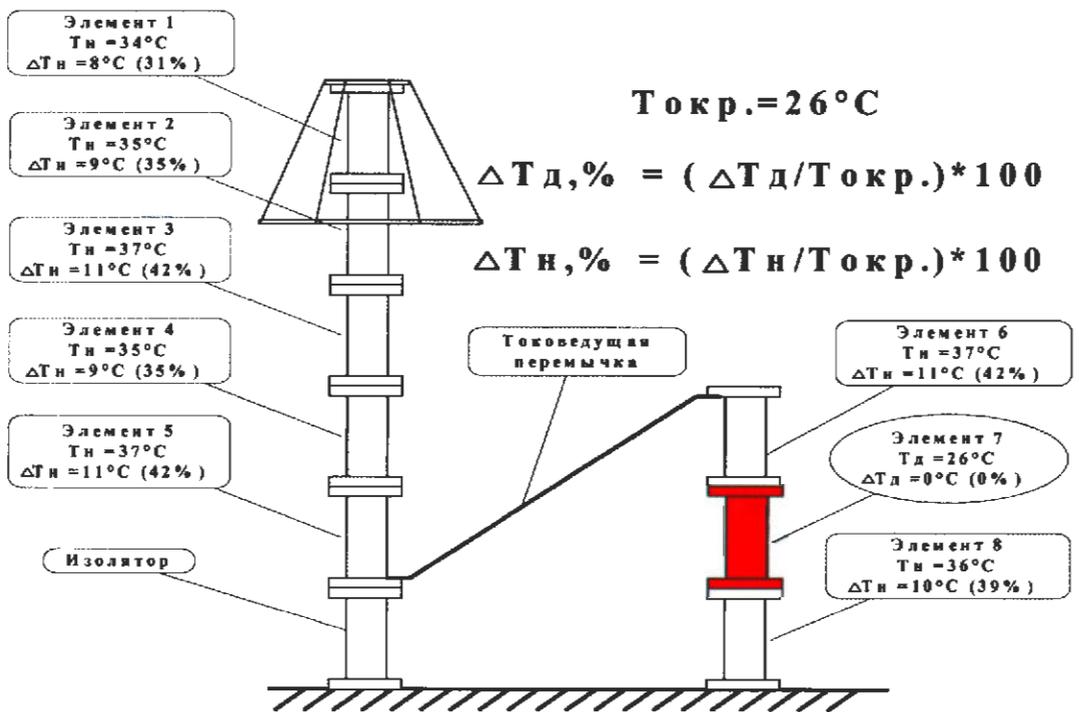
Таблица 14.19. Результаты испытаний и осмотра при ревизии разрядника РВМГ-330, забракованного по результатам термографического обследования (см. **рис. 14.49**)

№ элемент	Сопротивление изоляции, МОм	Испытательное напряжение, кВ	Ток утечки, мкА		Результаты осмотра при ревизии
			измеренный	норма	
6	3000	30	1060	900-1300	исправен
7	0,8		>2000 (запжал)		увлажнение и коррозия деталей элемента
8	1700		1120		исправен



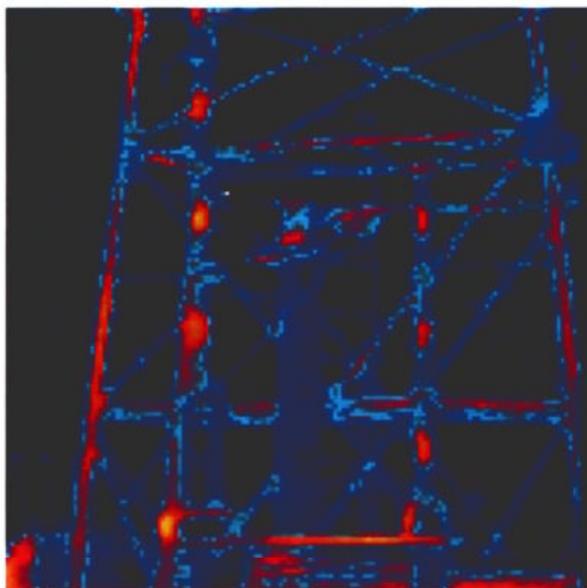
а) термограмма фазы разрядника

б) термограмма элементов 6, 7 и 8

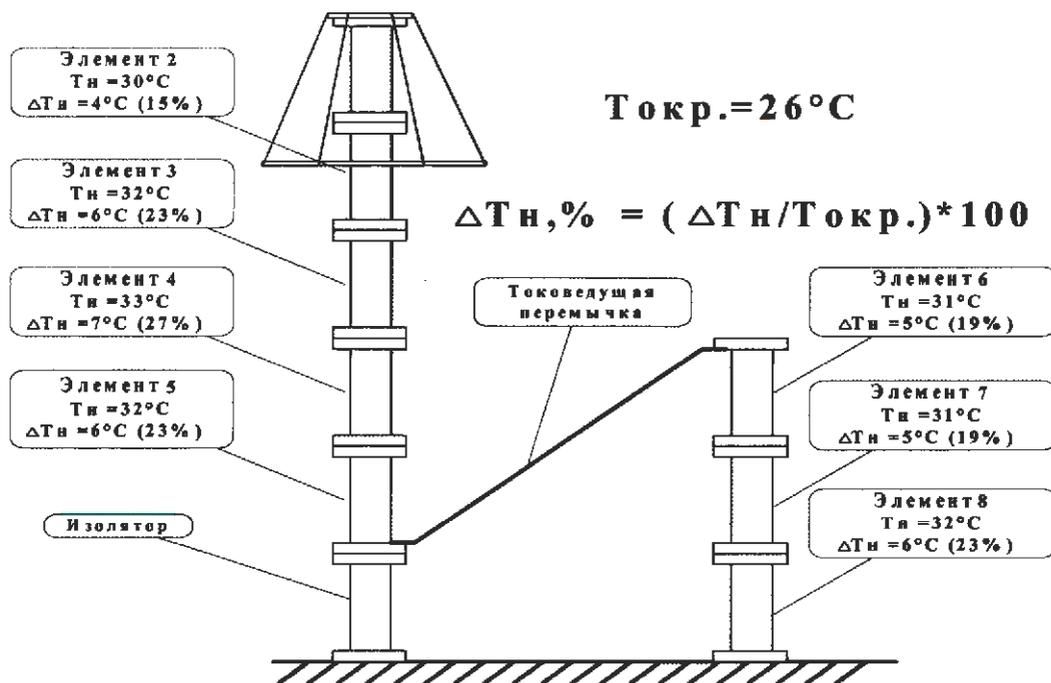


в) схема расположения элементов с результатами обработки термограмм

Рис. 14.50. Результаты диагностики разрядника РВМГ-330 (фаза с дефектным элементом)



а) термограмма фазы разрядника



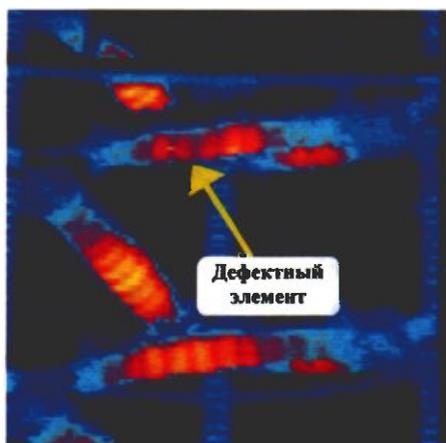
б) схема расположения элементов с результатами обработки термограмм

Рис. 14.51. Результаты диагностики разрядника РВМГ-330 (фаза с исправными элементами)

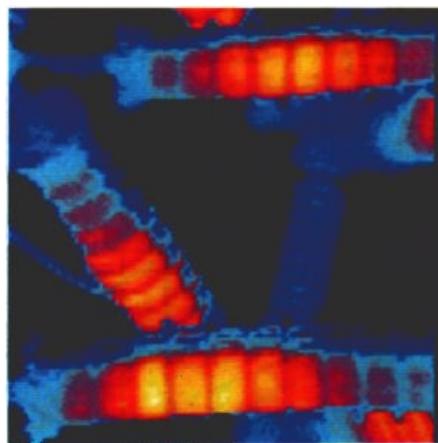
Рассмотрим диагностику разрядника при обрыве одного или нескольких шунтирующих сопротивлений внутри одного из элементов. Из рис. 14.49в видно, что огибающая температурного профиля (пунктирная линия) вдоль оси элемента при этом значительно отличается от огибающей температурного профиля исправного элемента (утолщенная линия) из-за отсутствия тепловыделения на оборванном сопротивлении или сопротивлениях. Ток, протекавший через шунтирующее сопротивление до его обрыва, при обрыве "перемещается" в паразитную емкость искрового промежутка Си.

При этом, огибающая температурного профиля из "гладкой" становится "двух-" или "многогорбой", что может служить диагностическим признаком обрыва одного или нескольких шунтирующих сопротивлений.

В качестве примера диагностики такого дефекта, на рис. 14.52а приведена термограмма фрагмента фазы разрядника РВМК-330 с обрывом шунтирующего сопротивления в основном элементе разрядника (на термограмме — третий элемент сверху). Как видно из нее и таблицы обработки данных (см. рис. 14.52б), превышение температуры поверхности элемента в месте дефекта значительно ниже (16% от температуры окружающей среды), чем максимальные превышения температуры поверхности исправных элементов (40-49%); температурный профиль вдоль оси дефектного элемента имеет явно выраженный "двугорбый" характер. Для сравнения, на рис. 14.52б приведена термограмма фрагмента фазы этого же разрядника с исправными элементами.



а) фрагмент фазы с дефектным элементом



б) фрагмент фазы с исправным элементом

№ элемента	Тн (Тд), °С	ΔТн (ΔТд)		Токр., °С
		°С	в % от Токр.	
1	23,4	7,4	46	16
3	18,4	2,4	16	
4	23,8	7,8	49	
5	22,4	6,4	40	

в) результаты обработки термограммы фазы с дефектным элементом

Рис. 14.52. Результаты диагностики основных элементов разрядника РВМК-330

По результатам термографического обследования разрядник был выведен из работы и подвергнут височерсрэдным высоковольтным испытаниям, которые показали (см. таблицу 14.20) значительное увеличение сопротивления элемента 3 и снижение тока утечки через него ниже допустимых норм. Разборка элемента показала обрыв одного из шунтирующих сопротивлений, что подтверждает эффективность ТД ИКТ обрывов шунтирующих сопротивлений.

Таблица 14.20. Результаты испытаний и осмотра при ревизии основных элементов разрядника РВМК-330, забракованного по результатам термографического обследования

№ элемента	Сопротивление изоляции, МОм	Испытательное напряжение, кВ _{выпрямл.}	Ток утечки, мкА		Результаты осмотра при ревизии
			измеренный	норма	
1	380	18	1040	900-1300	исправен
2	300		1120		
3	1500		600		исправен
4	320		1080		
5	300		1080		
6	330		1040		
7	340		1040		
8	330		1120		
9	350		1120		
10	340		1040		
11	300		1120		

ТД ИКТ открытых контактных соединений разрядников и ОПН выполняются в соответствии с указаниями раздела 12.

При выполнении обследований следует выполнять указания п. 11.2.

При дефектации разрядников с активной шунтировкой искровых промежутков (РВС, РВО, РВМ, РВМГ и т. п.) следует руководствоваться следующей последовательностью сравнения температур и критериями определения дефектов:

- производится сравнение температур наиболее нагретых точек элементов разрядника одной фазы. Если разница температур нагрева между элементами менее 3°С, то фазу следует считать бездефектной, при определении разницы температур в 3°С и более – фаза разрядника дефектная. При этом поврежденный элемент имеет меньшую температуру нагрева;
- для определения вида дефекта сравниваются температуры нагрева соответствующих элементов с другими двумя фазами разрядника. Если элементы забракованной фазы нагреты сильнее соответствующих элементов других фаз разрядника, то элемент с меньшей температурой в

дефектной фазе имеет закорачивание искровых промежутков из-за их увлажнения, и/или загрязнения и окисления. Если же элементы забракованной фазы нагреты слабее соответствующих элементов других фаз разрядника, то элемент с меньшей температурой в дефектной фазе имеет обрыв шунтирующих сопротивлений, при этом огибающая его термопрофилограммы вдоль оси элемента будет иметь два или несколько пиков.

Необходимо иметь в виду, что диагностирование вентильных и искровых элементов разрядников РВМК-330П и РВМК-500П средствами инфракрасной техники невозможно, т. к. они взаимно шунтируют друг друга, и энергия, рассеиваемая в рабочем режиме на вентильном элементе весьма мала из-за его малого сопротивления.

Следует отметить особенности диагностирования разрядников, имеющих емкостную шунтировку искровых промежутков, например, разрядников РВМК-400В и РВМК-750М. В этих разрядниках вышеописанные явления отсутствуют, т.к. рассеивание активной энергии в шунтирующих емкостях обусловлено только весьма малыми диэлектрическими потерями в изоляции шунтирующих конденсаторов. В то же время, блоки искровых промежутков этих разрядников смонтированы внутри фарфоровой крышки на опорных конструкциях, состоящих из стеклопластиковых элементов. При потере элементом разрядника герметичности, внутренние поверхности этих элементов могут увлажняться, вследствие чего по их поверхности могут развиваться ползущие разряды ("треки"), представляющими собой науглероженные дорожки, которые шунтируют блоки искровых промежутков. В местах появления "треков" может рассеиваться значительная активная энергия. Подобный случай описан на **рис. 14.34** для воздушного выключателя, проявление этой энергии выразилось в появлении температурных аномалий на поверхности фарфоровой крышки элемента разрядника, которые свидетельствуют о дефекте внутри элемента. При выявлении таких аномалий разрядник следует подвергнуть внеочередным испытаниям традиционными методами. Естественно, при этом следует убедиться, что выявленная тепловая аномалия не является тепловым или солнечным "бликом", используя рекомендации, приведенные в **разделе 11** данного УМП.

Конструкции некоторых типов вентильных разрядников, используемых в электроустановках, приведены в **приложении Е**, характерные термограммы дефектов, встречающихся в эксплуатации — на **рис. 14.53а-е**.

Диагностирование одноколонковых многоэлементных разрядников 330–750 кВ без шунтирующих сопротивлений имеет свои особенности. Несмотря на наличие элементов, предназначенных для выравнивания деления рабочего напряжения по элементам этих разрядников (шунтирующих конденсаторов, внешних емкостных экранов) и учитывая их значительную высоту, добиться равномерного деления рабочего напряжения по элементам

разрядника удается не всегда. Как правило, верхние элементы разрядника (ближние к фазному проводу) при этом оказываются нагруженными по напряжению сильнее, чем нижние, что вызывает их повышенный нагрев (см. **рис. 14.54**), который может превышать 5°C , это может привести к ложной отбраковке элементов разрядника. Поэтому при съемке следует обращать внимание на распределение температур по высоте всех трех фаз разрядника. Если оно примерно одинаково во всех фазах, то неравномерность температуры по элементам каждой фазы вызвана вышеуказанными причинами. Если же одна из фаз имеет явные температурные аномалии по сравнению с двумя другими, то в ней возможно наличие дефекта.

Для разрядников, в которых по результатам ТД ИКТ подозревается наличие внутреннего дефекта, необходимо провести их внеочередные испытания в соответствии с ГКД 34.20.302-2002. По результатам испытаний принимается решение о возможности дальнейшей эксплуатации разрядника, для принятия решения о дальнейшей эксплуатации, рекомендуются следующие сроки:

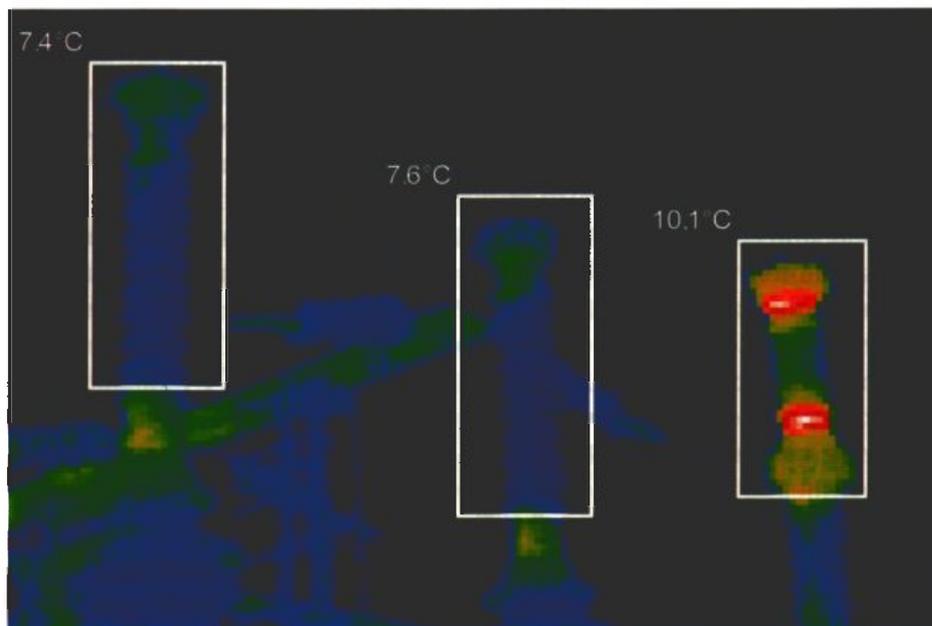
- для одноэлементных разрядников — до начала грозового сезона, но не более 7 дней;
- для многоэлементных разрядников — до начала грозового сезона, но не более 30 дней.

В эксплуатации бывают случаи, когда при монтаже разрядника или замене его элементов по результатам диагностики, в схему разрядника ошибочно устанавливают непроjektные элементы или при ремонте элемента допускаются ошибки при его сборке. Такие случаи хорошо диагностируются при ТД ИКТ, один из них изображен на **рис. 14.55**.

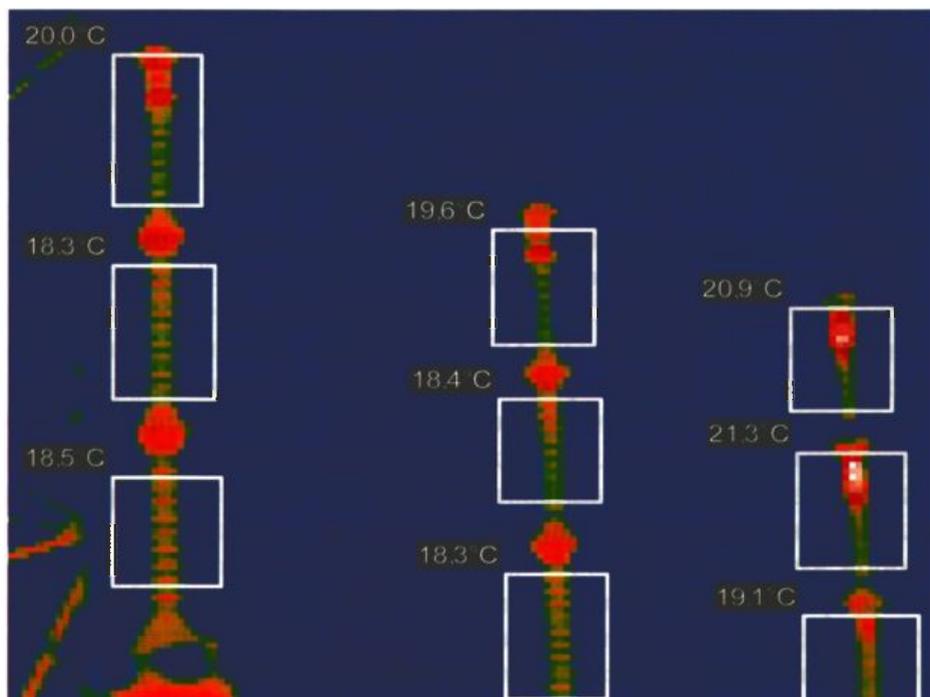
Ограничители перенапряжений типа ОПН предназначены для глубокого ограничения внутренних и грозовых перенапряжений, действующих на электроустановки и выпускаются на напряжения 110–750 кВ.

Конструктивное исполнение ОПН позволяет выявлять в них следующие дефекты, следствием которых являются температурные аномалии:

- **нарушение герметичности** фарфоровой или силиконовой крышки с увлажнением внутренних элементов конструкции ОПН (например, стеклопластиковых деталей, полимерной оболочки блоков варисторов и т. п.);
- **увлажнение** кварцевого наполнителя (общее и локальное);
- **пробой** варисторов.

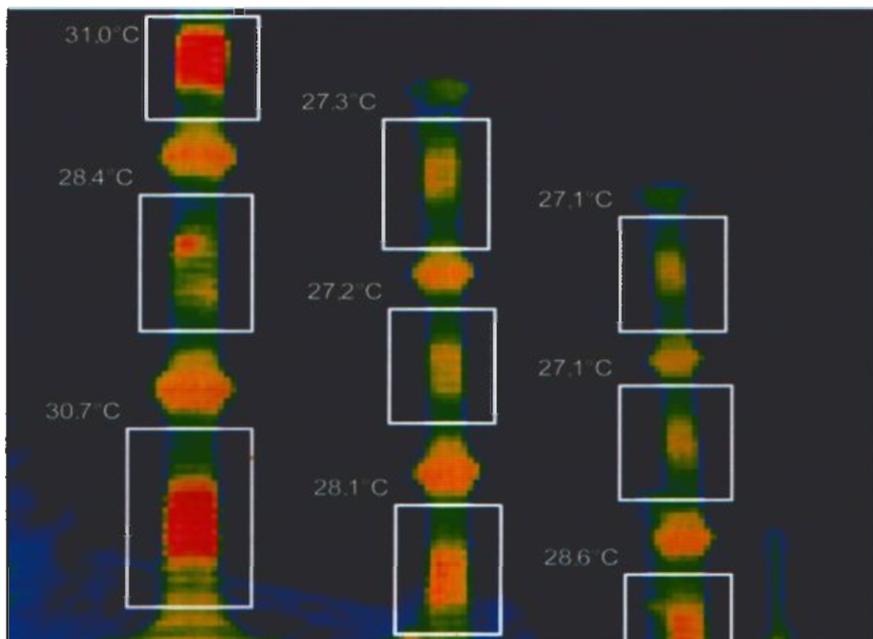


а) нагрев элемента правой фазы вентильного разрядника РВС-35 (элемент собран из двух разрядников РВО-20, нижний из которых увлажнен).

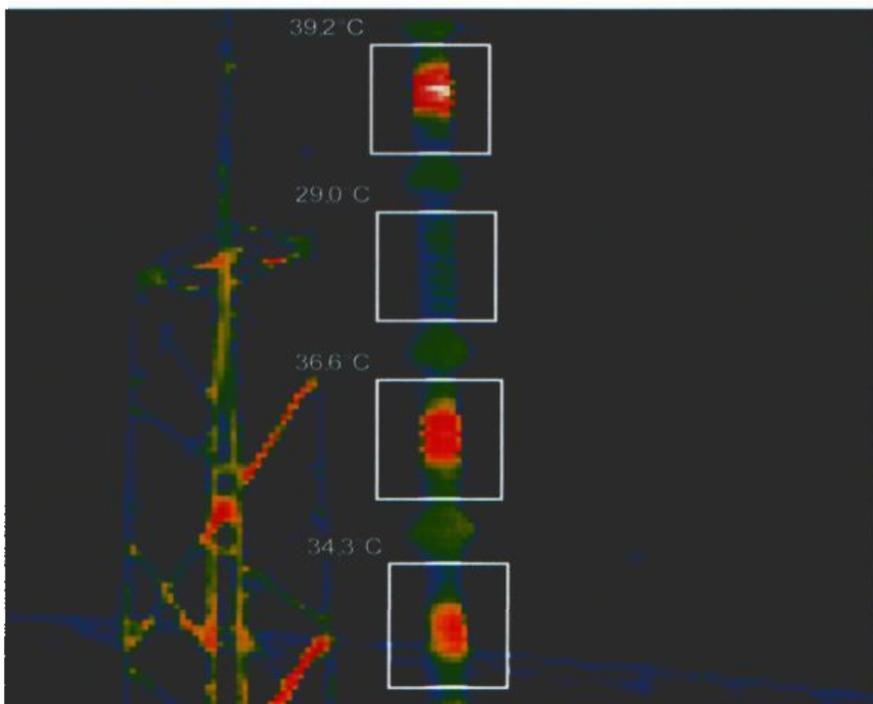


б) обрыв шунтирующих сопротивлений вентильного разрядника РВС-110 (первый и второй элемент от земли на левой и средней фазе).

Рис. 14.53 (а–б). Характерные термограммы дефектов вентильных разрядников



в) увлажнение среднего элемента вентиляющего разрядника РВМГ-110 (левая фаза).

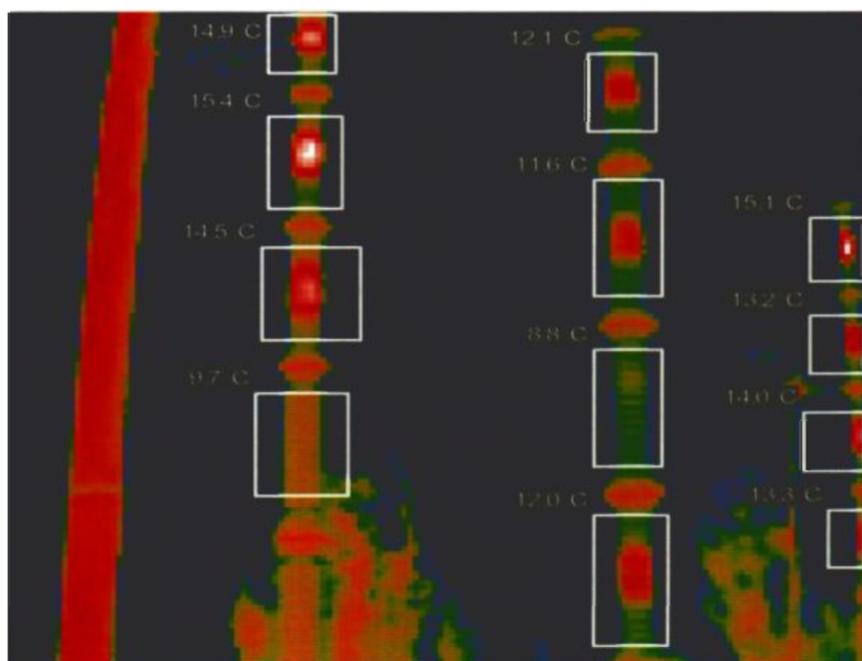


г) увлажнение элемента вентиляющего разрядника РВМГ-220 (второй элемент от провода).

Рис. 14.53 (в–г). Характерные термограммы дефектов вентиляющих разрядников



д) увлажнение верхнего элемента вентильного разрядника РВМГ-220.



е) увлажнение элементов вентильного разрядника РВМГ-220 (первый от земли на левой фазе и второй от земли на средней фазе).

Рис. 14.53 (д–е). Характерные термограммы дефектов вентильных разрядников

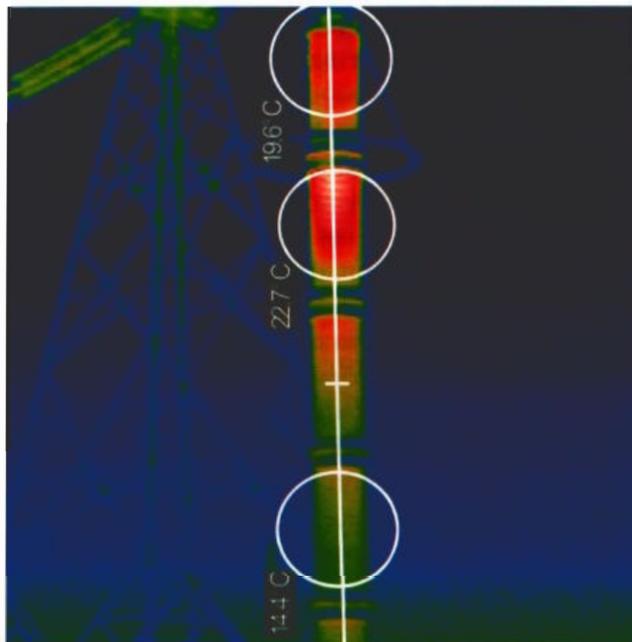


Рис. 14.54. Неравномерное распределение температуры по высоте фазы разрядника РВМК-750 из-за неравномерного деления рабочего напряжения по ее элементам

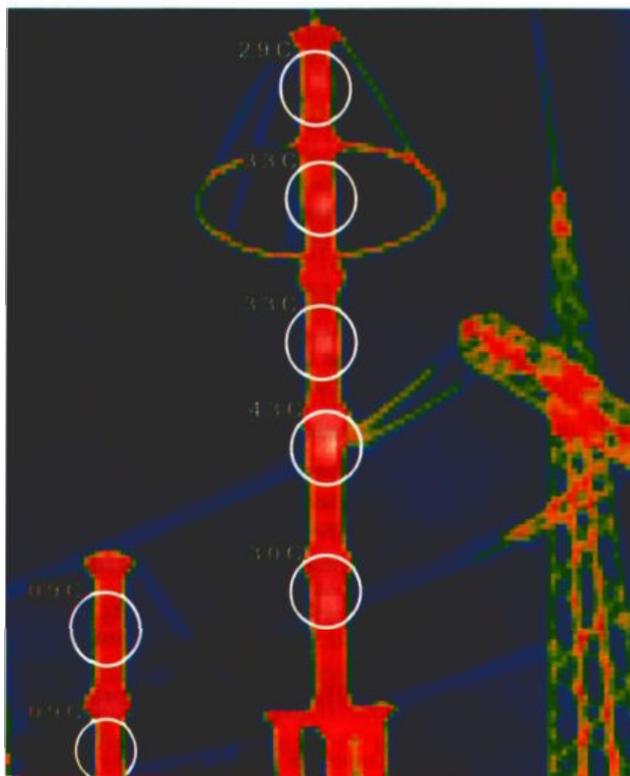


Рис. 14.55. Непроектная комплектация разрядника РВМГ-330 и неправильная сборка его элементов после их вскрытия и ремонта.

Проектная комплектация разрядника и его элементов (РВМГ-33) изображены на рис. Е.5.13 и Е.5.15 приложения Е.

При сборке фазы разрядника после ремонта его элементов допущены три грубые ошибки:

- вместо опорного изолятора (5-й элемент от провода) установлен элемент РВМГ-33- это видно по характерному нагреву покрышки элемента шунтирующими сопротивлениями;
- вместо элементов РВМГ-33 (6-й и 7-й элементы от провода) установлены опорные изоляторы — это видно по отсутствию характерных нагревов шунтирующих сопротивлений в центре элементов;
- неправильная сборка 4-го и 5-го элементов от провода после их вскрытия и ремонта — в элементах РВМГ-33 блоки искровых промежутков с шунтирующими сопротивлениями должны быть расположены в центре элемента, а не в верхней его части.

Конструктивно ОПН представляет собой один или ряд параллельных столбов, набранных из дисков высоколинейных варисторов из двуокиси цинка диаметром 28–60мм, помещенных в фарфоровую крышку, засыпанную для улучшения теплоотвода от резисторов кварцевым песком, либо заключенных в полимерную оболочку и размещенных в силиконовой крышке. (см. рис. 14.56–14.57).

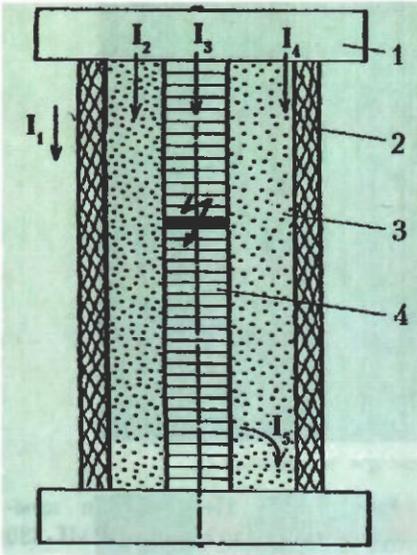
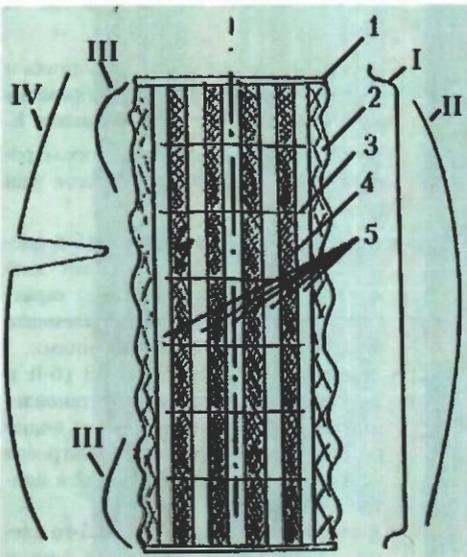


Рис. 14.56. Упрощенная схема протекания токов утечки в элементе ОПН:

- 1 – фланец;
- 2 – изоляционная крышка;
- 3 – кварцевый песок;
- 4 – столб варисторов.

Условные обозначения:

- I_1 – ток утечки по наружной поверхности фарфоровой крышки;
- I_2 – ток утечки через кварцевый песок;
- I_3 – ток, протекающий через столб варисторов;
- I_4 – ток утечки по внутренней поверхности фарфоровой крышки;
- I_5 – ток, протекающий в локальном объеме элемента при нарушении герметизации его фланцевого соединения и локальном увлажнении кварцевого песка.



I – исправный элемент:

Токи I_1, I_2, I_4, I_5 практически отсутствуют. Нагрев по высоте элемента ОПН в результате протекания тока I_3 небольшой, температурный профиль равномерен (здесь и далее на этом рисунке обозначения токов соответствуют рис. 14.56).

II – общее увлажнение кварцевого наполнителя:

Нагрев определяется током I_2 . Температурный профиль повторяет кривую I, с более высокими температурами. В начальной стадии нарушения герметичности фланца в этом месте может наблюдаться повышение температуры (кривая III).

III – локальное увлажнение кварцевого наполнителя:

Нагрев определяется током I_5 . Повышение ("всплеск") температуры в месте локального увлажнения.

IV – общее увлажнение кварцевого наполнителя и пробой варистора:

Нагрев определяется суммой токов I_1, I_2, I_3 . "Провал" температуры – в месте пробитого варистора.

Рис. 14.57. Упрощенная конструктивная схема элемента ОПН и огибающие температурных профилей по его высоте при различных дефектах:

- 1 – верхний металлический фланец; 2 – крышка; 3 – металлическая прокладка между ярусами варисторов; 4 – столб варисторов; 5 – кварцевый наполнитель.

На **рис. 14.57** приведены примеры и интерпретации дефектов ОПН в виде огибающих температурных профилей по высоте элемента.

При обследовании ограничителей перенапряжений следует сравнивать температуру элементов между фазами. Если обнаружено, что температурное поле одного из элементов ОПН равномерно и он имеет температуру, отличающуюся на 2°С и более, чем такие же элементы других фаз, то этот элемент считается дефектным. Вероятной причиной этого является общее увлажнение кварцевого наполнителя или внутренней поверхности силиконовой покрышки. При этом, в одноэлементных ОПН будет наблюдаться повышение температуры элемента из-за увеличения тока утечки, а в многоэлементных ОПН может наблюдаться ее уменьшение (ток утечки практически не меняется т. к. он определяется сопротивлением "здоровых" элементов, а сопротивление дефектного элемента снижено).

Если при ТДИКТ обнаружено наличие локальных температурных аномалий на поверхности элемента с температурой, отличающейся от средней на 2°С и более, то в этом элементе также возможно наличие дефекта. Возможной причиной аномалии может быть локальное увлажнение кварцевого наполнителя (в ОПН с фарфоровой покрышкой) или внутренней поверхности силиконовой покрышки (в ОПН с силиконовой покрышкой), а также пробой варисторов.

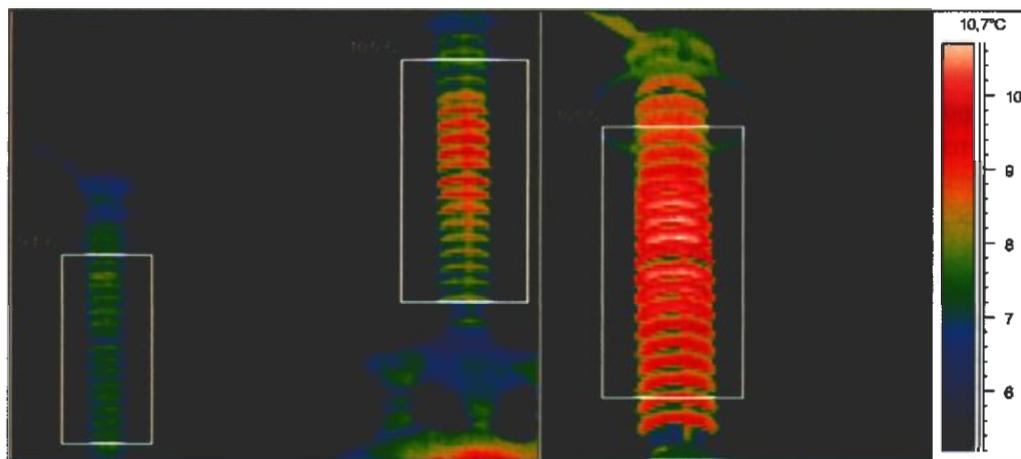
В ОПН с фарфоровой покрышкой в местах "подсосов" влажного воздуха наполнитель будет увлажняться, это вызовет изменение тока утечки через эти области и температурные аномалии на поверхности покрышки. Заполнение элемента ОПН на заводе непросушенным песком существенно расширит размер этих аномальных зон.

В ОПН с силиконовой покрышкой, конденсация влаги на внутренней поверхности покрышки (соседствующих с местами разгерметизации) также вызовет изменение тока утечки и температуры в этих областях.

Следует отметить, что температура увлажненных зон может быть как выше, так и ниже средней температуры дефектного элемента. В многоэлементных ОПН она будет ниже (ток утечки практически не меняется т. к. он определяется сопротивлением "здоровых" элементов, а сопротивление увлажненной зоны дефектного элемента снижено). В одноэлементных ОПН температура зависит от величины, конфигурации, месторасположения увлажненных зон в теле элемента и степени их увлажнения. Например, при небольшом объеме увлажненной зоны, по сравнению с общим объемом ОПН и ее радиальной ориентации, температура в этой зоне будет ниже средней (ток утечки практически не меняется т. к. он определяется сопротивлением "здоровой" зоны, а сопротивление увлажненной зоны снижено); при большом объеме увлажненной зоны или ее расположением практически по всей высоте в виде полосы, ее температура может быть выше средней из-за увеличения общего тока утечки элемента.

Характерные термограммы ОПН, встречающиеся в эксплуатации, приведены на **рис. 14.58**.

Для ОПН, в которых по результатам ТД ИКТ подозревается наличие дефекта, необходимо провести их внеочередные испытания в соответствии с ГКД 34.20.302-2002 и с учетом рекомендаций заводов-изготовителей. По результатам испытаний принимается решение о возможности дальнейшей эксплуатации ОПН.



а) фаза без дефекта (слева) и с дефектом (справа) б) фаза с общим внутренним увлажнением ограничителя перенапряжений ОПН-110 (локальное внутреннее увлажнение) ограничителя перенапряжений ОПН-110.

Рис. 14.58 (а–б). Характерные термограммы дефектов ОПН

Для оценки состояния ОПН, в которых, по результатам ТД ИКТ подозреваются дефекты, выполнения испытаний и измерений, локализации дефектов и принятия решения о дальнейшей эксплуатации, рекомендуются следующие сроки:

- для одноэлементных ОПН — до начала грозового сезона, но не более 5 дней (с учащенным контролем токов утечки в течение этого срока);
- для многоэлементных ОПН — до начала грозового сезона, но не более 30 дней.

При написании подраздела использованы публикации [9, 12, 13, 37, 72, 73, 76, 80, 85].

14.10. Конденсаторы связи, делительные и силовые конденсаторы.

Конденсаторы связи и делительные конденсаторы воздушных выключателей и конденсаторы трансформаторов напряжения типа НДЕ состоят из фарфоровой крышки, внутри которой находятся параллельно соединенные пакеты из последовательно соединенных конденсаторных секций рулон-

ного типа (рис. 14.59). Секции в пакетах стянуты между металлическими плитами посредством изоляционных планок. Пакеты залиты конденсаторным маслом, для компенсации теплового расширения масла в нижней части фарфоровой покрывки расположен расширитель в виде сиффона, внутренняя часть которого соединена через отверстие во фланце с атмосферой.

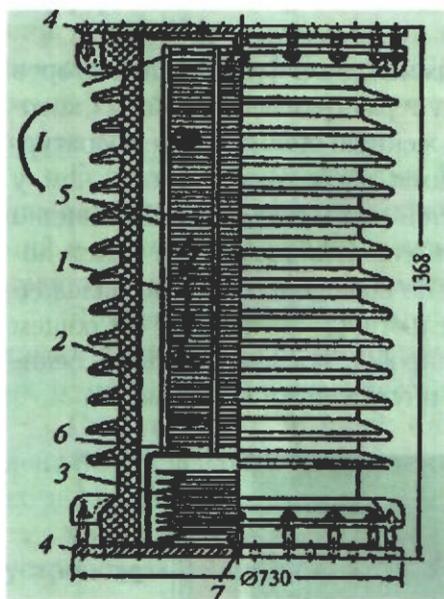


Рис. 14.59. Устройство конденсатора связи с номинальным напряжением 110/√3 и емкостью 0,025 мкФ

- 1 — пакет из секций бумажных конденсаторов;
- 2 — фарфоровая покрывка;
- 3 — сиффон;
- 4 — фланец;
- 5 — изоляционные планки;
- 6 — металлическая плита;
- 7 — выходное отверстие сиффона.

I — место возможного локального нагрева фарфоровой покрывки при пробое секции (части секций) пакета;
Iс — емкостной ток через пакет

Фланцы закреплены на фарфоровой рубашке через прокладки из маслостойкой резины, чем обеспечивается герметичность конденсатора.

Следует отметить, что конденсаторы связи и делительные конденсаторы представляют собой весьма надежные электрические аппараты. Тем не менее, при большом сроке службы (20 лет и более) может наблюдаться ухудшение диэлектрических их изоляции и другие, изложенные ниже, дефекты.

Конструктивные особенности конденсаторов связи и делительных конденсаторов позволяют выявить в них средствами ИКТ:

- **дефекты открытых контактных соединений;**
- **ухудшение диэлектрических характеристик** (тангенса угла диэлектрических потерь изоляции отдельных секций конденсатора);
- **внутренний обрыв** в конденсаторе (между пакетами или в месте соединения крайних пакетов с фланцами фарфоровой рубашки);
- **пробой** отдельных секций конденсатора.

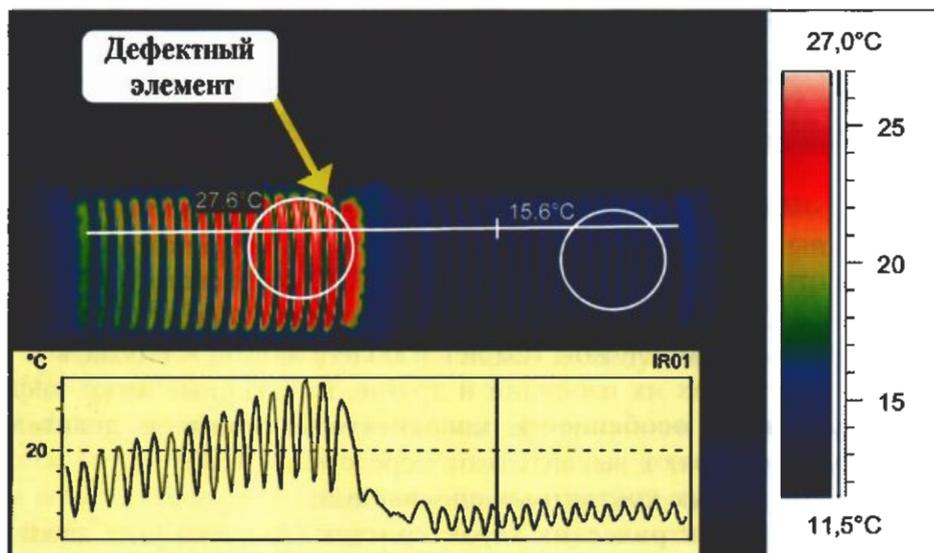
При выполнении ТД ИКТ открытых контактных соединений, следует руководствоваться указаниями **раздела 12**.

При выполнении обследований следует выполнять указания п. 11.2.

Температуры нагрева и превышения температуры над температурой окружающего воздуха открытых контактных соединений конденсаторов связи и делительных конденсаторов не должны превышать значений, указанных в таблице 12.1 (п.п. 1, 4, 5).

Дефекты, связанные с повреждением внутренних элементов конденсатора, как правило, сопровождаются появлением на поверхности его фарфоровой покрышки температурных аномалий.

Например, на рис. 14.60 показана термограмма одной фазы конденсаторов связи, состоящей из 2-х элементов, нижний (на термограмме- левый) из которых имеет на поверхности покрышки явно выраженную обширную температурную аномалию (огнивающая термопрофилограмма расположена выше, чем у верхнего элемента и резко поднимается в верхней части элемента). Как видно из приведенной под термограммой таблицы, тангенс угла диэлектрических потерь изоляции нижнего элемента и его емкость по сравнению с пуско-наладочными величинами резко возросли, что свидетельствует, во-первых, об общем старении изоляции и во-вторых- о частичном пробое последовательно соединенных секций конденсаторов, расположенных внутри нижнего элемента.



Нижний элемент				Верхний элемент			
Измеренные данные при T= 23°C		Наладочные данные при T= 21°C		Измеренные данные при T= 23°C		Наладочные данные при T= 21°C	
tgδ, %	C, пФ	tgδ, %	C, пФ	tgδ, %	C, пФ	tgδ, %	C, пФ
0,33	34 987	0,18	14 300	0,48	16 578	0,15	14000

Рис. 14.60. Термограмма с дефектом конденсатора связи 330 кВ, состоящего из двух элементов СМП-166 (изображение повернуто вправо на 90°) и результаты измерений диэлектрических характеристик конденсатора до и после возникновения дефекта

Интересно отметить, что результаты измерений, приведенные в таблице, свидетельствуют о старении и частичном пробое секций и верхнего элемента данной фазы, однако это пока не вызвало на его поверхности значительных температурных аномалий.

При выявлении на поверхности покрышки конденсаторов связи и делительных конденсаторов температурных аномалий, либо при заметном отличии температуры поверхности какого-нибудь элемента от других элементов, этого же присоединения на 3°С и более, необходимо убедиться в том, что температурная аномалия не является результатом действия мешающих факторов (см. **раздел 10**).

Если наличие мешающих факторов не установлено, конденсатор необходимо немедленно вывести из работы для проведения высоковольтных испытаний и измерений (с подозрением на наличие внутреннего дефекта) и по их результатам принимать решение о допустимости его дальнейшей эксплуатации.

Конденсатор должен быть заподозрен в наличии внутреннего дефекта, также в случае, если температура фарфоровой покрышки практически равна температуре окружающего воздуха.

Следует иметь в виду, что температурные дефекты делительных конденсаторов воздушных высоковольтных выключателей можно выявить только в отключенном положении выключателя (см. **п. 14.3**).

Силовые конденсаторы в основном используются в компенсирующих устройствах различного назначения:

- для компенсации реактивной мощности потребителей и элементов электрических сетей и систем- компенсирующие устройства поперечного включения;
- для компенсации реактивных параметров линий электропередачи — компенсирующие устройства продольного включения.

В качестве диэлектрика в силовых конденсаторах используется специальная бумага, пропитанная синтетической диэлектрической жидкостью или минеральным маслом, а в качестве обкладок — алюминиевая фольга. Конденсаторы состоят из спиральных, плоскопрессованных секций, которые собираются в прямоугольный пакет путем параллельного, последовательного или смешанного их соединения. При параллельном включении секций, каждая из них снабжается встроенным предохранителем, отключающим секцию в случае ее пробоя. Силовые конденсаторы изготавливаются однофазного и трехфазного исполнения напряжением от 220 В до 10,5 кВ и мощностью 5—100 кВАр в единице. Для получения большей реактивной мощности собирается батарея конденсаторов — БСК, в которой отдельные конденсаторы могут соединяться как параллельно, так и последовательно.

Конструктивные особенности силовых конденсаторов позволяют выявить в них средствами технического диагностирования инфракрасной техники:

- **дефекты**, характерные для КСВ и ДК;
- пробой отдельных секций конденсатора с перегоранием предохранителей.

При выполнении ТД ИКТ открытых контактных соединений, следует руководствоваться указаниями **раздела 12**.

При выполнении обследований следует выполнять указания **п. 11.2**.

Перегорание встроенного предохранителя секции конденсатора приведет к уменьшению его емкости (при параллельном включении секций), снижению тока через конденсатор и, как следствие, к снижению температуры нагрева корпуса. По этому признаку можно выявлять конденсаторы с перегоревшими предохранителями в БСК (если исходные емкости каждого конденсатора БСК примерно одинаковы).



Рис. 14.61. Термограмма части БСК, содержащей конденсатор со сниженной емкостью (на термограмме – слева, исправный конденсатор – справа)

Конденсатор, температура корпуса которого в составе БСК выше температуры корпусов остальных конденсаторов на 3°C и более (если исходные емкости каждого конденсатора БСК примерно одинаковы), скорее всего, имеет ухудшенные диэлектрические характеристики изоляции. Если же на корпусе силового конденсатора имеется температурная аномалия в 3°C и более, то скорее всего, в нем имеются пробитые секции.

Измеренные при ТД ИКТ значения температуры корпусов силовых конденсаторов одинаковой мощности не должны отличаться между собой более чем в 1,2 раза.

Во всех случаях, при выявлении средствами инфракрасной техники дефектного силового конденсатора, его окончательную отбраковку следует проводить только после подтверждения дефекта традиционными испытаниями и измерениями.

Температуры нагрева открытых контактных соединений и токоведущих частей силовых конденсаторов и БСК не должны превышать значений, указанных в **таблице 12.1**, других элементов силового конденсатора — не должны превышать значений, указанных в **таблице 14.21**.

Таблица 14.21. Наибольшие допустимые температуры диэлектрика силового конденсатора

№ п/п	Материал диэлектрика СК	Наибольшая допустимая рабочая температура нагрева, °С
1.	2.	3.
1.	Синтетический диэлектрик	95
2.	Минеральное масло	65

Учитывая, что обычно силовые конденсаторы изготавливаются в металлических корпусах, теплопроводность которых достаточно велика, можно считать, что температура диэлектрика конденсатора примерно равна температуре его корпуса.

Вывод силового конденсатора из работы для выполнения его испытаний в соответствии с ГКД 34.20.302-2002, если температура его корпуса больше приведенной в таблице 14.21, выполняется по аварийной заявке, если она меньше, но есть подозрение на внутренний дефект силового конденсатора — испытания необходимо выполнить в течение 14 дней; в остальных случаях (дефекты открытых КС) этот срок не должен превышать требований раздела 12.

При написании подраздела использованы публикации [9, 12, 85].

14.11. Высоковольтные вводы.

Конструктивное исполнение вводов позволяет выявить в них следующие дефекты, следствием которых являются температурные аномалии:

- **дефекты внешних (открытых) контактных соединений** элементов ввода;
- **внутренних контактных соединений** (недостаточный натяг резьбовых соединений с токоведущей трубой, некачественная пайка, дефекты гибких связей в токоведущей системе оголовника ввода и т. п.);
- **наличие короткозамкнутых контуров** в узле стяжки ввода (сопровождающиеся электрическими микродугами на пружинах, стяжных шпильках, направляющих и других деталях узла стяжки — с разложением масла и образованием в масле газов, характерных для нагрева и искрения);
- **понижение уровня масла** во вводе;
- **нарушение во вводе циркуляции масла** из-за разбухания изоляции (остова), резиновых прокладок в местах соединения частей покрышки [52], эллипсностью остова, несоосностью склейки частей покрышки и/или шламообразования на уступах остова, неправильной установкой центрирующих сухарей (вкладышей);
- **заводские дефекты покрышки** (неоднородности структуры фарфора и т. п.);
- **повреждение** или незаземленное состояние измерительного или специального вывода ввода;

- наличие "желтого" или "желто-бурого" налета на внутренней поверхности фарфоровой крышки ввода из-за образования в масле коллоидных структур — данный дефект особенно характерен для проходных вводов, расположенных горизонтально или почти горизонтально, изготовленных до 1986 г. и залитых маслом марки Т-750 [2, 52];
- увеличение диэлектрических потерь в основной изоляции из-за ее увлажнения (особенно в верхней части остова негерметичных вводов) и/или старения;
- разряды с нажимного кольца верхнего торца остова на внутреннюю поверхность фарфоровой крышки (для негерметичных вводов 220 кВ с усиленной внешней изоляцией).

ТДИКТ открытых контактных соединений вводов выполняются в соответствии с указаниями **раздела 12**.

При выполнении обследований следует выполнять указания п. **11.2**.

Температуры нагрева и превышения температуры контактных соединений вводов не должны превышать значений, указанных в **таблице 12.1**, а металлических деталей вводов герметичного исполнения на номинальные напряжения от 110 до 750 кВ включительно, предназначенных для трансформаторов (автотрансформаторов), реакторов, масляных выключателей, линейных вводов, а также вводов с твердой изоляцией на номинальное напряжение 110 кВ для трансформаторов — не должны превышать значений, указанных в **таблице 14.22**.

Таблица 14.22. Нормы нагрева металлических деталей конденсаторных вводов (по ГОСТ 10693-81)

№ п/п	Металлические детали в вводе	Наибольшая допустимая температура нагрева, °С	Превышение температуры над температурой окружающего воздуха 35°С для вводов исполнения У и ХЛ
1.	2.	3.	4.
1.	Непроводящие металлические части, контактирующие с трансформаторным маслом	100	65

Признаки и причины дефектов высоковольтных вводов приведены в **таблице 14.23**.

Дефекты в высоковольтных вводах в общем виде иллюстрирует **рис. 14.62**, представляющий огибающую термопрофилограмм поверхности ввода при возникновении в нем различных дефектов.

На **рис. 14.63–14.67** приведены конструкции оголовников некоторых вводов, в которых возможно возникновение дефектов внутренних КС.

На **рис. 14.68** приведена конструкция оголовника герметичного ввода 330 кВ (конструкции оголовников вводов 500-750 кВ в принципе аналогич-

Таблица 14.23. Признаки и причины дефектов высоковольтных вводов

№ п/п	Характер температурных аномалий	Возможная причина температурной аномалии
1.	2.	3.
1.	Нагрев покрышки ввода на 1°С и более по сравнению с другими фазами	• внутренний дефект изоляции ввода
2.	Местный нагрев покрышки ввода на 1°С и более по сравнению со средней температурой, которая представляет собой арифметическую полусумму наибольшей и наименьшей температуры покрышки ввода, измеренных между ребрами покрышки	• внутренний дефект изоляции ввода (при этом следует убедиться, что наличие температурной аномалии на покрышке не является тепловым или солнечным бликом)
3.	Нагрев оголовника или верхней части ввода на 2°С и более по сравнению с другими фазами (см. рис. 14.70; 14.74а)	• дефект внутренних контактов ввода (при этом следует убедиться, что повышение температуры оголовника не является следствием дефектов в аппаратном зажиме ввода); • наличие короткозамкнутого контура в оголовнике
4.	Изменение характера распределения температуры по высоте ввода, локальные температурные аномалии на его фарфоровой покрышке (см. рис. 14.72; 14.73; 14.74б-д)	• снижение уровня масла; • нарушение циркуляции масла (например, из-за нарушения установки центрирующих сухарей-вкладышей, дефект (разбухание) резинового уплотнения или нарушение центровки изолирующего остова, его эллипсностью, несоосностью склейки частей покрышки и т.п.); • разряды с нажимного кольца верхнего торца остова на внутреннюю поверхность фарфоровой покрышки (для негерметичных вводов 220 кВ с усиленной внешней изоляцией)
5.	Нагрев корпуса измерительного или специального вывода ввода на 3°С и более по сравнению с аналогичными точками других фаз (см. рис. 14.74е)	• некачественное заземление вывода

ны), на котором можно проследить образование в оголовнике ввода короткозамкнутых контуров.

При появлении в оголовнике ввода короткозамкнутых витков, в нем начинают циркулировать токи, наводящиеся в этих контурах под воздействием рабочего тока ввода и в масле появляются микродуги, которые вызывают нагрев его оголовника (см. поз. 8 на рис. 14.68). По этим контурам протекает ток, пропорциональный току ввода и площади контура, пересекаемой магнитным потоком. Наибольший ток может протекать по контуру "труба 1 — гайка 3 — винт 2 — диск 7 — пружины 8 — точка "и" замыкания пружины и трубы — труба 1".

Несколько меньший ток может протекать по контуру "диск 7 — пружины 8 — поддон 14 — шпилька 12 — диск 7", величина этого тока зависит от места расположения точки электрического контакта пружин 8 с диском 7 и поддоном 14. На рис.14.67 показаны крайние положения таких точек.

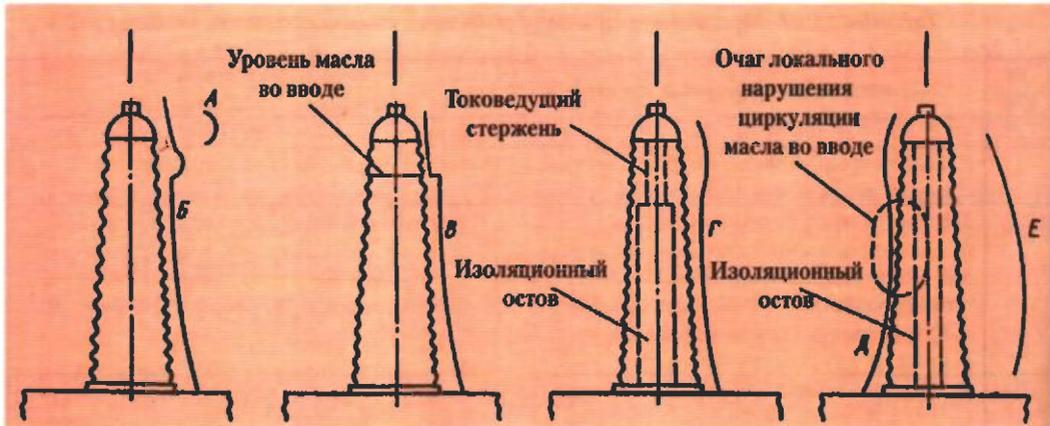


Рис. 14.62. Распределение температуры (термопрофилограмм) по поверхности ввода при различных видах дефектов в нем:

А — наличие короткозамкнутого контура в расширителе (оголовнике); В — нагрев внутренних контактных соединений; С — понижение уровня масла; Г — увлажнение верхней части изоляции ввода с образованием проводящих дорожек; Д — нарушение циркуляции масла (разбухание изоляции, шламообразование на уступах изоляционного остова ввода и т. п.); Е — увлажнение (загрязнение) поверхности изоляционного остова ввода и общего повышения диэлектрических потерь в его бумажно-масляной изоляции

Ещё меньший ток может протекать по контуру "диск 7 — пружина 8 — точка "е" замыкания пружины на шпильку 12 — точка "д" замыкания шпильки на диск 7".

В зависимости от места расположения точек касания пружины, ток протекает по одному или другому контуру, показанному в левой части рис. 14.68 или по периметру обоих контуров. Через точки "а, б, г, д" токи могут протекать в случае плохого контакта в точке "в" и случайных контактов в точках "а, б, г, д". Путь тока тогда проходит от одного винта 2 или шпильки 12 через один или несколько дисков 4, 5 и 7.

При разборке герметичных вводов 330 кВ (зав. чертёж 093) как правило, обнаруживаются следы подгораний в точках "и" (см. рис. 14.69а) и "в", значительно меньшие следы подгораний — в других точках, а в точке "е" во вводах этой модификации следов подгораний не обнаружено вовсе из-за невозможности касания пружины 8 и шпильки 12 (большой зазор между ними).

При разборке вводов 220 кВ (зав. чертёж 042) следы подгораний обнаруживались в точках "г, д, е", так как пружина, как правило, касается шпильки. В точке "з" следы подгораний не наблюдаются, так как между пружиной и поддоном 15 имеется прокладка 13 из электрокартона.

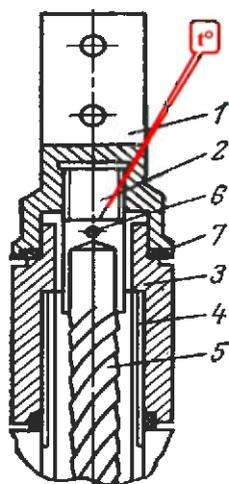


Рис. 14.63. Верхний контактный зажим маслоба-
рнерного ввода МТУ-120/600 (заводские чертежи
№№ 669, 146). Выносками показаны точки воз-
можных температурных дефектов:

1 — контактный зажим (лопатка); 2 — накопечник ввода;
3 — втулка; 4 — медная труба; 5 — гибкий отвод обмотки;
6 — шпилька; 7 — резиновая прокладка.

Нагрев возникает из-за ухудшении резьбового контакта за-
жима 1, при этом ток может проходить по шпильку 6 и
втулке 3. Ухудшение резьбового контакта вызвано потерей
эластичных свойств резиновой прокладки 7, создающей не-
который "натяг" по резьбе. Причиной нагрева может быть
также некачественная пайка отвода обмотки 5 к наконечни-
ку ввода 2

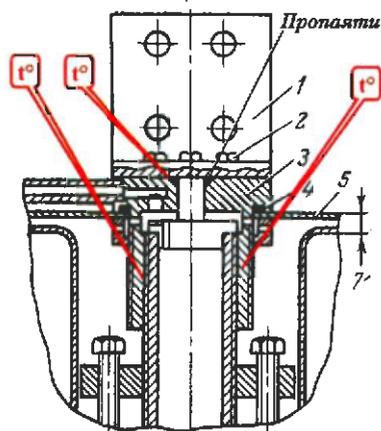


Рис. 14.64. Верхний контактный зажим ввода мас-
ляного выключателя МВ-110/1000 (заводской чер-
теж № 132-0-0). Выносками показаны точки воз-
можных температурных дефектов:

1 — контактный зажим (лопатка); 2 — болт; 3 — стакан;
4 — резиновая прокладка; 5 — корпус расширителя

Нагрев возникает при ухудшении "натяга" резьбы стака-
ном 3 и токоведущей трубой ввода и увеличения при этом
переходного сопротивления резьбового соединения

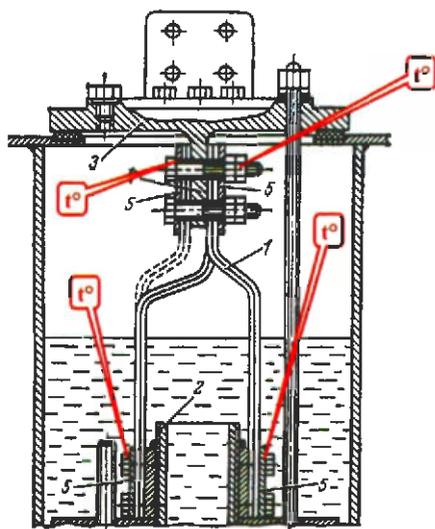


Рис. 14.65. Верхний контактный зажим маслоба-
рнерного ввода 220 кВ (заводские чертежи №№
200-0-0 и 132-0-0). Выносками показаны точки воз-
можных температурных дефектов:

1 — гибкая скоба; 2 — токоведущая труба; 3 — диск; 4 —
лопатка диска; 5 — коробчатая шайба.

Нагрев возникает из-за плохого контакта гибких скоб с
лопаткой диска (отсутствие шайб, недостаточная длина
резьбы, выдавливание гибких связей из-под гаск).

Коробчатая шайба 5 введена в конструкцию ввода при
модернизации

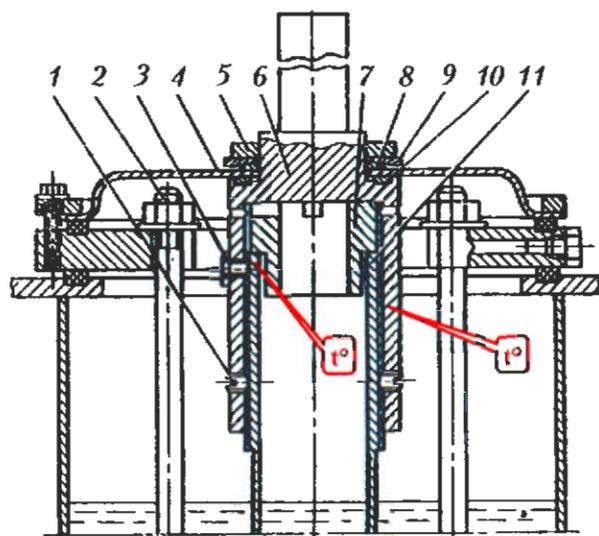


Рис. 14.66. Верхний контактный зажим ввода 220 кВ (заводской чертеж № 208-0-0Б).

Выносками показаны точки возможных температурных дефектов:

1 – стопорный винт; 2 – шпилька; 3 – стопорный болт; 4 – мембрана; 5 – гайка; 6 – контактный наконечник; 7 – втулка; 8, 10 – уплотнения; 11 – токоведущая труба ввода.

Нагрев возникает из-за неудовлетворительного контакта в резьбовом соединении токоведущей трубы 11 и контактного наконечника 6 (при отсутствии стопорного винта "натяг" резьбы обеспечивается только упругостью резиновой прокладки 10).

Детали 3, 7, 8, и 9 введены в конструкцию ввода при модернизации

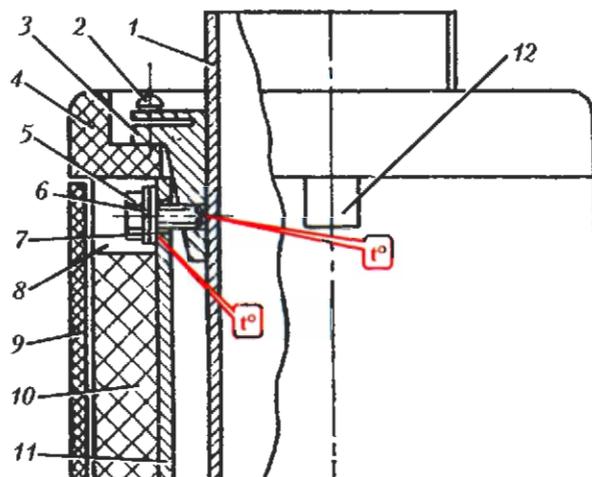
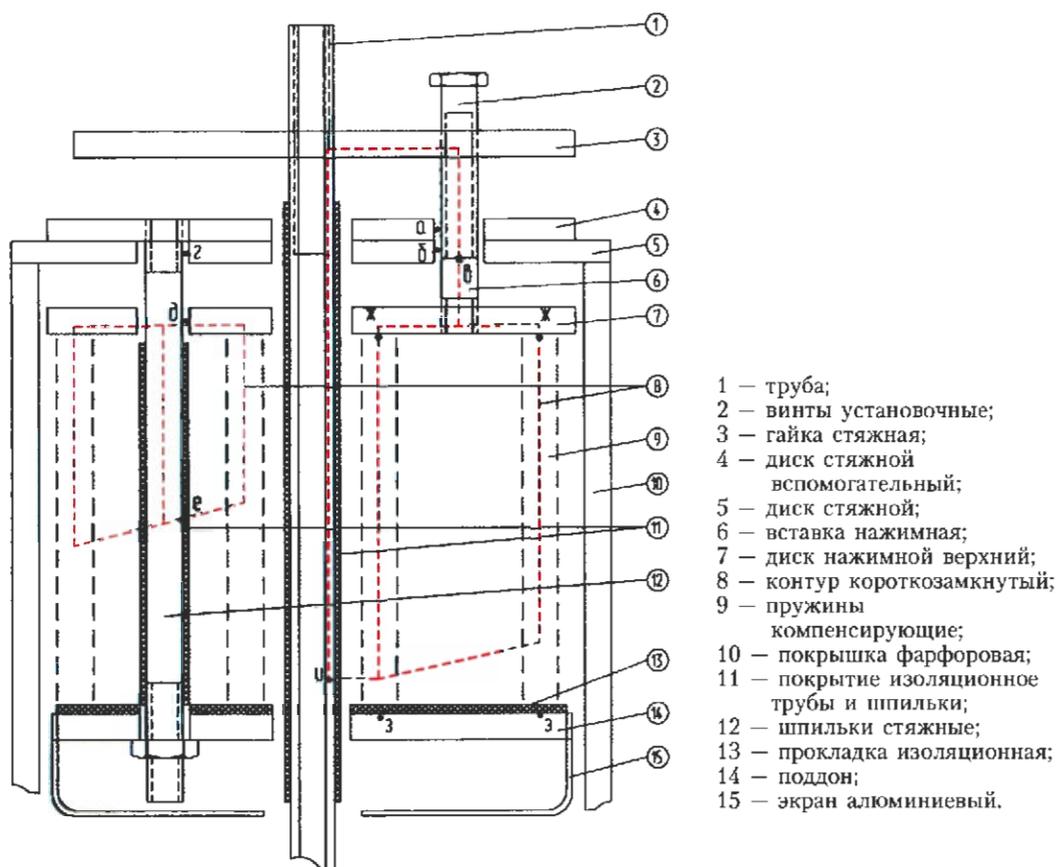


Рис. 14.67. Верхний контактный зажим герметичного ввода 220 кВ (ГБМТ-220/200, заводские чертежи №№ 2ИЭ800042 и 2ИЭ800043).

Выносками показаны точки возможных температурных дефектов:

1 – латунная труба; 2 – стопорный винт; 3 – конусная гайка; 4 – гетинаксовая шайба; 5 – болт; 6 – пружинная шайба; 7 – плоская шайба; 8 – окно в бумажной изоляции; 9 – бакелитовый цилиндр; 10 – бумажная изоляция; 11 – медная труба; 12 – окно в бакелитовом цилиндре (после разворота цилиндра на 90 градусов).

Нагрев возникает из-за неудовлетворительного контакта между токоведущей трубой и металлической трубой, являющейся одной из уравнивающих обкладок ввода



- 1 — труба;
- 2 — винты установочные;
- 3 — гайка стяжная;
- 4 — диск стяжной вспомогательный;
- 5 — диск стяжной;
- 6 — вставка нажимная;
- 7 — диск нажимной верхний;
- 8 — контур короткозамкнутый;
- 9 — пружины компенсирующие;
- 10 — крышка фарфоровая;
- 11 — покрытие изоляционное трубы и шпильки;
- 12 — шпильки стяжные;
- 13 — прокладка изоляционная;
- 14 — поддон;
- 15 — экран алюминиевый.

Примечания:

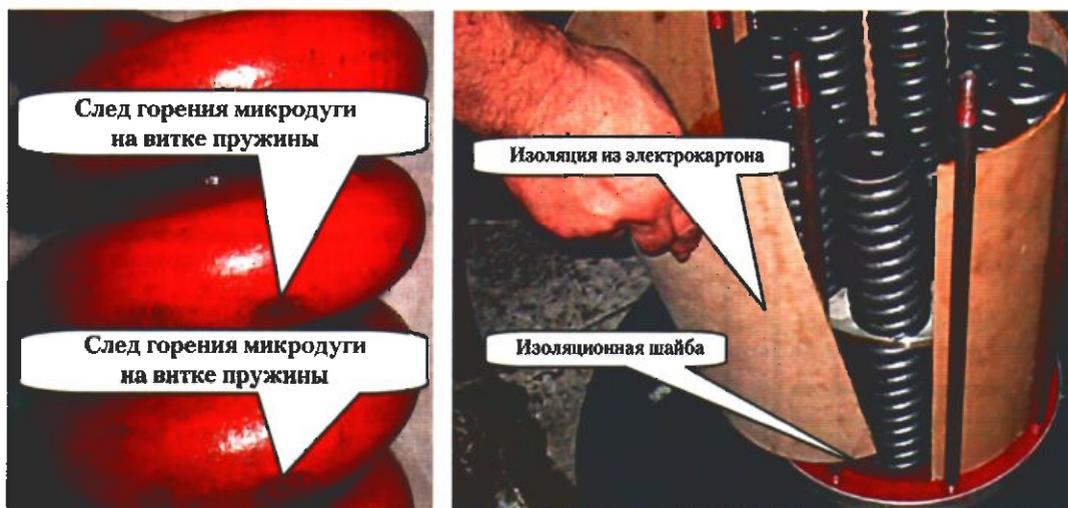
1. Черными точками показаны места расположения обнаруженных и возможных перегревов, места касаний и горения микродуг между:

- а — винтами установочными и диском стяжным вспомогательным;
- б — винтами установочными и диском стяжным;
- в — винтами установочными и вставкой нажимной;
- г — шпильками стяжными и диском стяжным;
- д — шпильками стяжными и диском нажимным верхним;
- е — шпильками стяжными и пружинами компенсирующими;
- ж — пружинами компенсирующими и диском нажимным верхним;
- з — пружинами компенсирующими и поддоном;
- и — пружинами компенсирующими и трубой.

2. Красными пунктирными линиями показаны короткозамкнутые контура протекания тока

Рис. 14.68. Конструкция узла компенсирующих пружин герметичного ввода 330 кВ

Для предотвращения возможности образования опасных короткозамкнутых контуров следует устанавливать при полной разборке вводов 330 кВ изоляционное покрытие **11** и изоляционную прокладку **13**, следить за надёжностью крепления экрана **15** к поддону **14**; при полной разборке вводов 220 и 500 кВ следует устанавливать изоляционное покрытие на шпильку **12** и изоляционную прокладку **13**. Эти детали работают в сравнительно лёгких условиях: к ним прикладывается небольшое напряжение (не более 1 В), механическая нагрузка на них тоже небольшая, поэтому они могут быть изготовлены из электрокартона или стеклотекстолита толщиной до 1 мм (см. рис. 14.69б).



а) часть компенсирующей пружины со следами воздействия микродуг.

б) реконструкция узла компенсирующих пружин, предотвращающая возникновение короткозамкнутых контуров.

Рис. 14.69. Реконструкция узла компенсирующих пружин герметичного ввода 330 кВ

На рис. 14.70 приведен пример обнаружения дефекта в узле стяжки реакторного ввода типа ГМРБ-0-500/315У1 (зав. чертеж 2ИЭ.800034.02), связанный с возникновением короткозамкнутых витков в этом узле. Ввод был выпущен в мае 1992 года и выведен из работы в апреле 2006 года из-за повышения температуры верхней части фарфоровой покрывки и оголовника ввода (см. рис. 14.70а) и возрастания концентрации водорода, растворенного в масле ввода. При разборке ввода было выявлено следующее:

- следы разложения масла на внутренней поверхности поддона стягивающего узла ввода и на поверхности одной из стягивающих пружин (см. рис. 14.70б);
- темный налет в верхней части внутренней поверхности верхней фарфоровой покрывки (см. рис. 14.70в);
- след разложения масла на внутренней поверхности стакана узла центровки ввода (см. рис. 14.70г);
- налет серого цвета на внешней поверхности остова ввода.

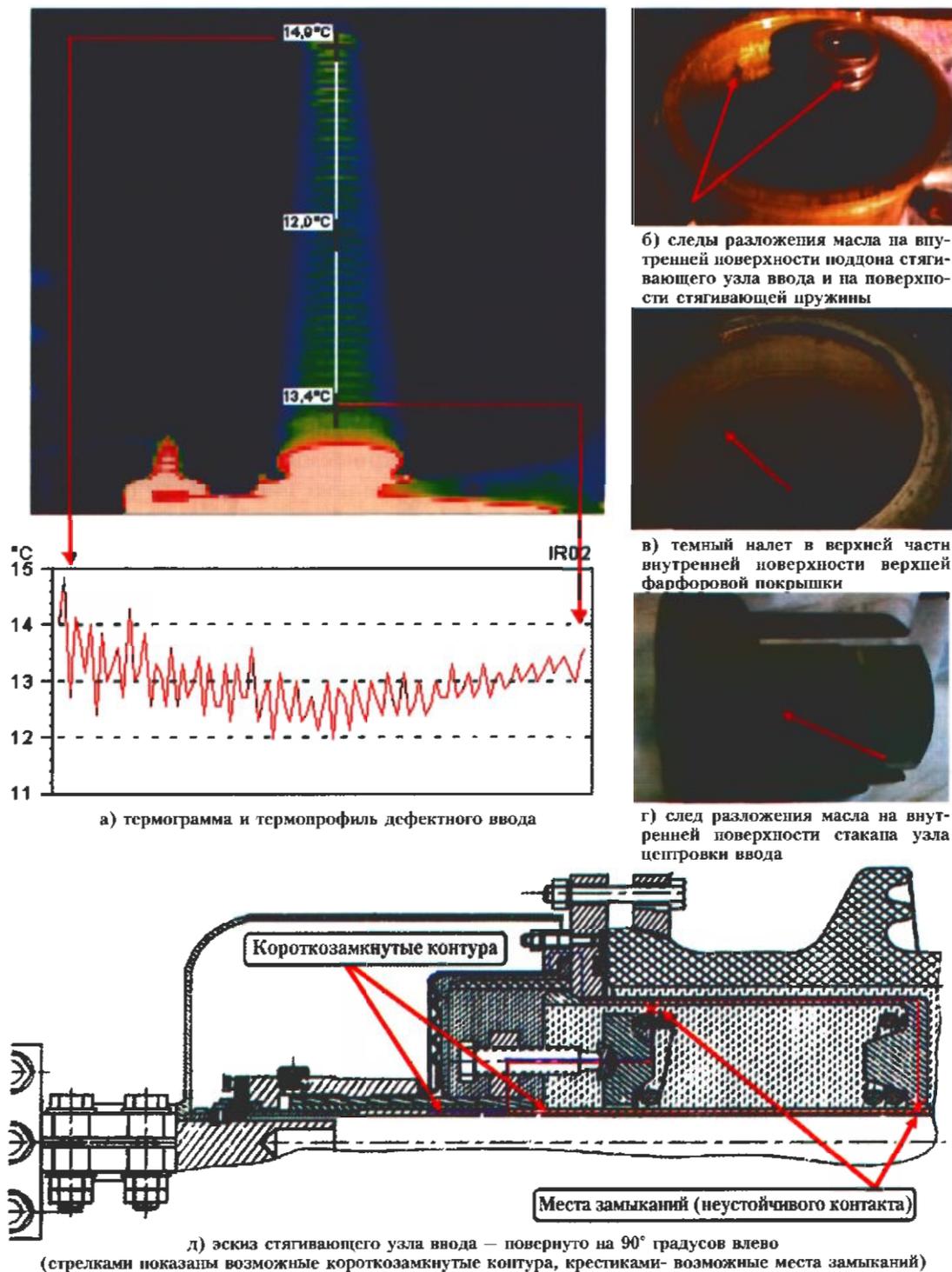


Рис. 14.70. Образование короткозамкнутых контуров в оголовнике реакторного ввода 500 кВ

Все вышеизложенное указывает на то, что наиболее вероятной причиной дефекта во вводе было образование короткозамкнутых контуров в узле стяжки его оголовника, нагревание элементов этих контуров (с повышенным переходным сопротивлением) индуктированным током и возникновение микродуг в местах неустойчивого контакта — это иллюстрируется **рис. 14.70д**.

Увлажнение верхней части остова характерно для вводов негерметичного исполнения. Влага проникает через неплотности контактных узлов и других частей маслорасширителя ввода. При этом в верхней части остова возможно возникновение ползущих разрядов и повышение температуры покрышки ввода в этих местах. На **рис. 14.71** показана конструкция маслорасширителя негерметичного ввода 500 кВ, иллюстрирующая проникновение влаги в верхнюю часть ввода.

Одним из характерных видов дефектов вводов с усиленной внешней изоляцией (например, вводы 220 кВ зав. чертёжи 091 и 411) является **повреждение фарфоровой покрышки ввода искровыми разрядами с нажимного кольца верхнего торца остова** на внутреннюю поверхность фарфоровой покрышки.

В основном, такие вводы бракуются по результатам термографической диагностики, хроматографического анализа растворённых в масле газов и по результатам внешнего осмотра, измерениями диэлектрических характеристик изоляции дефект не обнаруживается.

На **рис. 14.72** приведена термограмма наружной поверхности одного из таких вводов, которую можно рассматривать как характерную, на **рис. 14.73** — фотографии верхней части ввода, внутренней поверхности фарфоровой покрышки в месте дефекта и канала пробоя фарфоровой покрышки.

Нижняя половина фарфоровой покрышки ввода 220 кВ цилиндрическая, высота незашунтированной части фарфора — 1200 мм, наружный диаметр тела покрышки — 330 мм, наружный диаметр рёбер — 510 мм.

Верхняя половина фарфоровой покрышки ввода 220 кВ коническая, высота незашунтированной части фарфора — 1200 мм, в нижней части наружный диаметр тела покрышки — 330 мм, наружный диаметр рёбер — 510 мм, в верхней части наружный диаметр тела покрышки — 250 мм, наружный диаметр рёбер — 420 мм.

Расчёты показывают, что на верхнюю коническую часть фарфоровой покрышки ввода приходится 53 % приложенного напряжения. Обычно повреждение фарфора обнаруживается под третьим или четвёртым ребром сверху. Соответственно, к участку "токоведущая труба-место дефекта" приложено 18,5 % или 25% приложенного напряжения, что для ввода 220 кВ составляет соответственно 27, 5 кВ и 36 кВ. В действительности, из-за подсушки части поверхности это напряжение может оказаться ещё большим.

В рассматриваемых вводах применены покрышки с усиленной изоляцией, их высота больше, чем у вводов с нормальной изоляцией, конструкция же

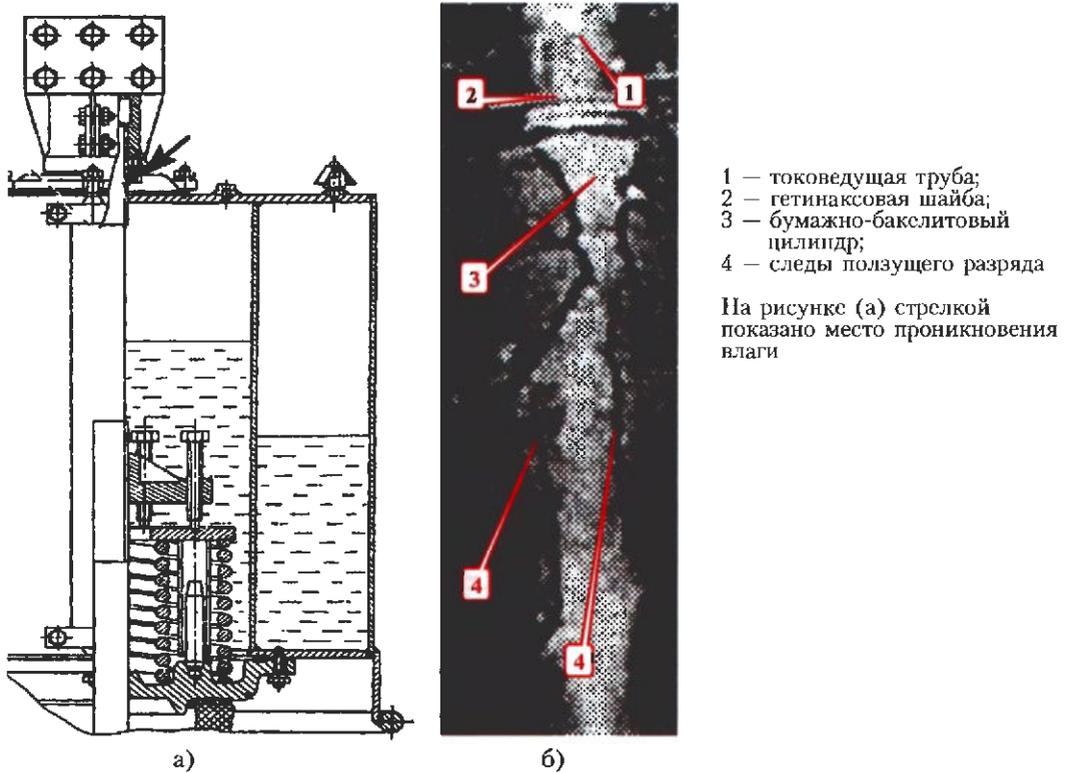


Рис. 14.71. Конструкция маслорасширителя негерметичного ввода 500 кВ, заводской чертеж №223-0-0 (а) и бумажно-бакелитовый цилиндр верхней части ввода, поврежденный ползущими разрядами (б)

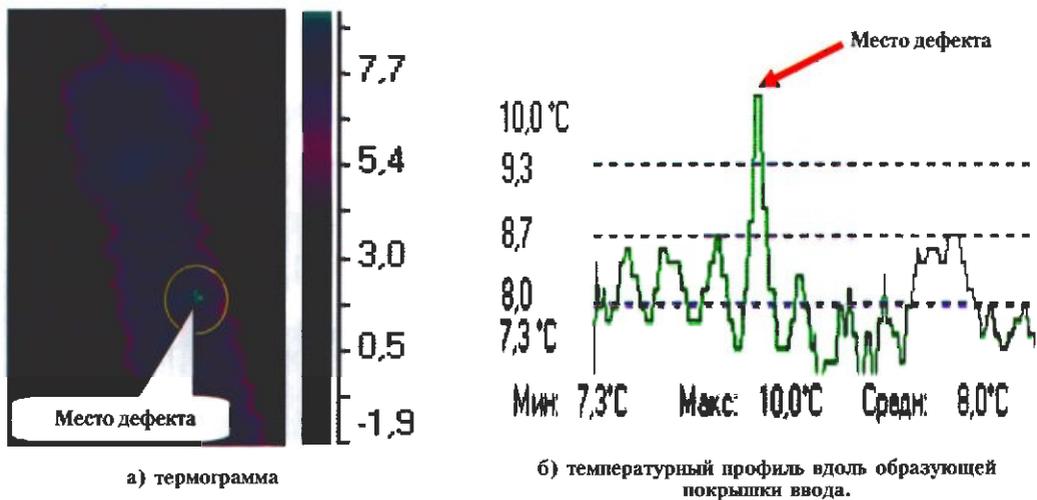
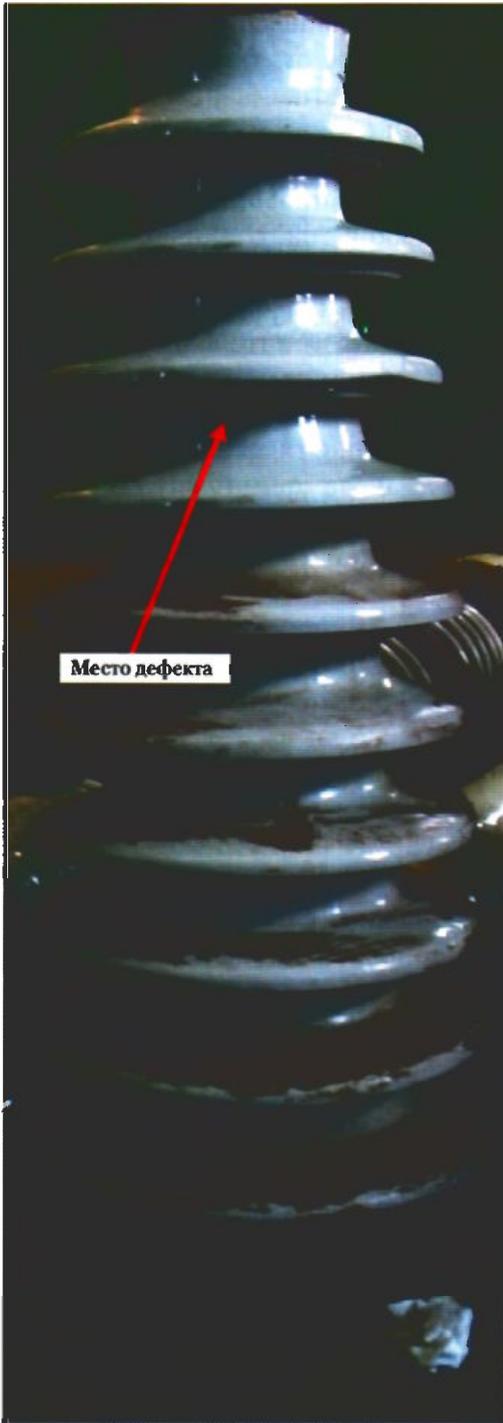


Рис. 14.72. Термограмма и температурный профиль ввода 220 кВ с пробоем фарфоровой покрышки



Место дефекта



б) место дефекта (вид изнутри фарфоровой покрывки)



Фрагменты канала пробоя

в) канал пробоя фарфоровой покрывки



Токоведущая труба

Фиксирующий болт

Прижимное кольцо

Проводник выравнивания потенциалов

б) место дефекта (вид изнутри фарфоровой покрывки)

в) канал пробоя фарфоровой покрывки

Рис. 14.73. Фотографии ввода 750 кВ с пробоем фарфоровой покрывки

остова такая же, как и у вводов с нормальной изоляцией. В результате, верхнее прижимное кольцо остова оказывается как раз на уровне 3—4 ребра. Рассчитанное выше напряжение оказывается приложенным к изоляционному промежутку "масло-фарфор". Значительную часть этого промежутка шунтируют острые части головок фиксирующих болтов и проводника выравнивания потенциала прижимного кольца и токоведущей трубы ввода (см. **рис. 14.73г**). Приложенного напряжения вполне достаточно для возникновения разрядов с острых частей на внутреннюю поверхность фарфора. Токи этих разрядов не превышают долей миллиампера, однако их длительное воздействие вызывает электроискровую обработку поверхности, что приводит к образованию каверн на внутренней поверхности фарфоровой крышки глубиной до 4 мм и диаметром около 40 мм (см. **рис. 14.73б**). В месте искрения фарфор растрескивается, через трещины начинает протекать значительно больший ток, что вызывает оплавление канала пробоя (см. **рис. 14.73в**). Температура в канале пробоя повышается, в масле появляются растворённые газы, характерные для нагрева и искровых разрядов.

Для устранения дефекта достаточно выполнить следующие мероприятия:

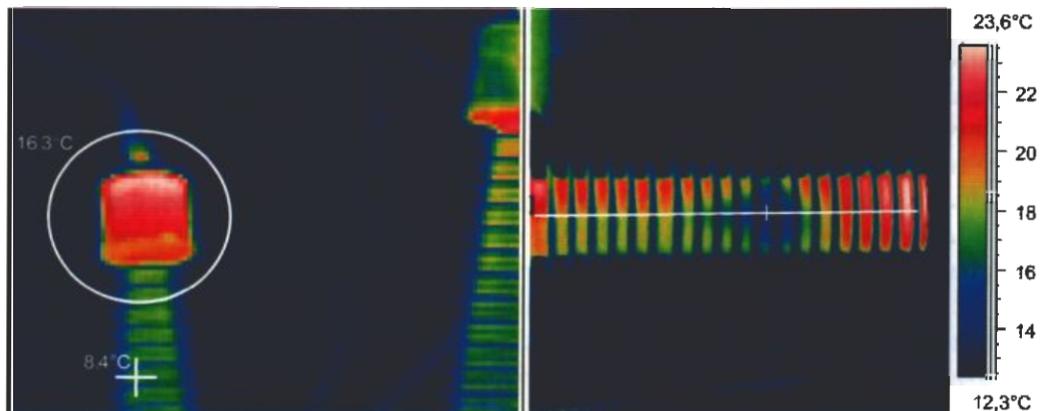
- укоротить фиксирующие болты;
- укоротить проводник выравнивания потенциалов и заправить его под прижимное кольцо;
- перенести узел прижимного кольца непосредственно к поддону головки ввода путём установки дистанционной втулки между прижимным кольцом и гетинаксовой шайбой изоляционного цилиндра ввода.

Другие характерные термограммы дефектов высоковольтных вводов приведены на **рис. 14.74**.

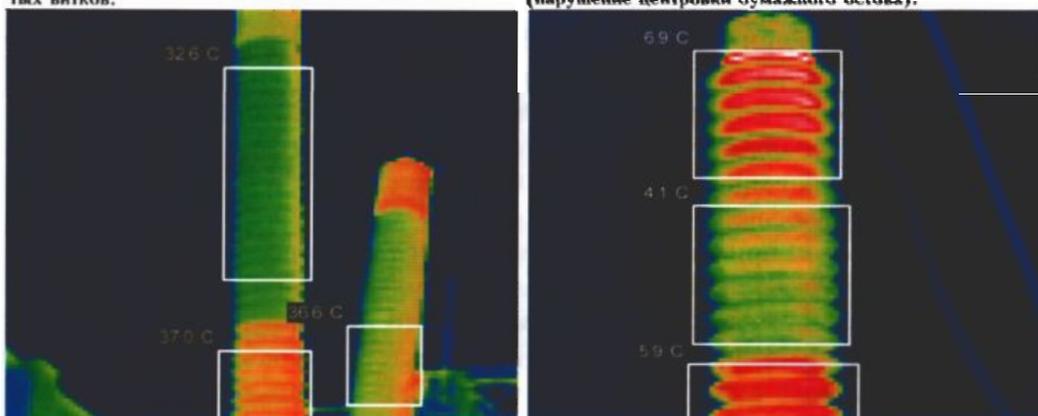
Следует отметить, что для обнаружения внутренних дефектов в высоковольтных вводах, техническое диагностирование инфракрасной техникой является вспомогательным методом. Для уточнения и локализации дефектов в них следует выполнить комплексный анализ состояния ввода на основе технического диагностирования инфракрасной техникой, испытаний и измерений другими методами (измерение диэлектрических характеристик изоляции и трансформаторного масла; определение его пробивного напряжения, химический анализ и ХАРГ масла).

ТД ИКТ высоковольтных вводов осложняется их характерной особенностью — отсутствием возможности обследования нижней части ввода. Примерно 20-50% высоты ввода, в зависимости от его номинального напряжения, обследовать не удастся. Это осложняет получение достаточной информации о техническом состоянии ввода.

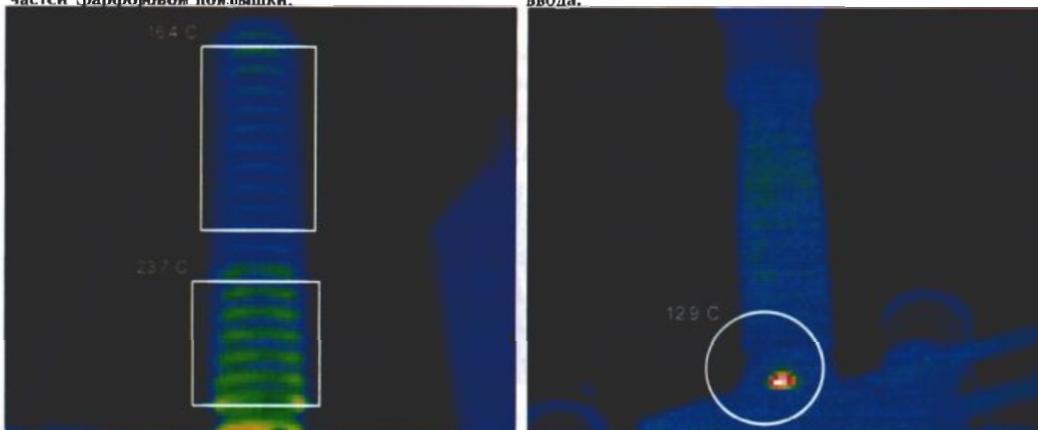
В некоторых публикациях [18] приводятся сведения о косвенной оценке тангенса угла диэлектрических потерь основной изоляции ввода, по температуре поверхности его крышки. Предложенный метод весьма интересен, однако требует дополнительной проверки в натуральных условиях.



а) повышенный нагрев головки ввода ГМТБА 45-330/2500 У1 из-за наличия в ней короткозамкнутых витков. б) "холодное" температурное пятно из-за нарушения циркуляции масла в трансформаторном вводе 330 кВ (нарушение центровки бумажного остова).



в) нехарактерный нагрев ввода МТ±200кВ по высоте из-за нарушения циркуляции масла в месте склейки частей фарфоровой посылки. г) нехарактерный нагрев ввода ГМТБ-45-330/2500 по высоте из-за нарушения циркуляции масла в середине ввода.



д) нехарактерный нагрев ввода ГМТБ-45-330/2500 по высоте из-за нарушения циркуляции масла в месте склейки частей фарфоровой посылки. е) ввод ГБМВ выключателя У-110. Нагрев крышки кожуха ПИН из-за незаземленного состояния его вывода.

Рис. 14.74. Характерные термограммы дефектов высоковольтных вводов

Если при диагностике на фарфоре покрышки ввода выявлена неравномерность нагрева по его высоте, то следует зафиксировать этот дефект со съемкой термограммы. Вероятной причиной неравномерности нагрева по высоте ввода является понижение уровня масла или отсутствие его протока в районе склейки фарфоровой покрышки ввода из-за дефекта (разбухания) резинового уплотнения или нарушения центровки остова, его эллипсностью, несоосностью склейки частей покрышки и т. п. (см. рис. 14.74б-д).

Рекомендуемые сроки локализации и/или устранения дефектов высоковольтных вводов приведены в таблице 14.24.

Таблица 14.24. Рекомендуемые сроки локализации и/или устранения дефектов высоковольтных вводов

№ п/п	Части и элементы ввода, в которых найдены или подозреваются дефекты, характер дефектов	Сроки локализации и/или устранения дефектов
1.	2.	3.
1.	Открытые контактные соединения	в соответствии с указаниями раздела 12
2.	Внутренние КС (недостаточный натяг резьбовых соединений с токоведущей трубой, некачественная пайка, дефекты гибких связей в токоведущей системе оголовника ввода и т. п.)	<ul style="list-style-type: none"> если температурные параметры частей ввода превышают значения таблицы 14.22 и результаты ХАРГ при этом неудовлетворительные - по аварийной заявке;
3.	Наличие нагревов оголовника ввода из-за короткозамкнутых контуров	<ul style="list-style-type: none"> в остальных случаях - при ближайшем отключении, но не позднее 30 дней
4.	Наличие нагревов фарфоровой покрышки ввода из-за увеличение диэлектрических потерь в основной изоляции или местным пробоем фарфоровой покрышки (для негерметичных вводов с усиленной изоляцией)	<ul style="list-style-type: none"> для принятия решения, выполнить ХАРГ масла, испытания диэлектрических характеристик изоляции и масла в соответствии с ГКД 34.20.302-2002 при ближайшем выводе в ремонт, но не позднее, чем через 30 дней
5.	Наличие температурных аномалий на фарфоровой покрышке ввода, связанных с нарушением во вводе циркуляции масла из-за разбухания изоляции, резиновых прокладок в месте соединения частей покрышки ввода или шламообразования на уступах остова	
6.	Снижен уровень масла во вводе	<ul style="list-style-type: none"> по аварийной заявке - с выполнением внеочередных испытаний диэлектрических характеристик изоляции и масла в соответствии с ГКД 34.20.302-2002 и ХАРГ масла
7.	Наличие нагревов, связанных с повреждением или незаземленным состоянием измерительного или специального вывода ввода	

Кроме указанных в тексте, при написании подраздела также использованы публикации [2, 9, 12, 31, 41, 42, 53].

14.12. Опорные, подвесные и проходные изоляторы распределительных устройств и воздушных линий, гирлянды подвесных изоляторов.

Опорно-стержневые изоляторы являются как наиболее массовыми, так и наиболее уязвимыми в электрическом и механическом отношении элементами изоляции распределительных устройств. Они повсеместно используются в шинных опорах, опорных и поворотных колонках разъединителей, шинопроводах, токопроводах и т. п.

Механическая повреждаемость опорно-стержневых изоляторов до настоящего времени остается отраслевой проблемой в электроэнергетике. Как следует из [68], примерно 80% всех отказов разъединителей 110–220 кВ произошло из-за повреждения изоляторов. Замечено, что наиболее часто — в 43% случаев механические повреждения опорно-стержневых изоляторов наблюдаются в весенние месяцы года из-за влияния на их механическую прочность суточных колебаний температуры окружающего воздуха с переходом ее через 0°С (см., например, рис. 14.75 — повреждаемость изоляторов разъединителей в течение года [11]).

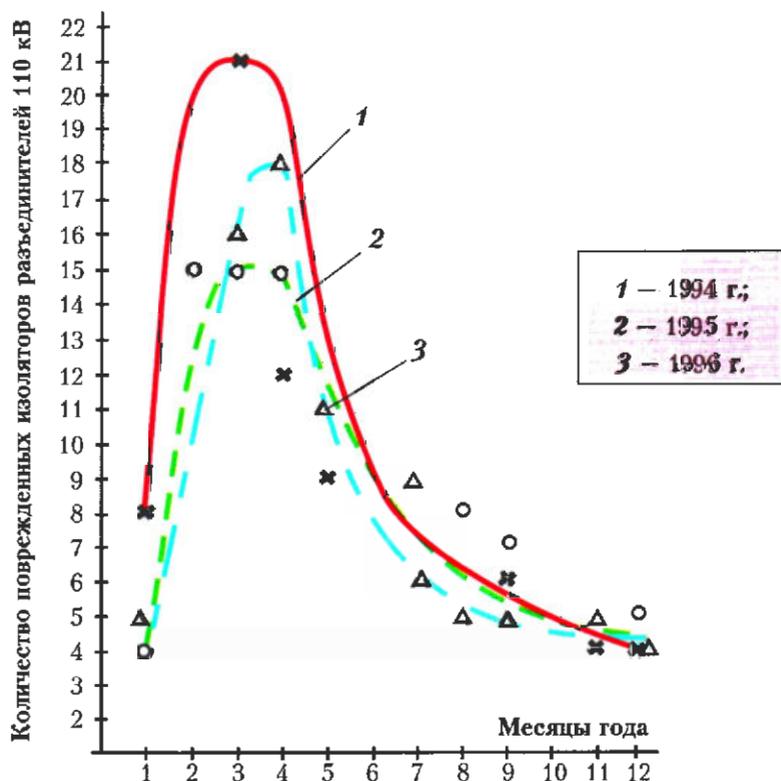


Рис. 14.75. Повреждаемость изоляторов разъединителей 110 кВ в течение года.

Отдельную проблему представляют собой повреждения изоляторов комплектных экранированных токопроводов, которые зачастую приводят к отключениям энергоблоков и мощных сетевых трансформаторов со значительным материальным ущербом от повреждения электрооборудования и недоотпуска электроэнергии. В практике энергосистем имели место случаи, когда из-за повреждений опорно-стержневых изоляторов происходили системные аварии.

Таким образом, диагностирование и своевременная отбраковка поврежденных изоляторов является важной задачей, решение которой значительно повышает надежность распределительных устройств и электрооборудования высокого напряжения.

Наиболее характерными дефектами опорно-стержневых изоляторов являются:

- **внутренний электрический пробой** тела изоляторов 3–35 кВ (см. рис. 14.76 и 14.77а). Чаще всего он возникает из-за нарушения технологии при изготовлении изолятора (некачественное сырье, нарушение режима обжига и т. п.);
- **кольцевые (чаще всего в районе узлов армировки) и продольные трещины**, порой образующие сеть трещин (см. рис. 14.77 б-е). Со временем, под воздействием атмосферной влаги, образующегося конденсата (внутри КЭТ) и отрицательных температур, трещины расширяются, в них скапливается влага и грязь, образуя условия для создания проводящих мостиков;
- **загрязнение поверхности** изоляторов промышленными, солевыми и другими уносами.

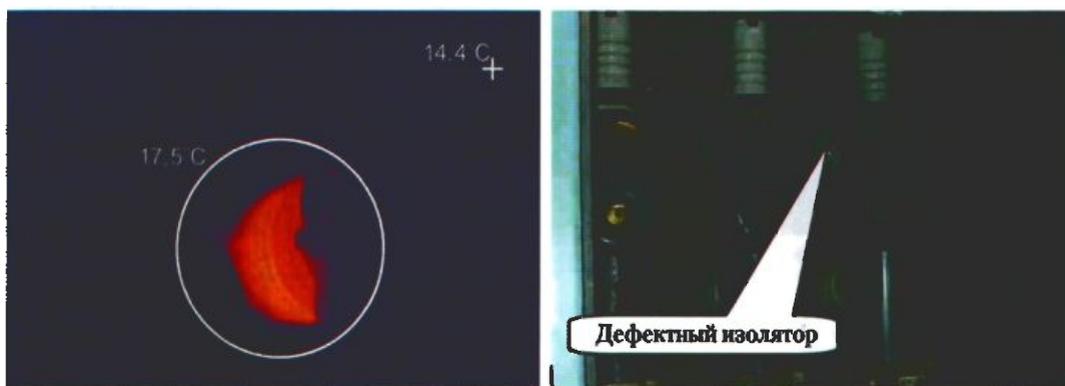


Рис. 14.76. Термограмма нагрева опорного изолятора 10 кВ с внутренним пробоем (слева) и фотография выключателя, на котором установлен изолятор (справа)

Обследование опорно-стержневых изоляторов лучше всего выполнять в межсезонье, во влажную погоду или во время мелкого моросящего дождя, когда трещины увлажнены. В этом случае в месте трещины будут наблюдаться локальные температурные аномалии в виде нагревов.



а) внутренний пробой в изоляторе ОФР-20-500У2. Хорошо видны следы пробоя.



б) продольно-поперечные трещины в изоляторе ИОР-24-800УХл2.



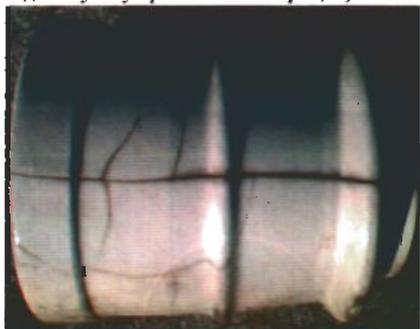
в) продольная трещина в изоляторе ИОС-110-600 (фрагмент).



г) фрагмент изолятора ИОС-110-600 (хорошо видно глубину проникновения трещин).



д) фрагмент изолятора ИОС-110-600 с выраженной сетью глубоких трещин.



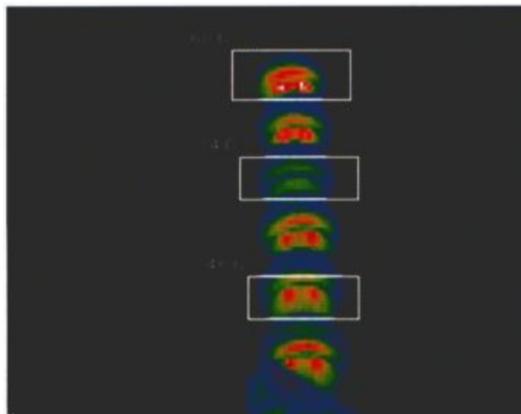
е) изолятор ИО-110-3000У3 с продольной трещиной по всей высоте изолятора и сетью мелких трещин.

Рис. 14.77 (а–е). Характерные дефекты опорных фарфоровых изоляторов

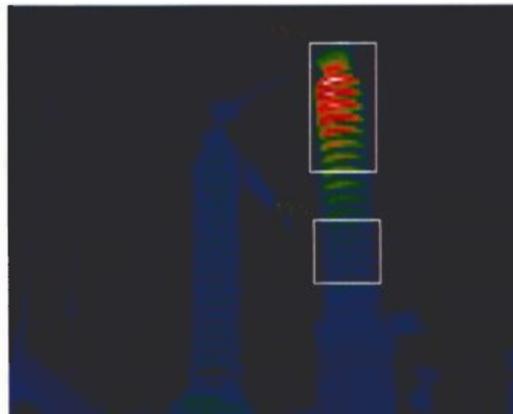
При выполнении обследований следует выполнять указания п. 11.2.

Критерием наличия дефекта в опорно-стержневом изоляторе является присутствие на его поверхности температурной аномалии в 1°C и более или нагрев (охлаждение) всего изолятора по отношению к соседнему на 1°C и более.

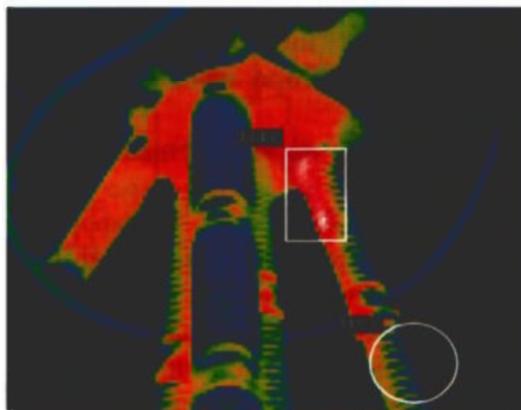
Повышение температуры всего тела изолятора в сравнении с исправными изоляторами обычно наблюдается в одноэлементных изоляторах из-за увеличения тока утечки при их внутреннем пробое (см. рис. 14.76).



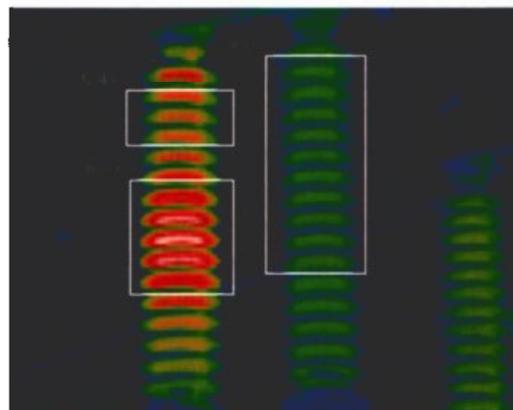
а) отсутствует нагрев многоэлементного изолятора ШД-35 шинной опоры (третий элемент сверху пробит).



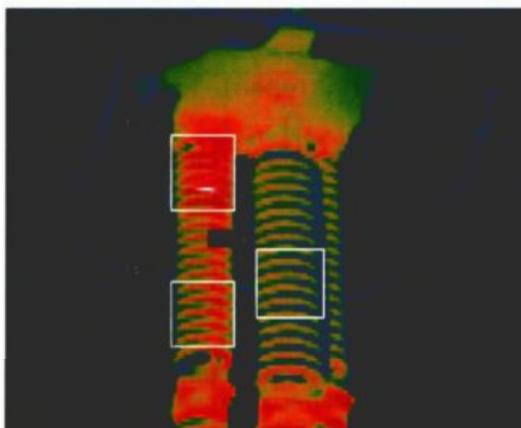
б) нагрев изолятора РНДЗ-110 (продольная трещина).



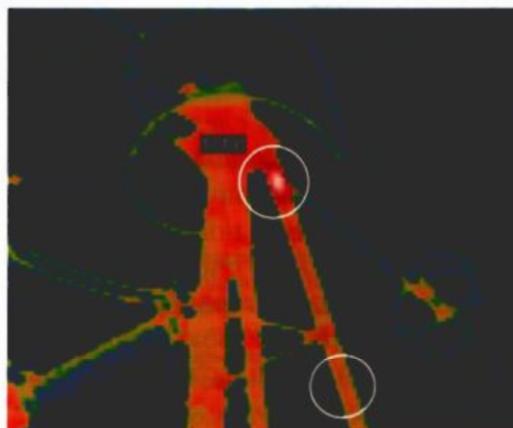
в) нагрев изолятора разъединителя 750 кВ (продольная трещина).



г) нагрев изолятора поддерживающей колонки РНДЗ-110 из-за заводского дефекта (непропеченный фарфор).



д) нагрев изолятора опорной колонки РНДЗ-330 (кольцевая трещина).



е) нагрев изолятора опорной колонки РНДЗ-750 (кольцевая трещина).

Рис. 14.78 (а–е). Характерные термограммы дефектов опорно-стержневых фарфоровых изоляторов

В многоэлементных изоляторах может наблюдаться уменьшение температуры пробитого изолятора (ток утечки практически не изменяется так как он определяется сопротивлением "здоровых" изоляторов, а сопротивление дефектного изолятора снижено) — см. **рис. 14.78a**.

Дефектные изоляторы, находящиеся внутри комплектного экранированного токопровода обнаруживаются по локальным нагревам крышек и кожуха комплектного экранированного токопровода в местах крепления изоляторов (см. также п. 14.8).

Характерные термограммы дефектов опорно-стержневых изоляторов, встречающиеся в эксплуатации, приведены на **рис. 14.78**.

Диагностирование подвесных изоляторов и гирлянд подвесных изоляторов средствами инфракрасной техники представляет собой непростую задачу.

Наиболее характерными дефектами подвесных изоляторов и гирлянд изоляторов являются:

- **электрический пробой** в шапке изолятора (т. н. "нулевые" изоляторы);
- **снижение электрического сопротивления изолятора** из-за дефектов в изоляции силового узла (шапки) изолятора;
- **загрязнение поверхности** изоляторов и гирлянд промышленными, солевыми и другими уносами.

Выполнить достоверную оценку технического состояния фарфоровых подвесных изоляторов (гирлянд изоляторов) по результатам ТДИКТ не представляется возможным. Это обусловлено незначительными изменениями их теплового состояния при реально возможных дефектах (электрический пробой в шапке изолятора — т. н. "нулевые" изоляторы; снижение электрического сопротивления изолятора из-за дефектов в изоляции силового узла (шапки) изолятора; загрязнение поверхности изоляторов и гирлянд промышленными, солевыми и другими уносами) и значительным влиянием на результаты диагностирования большого количества трудно учитываемых факторов (особенно это касается гирлянд подвесных изоляторов). К числу таких факторов относятся следующие:

- температуры отдельных изоляторов в гирлянде прямо связаны с мощностью диэлектрических потерь в их силовых узлах (шапках) и потерь, обусловленных поверхностной проводимостью изоляторов. Указанные потери, в свою очередь, зависят от распределения напряжения по отдельным изоляторам гирлянды и токов, протекающих через каждый из них, которые, в свою очередь, зависят от сопротивлений отдельных изоляторов гирлянды и паразитных емкостей изоляторов на провод и заземленную опору.

На **рис. 14.79** приведены электрические схемы замещения подвесного изолятора, гирлянды изоляторов и расчетные распределения напряжений по отдельным изоляторам гирлянды. Как видно из этого рисунка, схема замещения гирлянды достаточно сложна. Это приводит к нели-

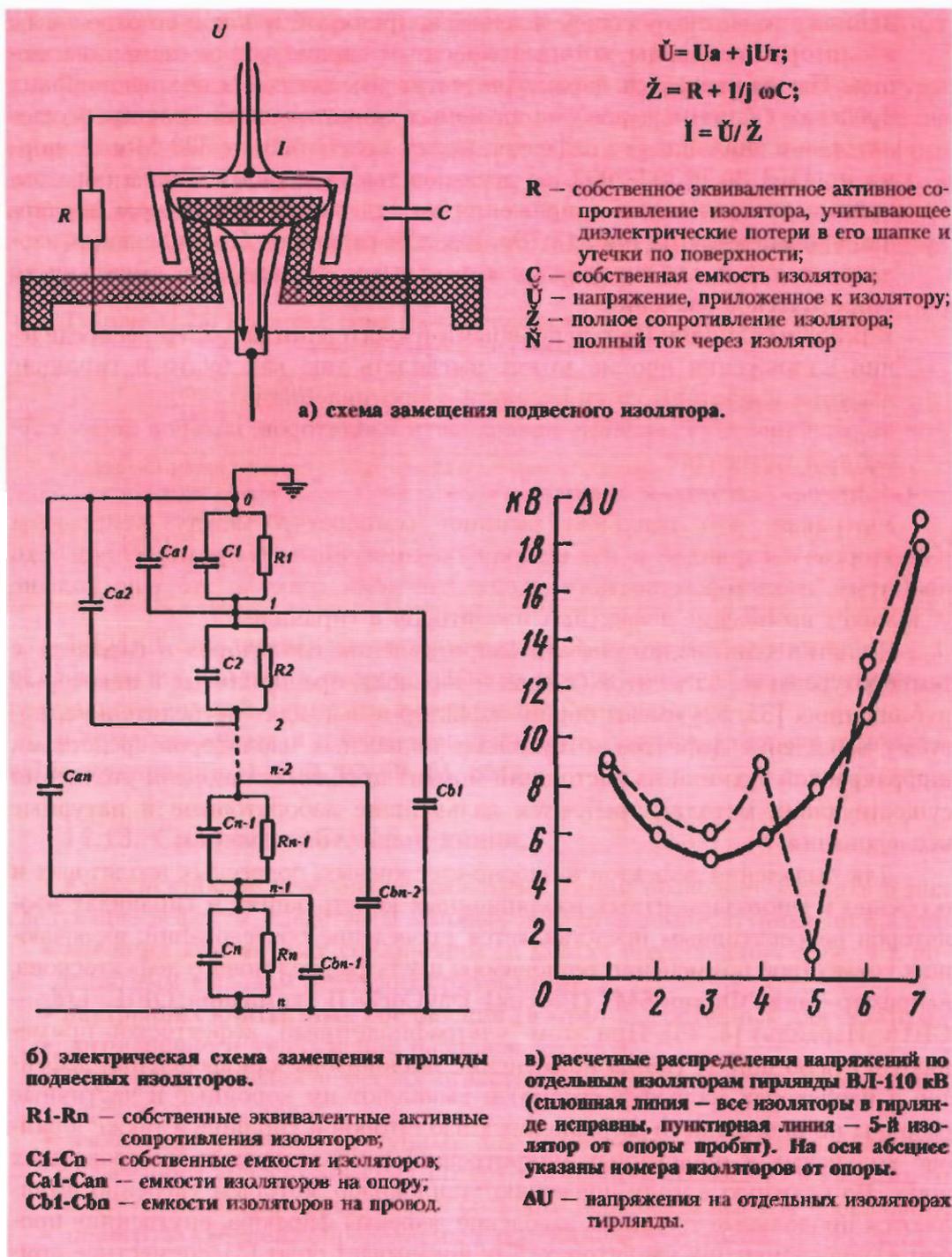


Рис. 14.79. Электрические схемы замещения подвешенного изолятора и гирлянды изоляторов, расчетные распределения напряжений по отдельным изоляторам гирлянды

нейному расчетному распределению напряжений и токов по отдельным изоляторам гирлянды, которые зависят от параметров ее схемы замещения. На практике эти параметры могут изменяться в весьма широких пределах (например, разброс активных сопротивлений отдельных изоляторов в гирлянде без дефектов может колебаться от 300 Мом — норма по ГКД 34.20.302-2002, до десятков тысяч мегаом). Таким образом, кривые распределения напряжения по отдельным изоляторам гирлянды, приведенные на **рис. 14.79в**, как для гирлянды без дефектных изоляторов, так и для гирлянды с дефектными изоляторами, имеют чисто теоретическое значение.

В реальных гирляндах с исправными изоляторами характер распределения напряжения вполне может выглядеть так, как будто в гирлянде имеются изоляторы со сниженным сопротивлением.

- загрязнение и увлажнение поверхности изоляторов, которое носит случайный характер;
- солнечное излучение и ветер.

Учитывая, что реальная разница температур между исправным изолятором в гирлянде и изолятором со сниженным сопротивлением или пробитым изолятором составляет десятые доли градуса, это еще больше усложняет выявление дефектных изоляторов в гирлянде.

Попытки однозначно связать сопротивления изоляторов в гирлянде с температурами их элементов (шапок и тарелок), предпринятые в некоторых публикациях [35, 52] имеют общий характер и выглядят неубедительно, поэтому выявление дефектов в гирляндах подвесных изоляторов средствами инфракрасной техники на настоящий момент проблематично, для уточнения существующих методик требуются дальнейшие лабораторные и натурные исследования.

Для выявления дефектов в опорно-стержневых, подвесных изоляторах и особенно в многоэлементных изоляционных конструкциях и гирляндах изоляторов перспективным представляется проведение обследований, включающих совместное применение тепловизора и ультрафиолетового дефектоскопа, например типа "Филин-6М" (Россия) DayCor® II (компания OFIL Ltd. — США, Израиль) [4, 46]. При этом "ультрафиолетовый" дефектоскоп применяют в сухую погоду (когда применение тепловизора для выявления дефектов в изоляторах малоэффективно) и выявляют им коронные и частичные разряды по поверхности загрязненных изоляторов и гирлянд, а также в районе кольцевых и поперечных микротрещин в изоляторах и армировочных швах. Во влажную погоду применяют тепловизор, которым уверенно выявляются продольные трещины, заводские дефекты фарфора, внутренние пробои в одноэлементных изоляторах. Как показывает опыт [4], совместное применение тепловизора и ультрафиолетового дефектоскопа весьма эффективно, т. к. они взаимно дополняют друг друга, что позволяет с большей

достоверностью диагностировать дефекты в изоляторах и многоэлементных изоляционных конструкциях.

Температуры нагрева и соответствующие превышения температуры частей проходных изоляторов переменного тока частоты 50 или 60 Гц на напряжение свыше 1000 В при продолжительном протекании номинального тока не должны превышать норм нагрева по ГОСТ 8024-90, приведенных в п. 3 таблицы 14.9.

Рекомендуемые сроки локализации и/или устранения дефектов опорно-стержневых изоляторов приведены в таблице 14.25.

Таблица 14.25. Рекомендуемые сроки локализации и/или устранения дефектов опорно-стержневых изоляторов

№ п/п	Возможная причина дефекта	Рекомендуемые сроки устранения дефектов
1.	2.	3.
1.	Некачественное изготовление изолятора (неоднородности и заводские дефекты фарфора)	Провести обследование изолятора (ультразвуковое или другими методами) или заменить изолятор в течение 30 дней
2.	Трещины фарфора и пробои изолятора	Провести замену изолятора по аварийной заявке

ТД ИКТ стеклянных изоляторов в данной работе не рассматривается, т. к. дефекты их изоляции сопровождаются разрушением юбок изоляторов, в результате чего дефектные изоляторы видны визуально.

Кроме указанных в тексте, при написании подраздела также использованы публикации [1, 7, 9, 12, 49, 51, 85].

14.13. Силовые кабельные линии.

Конструктивное исполнение кабельных линий позволяет выявить в них следующие дефекты, следствием которых являются температурные аномалии:

- **внешних контактных соединений** (в местах подключения кабеля к аппаратным выводам электрооборудования);
- **внутренних контактных соединений** (в муфтах, доступных для осмотра);
- **загрязнение и увлажнение разделок кабелей;**
- **перегревы кабелей** в местах огнестойких проходов через перекрытия, перегородки и стены;
- **выявление участков** доступных для осмотра кабелей с повышенными значениями диэлектрических потерь в изоляции (особенно в кабелях со значительным сроком службы и большим перепадом высоты прокладки);
- **перегруз кабелей**, определяемый по температуре токоведущих жил в местах разделок и по температуре оболочек кабелей;

- несимметричная токовая загрузка кабеля по фазам (для кабелей 0,4 кВ), выражающаяся в повышенном нагреве нулевого провода

ТД ИКТ открытых контактных соединений кабельных линий выполняются в соответствии с указаниями **раздела 12**.

При выполнении обследований следует выполнять указания п. 11.2.

Следует иметь в виду, что при выполнении ТД ИКТ высоковольтных кабелей коротковолновой камерой, легко спутать нагрев его сухой разделки из-за повышенных утечек (увлажнение, загрязнение изоляции) с повышенным коронированием в месте разделки т. к. коротковолновая камера чувствительна к короне и частичным разрядам.

Для того, чтобы отличить действительный нагрев разделки высоковольтного кабеля от ложного, связанного с коронированием и частичными разрядами в разделке (см. **рис. 14.80**), следует пользоваться указаниями п. 10.16. Тем не менее, выявленные очаги коронирования игнорировать нельзя и следует дефектовать, т.к. в этих местах корона и частичные разряды постепенно разрушают изоляцию.

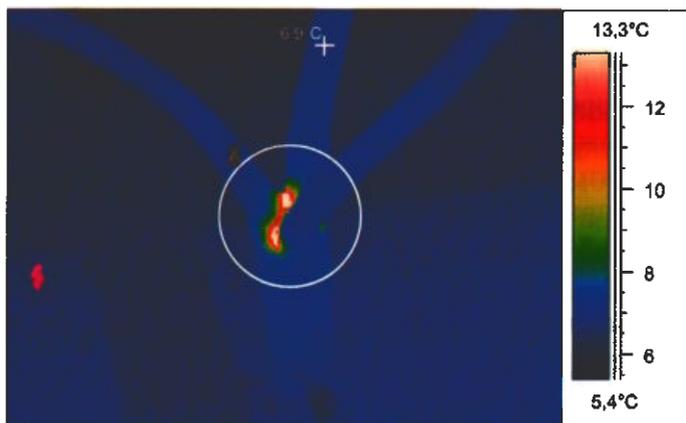


Рис. 14.80. Коронирование в разделке кабеля 10 кВ, выглядящее как нагрев. Снято коротковолновой камерой.

Температуры нагрева и превышения температуры над температурой окружающего воздуха открытых контактных соединений кабелей не должны превышать значений, указанных в **таблице 12.1** (п.п. 1, 4, 5).

Длительно допустимая температура элементов кабелей не должна превышать значений, приведенных в **таблице 14.26**.

В соответствии с п. 12.8.3 ПТЭ, в кабельных сооружениях должен быть организован систематический контроль за тепловым режимом кабелей.

Признаки и причины дефектов кабельных линий приведены в **таблице 14.27**.

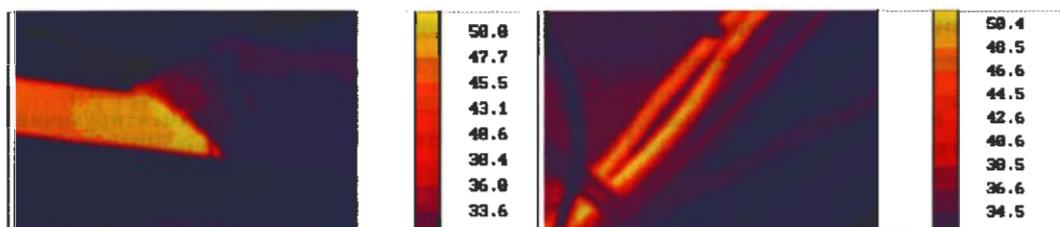
Характерные термограммы дефектов кабельных линий, встречающиеся в эксплуатации, приведены на **рис. 14.81**.

Таблица 14.26. Длительно допустимая температура нагрева элементов кабелей

№ п/п	Наименование частей кабельной линии и материалов, из которых они изготовлены	Наибольшая допустимая температура нагрева, °С	Документ, регламентирующий температурный параметр
1.	Открытые контактные соединения кабельных линий	в соответствии с таблицей 12.1	
2.	Токоведущие жилы силовых кабелей в длительном (аварийном) режиме с изоляцией: <ul style="list-style-type: none"> • из поливинилхлоридного пластика и полиэтилена • из вулканизированного полиэтилена • из резины • из резины повышенной теплостойкости • из пропитанной бумажной изоляции при вязкой (обедненной) пропитке и номинальном напряжении кВ: <ul style="list-style-type: none"> - 1 и 3 - 6 - 10 - 20 - 35 	70 (80) 90 (130) 65 (-) 90 (-)	РД 153-34.0-20.363-99
3.	Токоведущие жилы силовых кабелей в муфтах при изоляции кабеля из пропитанной бумаги при напряжении кабеля, кВ: <ul style="list-style-type: none"> - 3 и 6 - 10 - 20 - 35 	80 70 65 60	
4.	Токоведущие жилы силовых кабелей в муфтах при изоляции кабеля из поливинилхлоридного пластика, полиэтилена и самозатухающего полиэтилена	70	
5.	Токоведущие жилы силовых кабелей в муфтах при изоляции кабеля из вулканизирующегося полиэтилена	90	

Таблица 14.27. Признаки и причины дефектов кабельных линий

№ п/п	Характер температурной аномалии	Возможная причина температурной аномалии
1.	2.	3.
1.	Температура жил кабеля более значений, указанных в таблице 14.26	<ul style="list-style-type: none"> • перегрузка кабеля; • повышенная температура окружающей среды
2.	Температуры жил разных фаз одного и того же кабеля отличаются на 10°С и более	<ul style="list-style-type: none"> • несимметричная токовая нагрузка по фазам
3.	Нагрев оболочки кабеля на входе в соединительную муфту на 5°С и более по сравнению со средней температурой	<ul style="list-style-type: none"> • дефект соединения жил кабеля в соединительной муфте
4.	Общий или локальный нагрев воронки разделки кабеля на 5°С и более по сравнению со средней температурой	<ul style="list-style-type: none"> • загрязнение и увлажнение разделок кабеля; • внутренний дефект изоляции воронки разделки кабеля



а) дефект контактного соединения в соединительной муфте кабеля. б) нагрев оболочек кабелей из-за перегрузки по току.

Рис. 14.81 (а–б). Характерные термограммы дефектов силовых кабельных линий

Рекомендуемые сроки устранения дефектов кабельных линий приведены в таблице 14.28.

Таблица 14.28. Рекомендуемые сроки устранения дефектов кабельных линий

№ п/п	Возможная причина дефекта	Рекомендуемые сроки устранения дефектов
1.	2.	3.
1.	Открытые контактные соединения	• в соответствии с указаниями раздела 12 (таблицы 12.1 и 12.2)
2.	Перегрузка кабеля	• при величинах температуры жил кабеля, приведенных в таблице 14.26 – немедленно установить и устранить причину повышения температуры жил кабеля
3.	Несимметричная токовая нагрузка	• при величинах температуры жилы наиболее нагруженной фазы кабеля, приведенных в таблице 14.26 – в течение 10 дней установить и при необходимости устранить причину несимметрии
4.	Дефект соединения жил кабеля в соединительной муфте	• выполнить ремонт муфты в течение 30 дней
5.	Загрязнение, увлажнение и внутренний дефект изоляции воронки разделки кабеля	• выполнить ремонт воронки разделки кабеля в течение 30 дней

При написании подраздела использованы публикации [9, 12, 87].

14.14. Комплектные распределительные устройства (КРУ), комплектные трансформаторные подстанции (КТИ) с номинальным напряжением выше 1000В.

Конструктивное исполнение большинства КРУ внутренней установки не позволяет оперативно выполнить ТД ИКТ из-за того, что все контактные соединения, токоведущие части и установленное в ячейках КРУ электрооборудование закрыты сплошными металлическими оболочками (кожухами), шторками и т. п. и снятие которых требует обесточения КРУ и определенных затрат времени, т. к. они закреплены болтами или винтами. Тем не ме-

нее, при снятии задней стенки ячейки КРУ, доступ к большинству контактных соединений, токоведущих частей и электрооборудованию открывается и в этом случае возможно выполнение ТД ИКТ.

Некоторые зарубежные компании практикуют прорезание напротив диагностируемых узлов ячейки окон, закрытых полиэтиленовыми пластинами толщиной 2–3 мм, через которые и осуществляется техническое диагностирование инфракрасной техникой с поправкой на небольшие потери интенсивности инфракрасного излучения при прохождении через полиэтилен, которую легко определить экспериментально.

Конструктивное исполнение большинства КРУ наружной установки (КРУН), а также КТП (КТПН) позволяет оперативно получить доступ к большинству контактных соединений (контактов), токоведущих частей и ЭО ячеек, т. к. оболочки, их закрывающие выполнены в виде легко открывающихся отсеков.

При выполнении ТД ИКТ открытых контактных соединений (контактов) ячеек КРУ, КРУН и КТП следует руководствоваться указаниями **раздела 12**.

ТД ИКТ электрооборудования, установленного в ячейках КРУ, КРУН и КТП (коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы тока и напряжения, аппараты защиты от перенапряжений и т.п. описана в соответствующих подразделах — см. п.п. **14.3-14.6; 14.9; 14.10; 14.12**).

При выполнении обследований следует выполнять указания **п. 11.2**.

В соответствии с ГОСТ 14693-90 и ДСТУ 3399-96, разборные и неразборные контактные соединения КРУ и КТП с номинальным напряжением до 10 кВ должны соответствовать ГОСТ 10434-82, ГОСТ 12434-93 и ГОСТ 21242. Шкафы КРУ и КТП с номинальным напряжением до 10 кВ в отношении нагрева при длительной работе в нормальном режиме должны удовлетворять требованиям ГОСТ 8024-90, ГОСТ 10434-82. Таким образом, температуры нагрева и превышения температуры над температурой окружающего воздуха открытых контактных соединений (контактов) и токоведущих частей КРУ и КТП не должны превышать значений, указанных в **таблице 12.1 (п.п. 1, 2, 4, 5, 7, 9, 11)**.

Температура нагрева частей оболочки шкафов КРУ, к которым можно прикасаться при эксплуатации (измерительные панели, панели управления, релейные отсеки, двери шкафов КРУ, крышки), в номинальном режиме не должна превышать 50°C, а КТП — 70°C. В отдельных случаях (для КРУ категории размещения 1, для шкафов с номинальными токами более 2500 А, шкафов шинных вводов и шкафов с реакторами), когда ограничение температуры нагрева до 50°C частей оболочки шкафов КРУ и токопроводов, к которым можно прикасаться при эксплуатации, связано со значительным усложнением или удорожанием конструкции, допускается нагрев этих частей до 70°C.

Вывод КРУ (КТПН) из работы для выполнения его испытаний выполняется по аварийной заявке, если температуры и превышения температур его элементов больше приведенных в соответствующих подразделах, в остальных случаях (дефекты открытых контактных соединений) этот срок не должен превышать требований **раздела 12 (таблица 12.4)**.

14.15. Электроустановки и электрооборудование на напряжение ниже 1000В.

Номенклатура низковольтного электрооборудования весьма обширна и разнообразна, потому осветить в данной работе все дефекты, связанные с их температурными проявлениями весьма проблематично. Ниже приведены в общем виде только самые распространенные из них. Поэтому, приступая к ТД ИКТ низковольтного электрооборудования, следует внимательно изучить заводскую документацию и ТУ на конкретные виды и типы диагностируемого электрооборудования.

Конструктивное исполнение распределительных устройств и электрооборудования с номинальным напряжением ниже 1000 В позволяет выявить в них следующие дефекты, следствием которых являются температурные аномалии:

- **открытых и внутренних контактных соединений** (контактов) коммутационных аппаратов (автоматов, рубильников, магнитных пускателей и т. п.);
- **низковольтных силовых и разделительных трансформаторов**, трансформаторов безопасности, измерительных ТТ и ТН, электродвигателей с номинальным напряжением 0,4 кВ и ниже (витковые замыкания обмоток, дефекты магнитопровода и т. п.);
- **обмоток электромагнитов управления** (магнитных пускателей- особенно массовый дефект, контакторов и т. п.);
- **предохранителей**, разрядников и ОПН низкого напряжения (перегревы, обрывы, перегорания и т. п.);
- **встроенных комплектующих** электронных элементов (перегревы);
- **устройств обогрева** (охлаждения) оборудования (работоспособность, снижение эффективности и т. п.);
- **недопустимые перегревы оболочек** (корпусов) и ручек (рычагов) управления, к которым возможно прикосновение обслуживающего персонала.

При выполнении ТД ИКТ открытых контактных соединений (контактов) электрооборудования с номинальным напряжением ниже 1000В следует руководствоваться указаниями **раздела 12**.

При выполнении обследований электрооборудования на напряжение ниже 1000В следует выполнять указания **п. 11.2**.

Температуры нагрева открытых контактных соединений (контактов) и токоведущих частей электрооборудования с номинальным напряжением ниже 1000В не должны превышать значений, указанных в **таблице 12.1 (п.п. 12–25)**, других частей электрооборудования — не должны превышать значений, указанных в **таблице 14.29**.

Превышения температуры над температурой окружающего воздуха контактных соединений (контактов) и токоведущих частей электрооборудования с номинальным напряжением ниже 1000 В не должны быть более значений, указанных в **таблице 12.1 (п.п. 12–25)**, других частей электрооборудования — не должны быть более значений, указанных в **таблице 14.30**.

На **рис. 14.82** приведены характерные термограммы некоторых дефектов электрооборудования с номинальным напряжением ниже 1000 В.

Обследование электрооборудования с номинальным напряжением ниже 1000В особенностей не имеет и значительно проще, т. к. при его выполнении значительная часть мешающих факторов отсутствует.

ТД ИКТ электронных компонентов такого электрооборудования рассмотрена в **п. 14.16**.

Массовое обследование силовых шкафов (сборок) секций КРУ-0,4 кВ удобно выполнять силами 3-х человек, проходящих вдоль секции цепочкой и действующих следующим образом:

- дежурный электромонтер идет первым и последовательно открывает дверцы шкафов для обеспечения визуального доступа к токоведущим частям и электрооборудования;
- термографист с тепловизором (пирометром) идет вторым и непосредственно осуществляет обследование;
- руководитель работ идет третьим, по сообщениям термографиста он выполняет измерения нагрузки присоединения токовыми клещами в местах, где термографист обнаружил дефекты, записывает информацию о присоединении с дефектом — номер секции, сборки, наименование присоединения, фазу и т. п. (если тепловизор не имеет функции записи речевых комментариев), а также закрывает дверцы шкафа.

Вывод электрооборудования ниже 1000 В из работы для выполнения его испытаний выполняется по аварийной заявке, если температурные параметры его элементов больше приведенных в **таблицах 14.29 и 14.30**, в остальных случаях (дефекты открытых контактных соединений) этот срок не должен превышать требований **раздела 12**.

Таблица 14.29. Предельные температуры нагрева электрооборудования с номинальным напряжением ниже 1000 В

№ п/п	Наименование частей электрооборудования и материалов, из которых они изготовлены	Предельная температура нагрева, °С	Документ, нормирующий предельную температуру
1.	2.	3.	4.
1. Автоматические низковольтные выключатели, предназначенные для проведения тока в нормальном режиме и его отключения при коротких замыканиях и перегрузках, а также для оперативных включений и отключений электрических цепей на ток до 6300 А и напряжение до 1000В переменного и до 1200В постоянного тока:			
1.1	Нагревающиеся части выключателей	в соответствии с ГОСТ 12434-93 и ТУ на конкретные типы выключателей	ГОСТ 9098-93
2. Прочее электрооборудование:			
2.1.	Элементы корпусов осветительных шинопроводов, предназначенных для выполнения однофазных и трехфазных осветительных линий переменного тока напряжением до 660 В, частотой до 60 Гц в электрических сетях с глухозаземленной нейтралью на промышленных предприятиях, в общественных и административных зданиях, а также для питания силовых электроприемников небольшой мощности, при нагревании номинальным током, установленным с учетом эффективного значения температуры окружающего воздуха, соответствующей климатическому исполнению по ГОСТ 15543-70.	по ТУ на шинопроводы конкретных типов	ГОСТ 26346-84
2.2	Элементы корпусов магистральных и распределительных шинопроводов переменного тока на напряжение до 1000 В и постоянного тока до 1200 В, установленным с учетом эффективного значения температуры окружающего воздуха, соответствующей климатическому исполнению по ГОСТ 15543-70	по ТУ на шинопроводы конкретных типов	ГОСТ 6815-79Е
2.3	Внешние части оболочек из металла электромагнитных низковольтных пускателей (с номинальным напряжением переменного тока 380 и 660 В, частотой 50 и 60 Гц): • к которым воз можно прикосновение; • к которым нежелательно прикосновение	70 80	ГОСТ 2491-82
2.4	Внешние части оболочек из изоляционных материалов электромагнитных низковольтных пускателей (с номинальным напряжением переменного тока 380 и 660 В, частотой 50 и 60 Гц): • к которым возможно прикосновение; • к которым нежелательно прикосновение	80 90	

Таблица 14.30. Превышение температур для электрооборудования с номинальным напряжением ниже 1000В

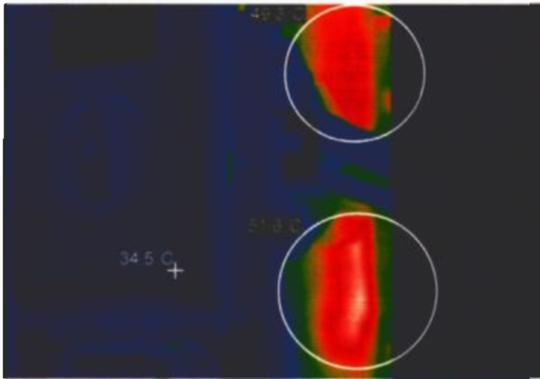
№ п/п	Наименование частей аппаратов и материалов, из которых они изготовлены	Допустимое превышение температуры, °С ³	Документ, нормирующий превышение температуры
1.	2.	3.	4.
1. Аппараты электрические на напряжение до 1000 В, предназначенные для работы в условиях по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543-70, включая аппараты, встраиваемые в КРУ^{1,2}:			
1.1. Обмотки многослойных катушек с изоляционными материалами с классами нагревостойкости по ГОСТ 8865-93 в воздухе/трансформаторном масле⁴:			
1.1.1	класс нагревостойкости У	50/ -	ГОСТ 403-73
	класс нагревостойкости А	65/60	
	класс нагревостойкости Е	80/60	
	класс нагревостойкости В	90/60	
	класс нагревостойкости F	115/ -	
	класс нагревостойкости Н	140/ -	
класс нагревостойкости С		более 140/ -	
1.2. Рукоятки:			
1.2.1.	из металла	15/ -	
1.2.2.	из изоляционного материала	25/ -	
1.3. Прочее:			
1.3.1.	доступные для прикосновения оболочки и другие части ⁵ :	45/ -	
1.3.2.	верхние слои масла	- /40	
2. Автоматические быстродействующие выключатели постоянного тока для внутренней установки на номинальные токи от 630 до 12500А и номинальные напряжения от 230 до 3300В:			
2.1. Многослойные обмотки большого сопротивления (параллельные обмотки) с изоляционными материалами с классами нагревостойкости по ГОСТ 8865-93⁴:			
2.1.1	класс нагревостойкости А	60	ГОСТ 2585-81
	класс нагревостойкости Е	75	
	класс нагревостойкости В	85	
	класс нагревостойкости F	105	
	класс нагревостойкости Н	125	
2.2. Единичные проводники, однослойные обмотки, многослойные обмотки малого сопротивления (последовательные обмотки) с изоляционными материалами с классами нагревостойкости по ГОСТ 8865-93⁴:			
2.2.1	класс нагревостойкости А	65	ГОСТ 2585-81
	класс нагревостойкости Е	80	
	класс нагревостойкости В	90	
	класс нагревостойкости F	110	
	класс нагревостойкости Н	130	
3. Сухие силовые трансформаторы и автотрансформаторы однофазные и трехфазные общего назначения малой (не более 5кВА) мощности, включаемые в сеть переменного тока частоты 50 и 60 Гц с номинальным напряжением до 1000 В (кроме трансформаторов специального назначения, разделительных и защитных трансформаторов и других, оговоренных в ГОСТ 19294-84):			
3.1. Обмотки и другие части трансформатора при номинальной нагрузке⁶:			
3.1.1	Обмотки трансформатора с изоляцией класса нагревостойкости по ГОСТ 8865-87		ГОСТ 19294-84
	• А	75	
	• Е	90	
	• В	95	
	• F	115	
	• Н	140	
3.1.2	Внешние оболочки стационарных трансформаторов	60	
3.1.3	Внешние оболочки, рукоятки, рычаги и аналогичные органы управления, которые при работе находятся продолжительное время в руке:		
	• из металла	30	
	• из изоляционных материалов	50	

Продолжение таблицы 14.30

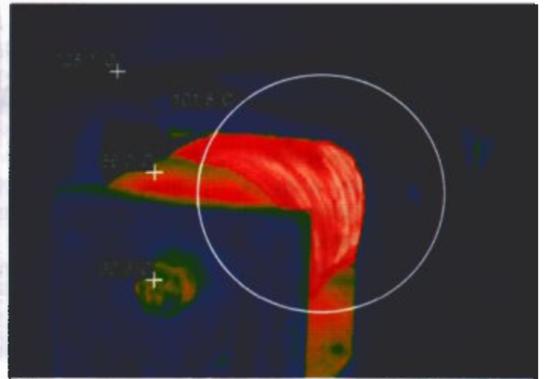
1.	2.	3.	4.
3.1.4	Внешние оболочки, рукоятки, рычаги и аналогичные органы управления, которые при работе находятся непродолжительное время в руке: <ul style="list-style-type: none"> • из металла • из изоляционных материалов 	35 60	ГОСТ 19294-84
3.1.5	Изоляционные материалы (кроме изоляции обмоток) из: <ul style="list-style-type: none"> • каучука • слоистых диэлектриков, пропитанных фенолформальдегидом, меламинформальдегидными и фенолфурфурольными смолами • слоистых диэлектриков, пропитанных карбамидформальдегидными смолами • пропитанного дерева • пропитанной или лакированной ткани или прессованного картона 	50 85 65 60 70	
3.1.6	Прессованные части из: <ul style="list-style-type: none"> • фенолформальдегидных смол с наполнителем из целлюлозы • фенолформальдегидных смол с минеральным наполнителем • меламинформальдегидных смол • карбамидформальдегидных смол • полиэфира, армированного стекловолокном • силиконовой смолы • политетрафторэтилена 	85 100 75 65 110 145 265	
3.1.7	Основание (подставка) трансформатора	60	
4. Коммутационные аппараты на напряжение до 1000В переменного тока и до 1500В постоянного тока:			
4.1. Части аппаратов⁷:			
4.1.1	Механизм ручного управления: <ul style="list-style-type: none"> • металлический • неметаллический 	15 25	ДСТУ 3020-95 ГОСТ 28668-90 ГОСТ 22789-94
4.1.2	Части, доступные для прикосновения: <ul style="list-style-type: none"> • металлические • неметаллические 	30 40	
4.1.3	Части, к которым в нормальных условиях прикоснуться невозможно: <ul style="list-style-type: none"> • металлические • неметаллические 	40 50	
4.1.4	Части, к которым прикасаться в нормальных условиях нет необходимости ⁸ : <ul style="list-style-type: none"> • металлические поверхности оболочек вблизи кабеля • неметаллические поверхности оболочек вблизи кабеля 	40 50	
4.1.5	Наружные поверхности оболочек для электросопротивлений	200	
5. Низковольтные коммутационные устройства с номинальным напряжением до 1000В:			
5.1. Встроенные комплектующие элементы:			
5.1.1	<ul style="list-style-type: none"> • коммутационная и управляющая аппаратура; • электронные блоки (например, выпрямительный мост, печатная схема и т.п.), части оборудования (например, регулятор, стабилизированный источник питания, операционный усилитель и т.п.) 	в соответствии с ТУ на отдельные комплектующие элементы, а при их отсутствии в соответствии с инструкциями изготовителя	ГОСТ 28668-90 ГОСТ 22789-94

Примечания:

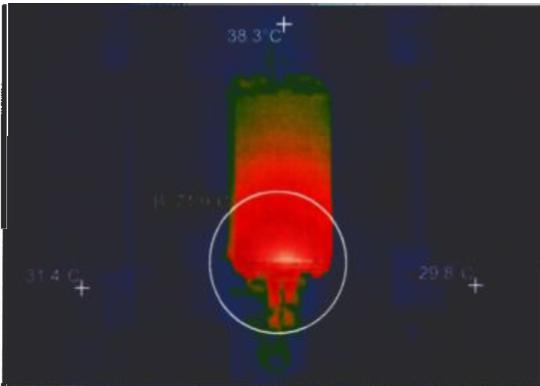
1. Величины допустимых превышений температуры относятся к работе аппарата при его номинальных: режиме работы; токе, частоте переменного тока и напряжении на зажимах катушек напряжения, равном верхнему пределу, оговоренному в стандартах на конкретные типы аппаратов, но не ниже 1,05 номинального.
2. Величины допустимых превышений температуры для аппаратов, работающих при температуре окружающего воздуха, отличающейся от принятой расчетной (40°C), должны быть изменены так, чтобы допустимая температура частей аппарата, определяемая как сумма указанных в таблице превышений и расчетной температуры окружающего воздуха, сохранялась неизменной.
3. Температура окружающего воздуха принята равной 40°C , а высота над уровнем моря — не более 1000 м за исключением п. 3 таблицы, где она равна 25°C .
4. Допустимая температура неизолированных токоведущих частей выключателя, если они соприкасаются с какой бы то ни было изоляцией, не должна превышать установленной для изолирующего материала.
5. Нормы приняты для электрических аппаратов, устанавливаемых в шкафах, ящиках и закрытых электротехнических помещениях. Допустимость более высоких превышений температуры оболочек некоторых аппаратов (например, реостатов, сопротивлений), а также меры, принимаемые при установке этих аппаратов в месте эксплуатации, устанавливаются в стандартах на эти аппараты.
6. Допускаемое превышение температуры в любом месте поверхности магнитопровода и других частей трансформатора, если они находятся в непосредственном контакте с изоляцией обмоток, не должны превосходить допускаемое превышение температуры, указанное в таблице.
7. В стандарте на аппараты могут быть указаны другие значения для других условий, но они не должны превышать значения из данной таблицы, более, чем на 10°C .
8. Если нет других указаний относительно оболочки и ее элементов, к которым имеется открытый доступ, но которых нет необходимости касаться во время нормальной эксплуатации, то допускается принимать предельные значения температуры нагрева на 10°C выше установленной.



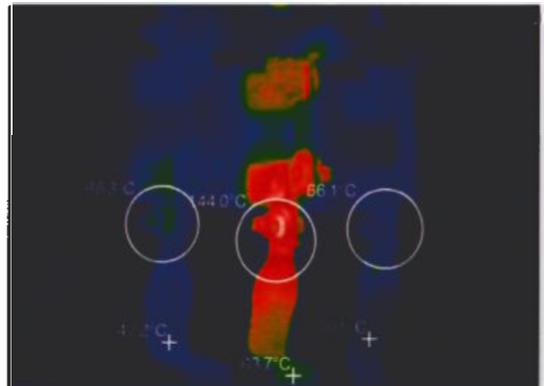
а) внутренний дефект контактной системы автоматического выключателя 0,4 кВ.



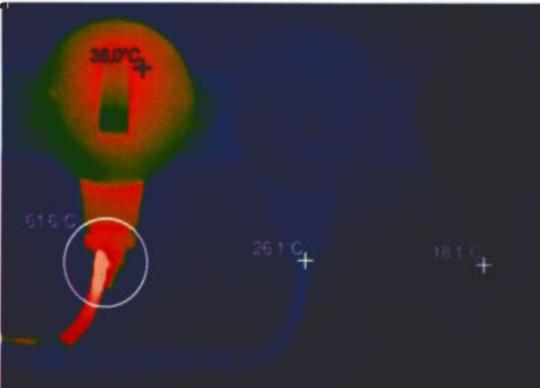
б) сильный нагрев катушки контактора 0,4 кВ, из-за виткового замыкания.



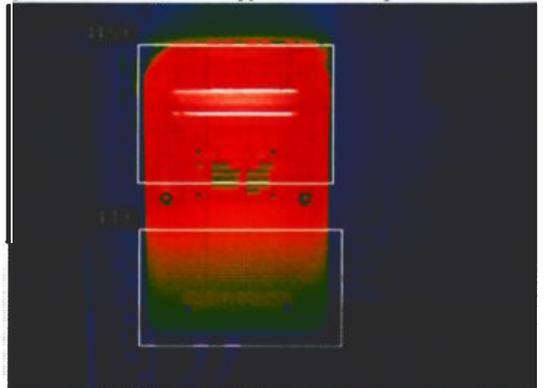
в) дефект контактного соединения внутри предохранителя 0,4 кВ.



г) аварийный нагрев нижнего болтового соединения и разъемного соединения рубильника на фазе В.



д) внутренний нагрев контактной системы и плохой контакт в присоединении к проводу выключателя освещения.



е) нагрев корпуса магнитного пускателя из-за внутреннего дефекта.

Рис. 14.82 (а–е). Характерные термограммы некоторых дефектов электрооборудования с номинальным напряжением ниже 1000 В

14.16. Электрооборудование систем возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов, систем бесперебойного питания, преобразователей частоты, компоненты электронных устройств.

Конструктивное исполнение электрооборудования систем возбуждения, систем и агрегатов бесперебойного питания и преобразователей частоты позволяет выявить в них следующие дефекты, следствием которых являются температурные аномалии:

- **открытых и внутренних контактных соединений** (контактов) агрегатов и элементов систем возбуждения, систем и агрегатов бесперебойного питания, преобразователей частоты;
- **ЭМ** (возбудителей, подвозбудителей и т. п.) — в электромашинных и высокочастотных системах возбуждения, электромашинных агрегатах бесперебойного питания и преобразователях частоты;
- **пуско-регулирующей и коммутационной аппаратуры**, шунтовых и серийных реостатов, гасящих сопротивлений и т. п.;
- **измерительных трансформаторов тока и напряжения**, магнитных усилителей, дросселей и других электромагнитных устройств, содержащих обмотки;
- **силовых конденсаторов** (см. п. 14.10);
- **силовых электронных приборов**: вентилях, тиристорах, силовых транзисторах и т. п. (перегревы, неравномерное деление тока в параллельных ветвях);
- **неравномерное деление напряжения** из-за нарушения выравнивающих цепочек в последовательных цепях (вентильях) и т. п.) — в высокочастотных и тиристорных системах возбуждения, электронных системах бесперебойного питания и преобразователях частоты;
- **систем охлаждения** силовых электронных приборов (например, нарушение циркуляции охлаждающей воды в системах с водяным охлаждением);
- **нарушения теплового режима** элементов электронных устройств (блоков) управления, сигнализации и защиты.

ТД ИКТ открытых контактных соединений (контактов) выполняются в соответствии с указаниями **раздела 12**.

ТД ИКТ электрооборудования, установленного в вышеуказанных системах и устройствах (силовые трансформаторы, коммутационная аппаратура, разрядники, ОПН, измерительные трансформаторы и т. п.) описано в соответствующих подразделах данного раздела и особенностей не имеет.

При выполнении обследований следует выполнять указания **п. 11.2**.

Температуры нагрева и превышения температуры над температурой окружающего воздуха открытых контактных соединений (контактов) и токоведущих частей электрооборудования систем возбуждения, систем и агрегатов бесперебойного питания и преобразователей частоты, не должны пре-

Таблица 14.31. Наибольшие допустимые температуры нагрева частей АБП и полупроводниковых преобразователей переменного напряжения с номинальным напряжением до 1 кВ

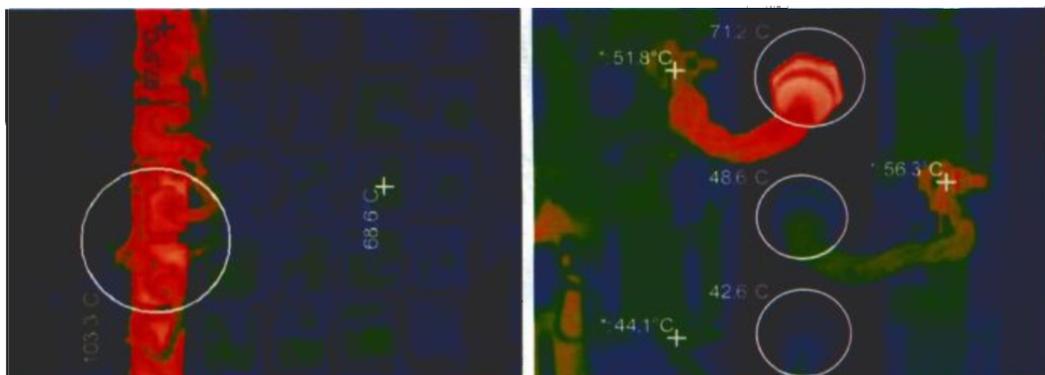
№ п/п	Контролируемые части, узлы	Наибольшее допустимое значение температуры нагрева, °С	Документ, нормирующий температурные параметры
1.	Металлические части, в наиболее нагретой точке: <ul style="list-style-type: none"> • соприкасающиеся с изоляционными материалами классов нагревостойкости по ГОСТ 8865-93; У А Е В F Н С	90 100 120 130 155 180 >180	ГОСТ 26416-85
2.	Поверхность внешней оболочки АБП и полупроводниковых преобразователей переменного напряжения, в наиболее нагретой точке	70	ГОСТ 26416-85 ДСТУ 3679-98
3.	Воздух внутри АБП около составных частей	температура не должна превышать значений, установленных в стандартах и ТУ на агрегаты конкретных серий и типов. Контрольные точки для проверки температуры нагрева и значения температуры должны быть установлены в конструкторской документации.	ГОСТ 26416-85

Примечание.

При установке агрегатов и преобразователей в рабочей зоне, если это указано в стандартах и ТУ на агрегаты конкретных серий и типов, температура поверхности внешней оболочки не должна превышать 45°С.

вышать значений, указанных в таблице 12.1 (п.п. 1-5, 9, 11-25); других частей систем возбуждения (например, элементов ЭМ, коммутационных аппаратов, токоограничивающих резисторов, магнитных усилителей и т. п.) — значений, указанных в соответствующих разделах настоящего УМП, в заводской документации и ТУ на конкретные элементы систем возбуждения, систем и агрегатов бесперебойного питания и преобразователей частоты, а также в таблице 14.31.

Характерные термограммы некоторых дефектов элементов вышеуказанного электрооборудования приведены на рис. 14.83–14.85.



а) недостаточность потока охлаждающей воды через колонку полупроводниковых вентилях системы возбуждения турбогенератора 220 МВт.

б) неравномерный нагрев силовых вентилях трехфазного выпрямителя 0,4 кВ из-за неидентичности электрических характеристик вентилях.

Рис. 14.83. Характерные термограммы некоторых дефектов систем возбуждения и полупроводниковых преобразователей

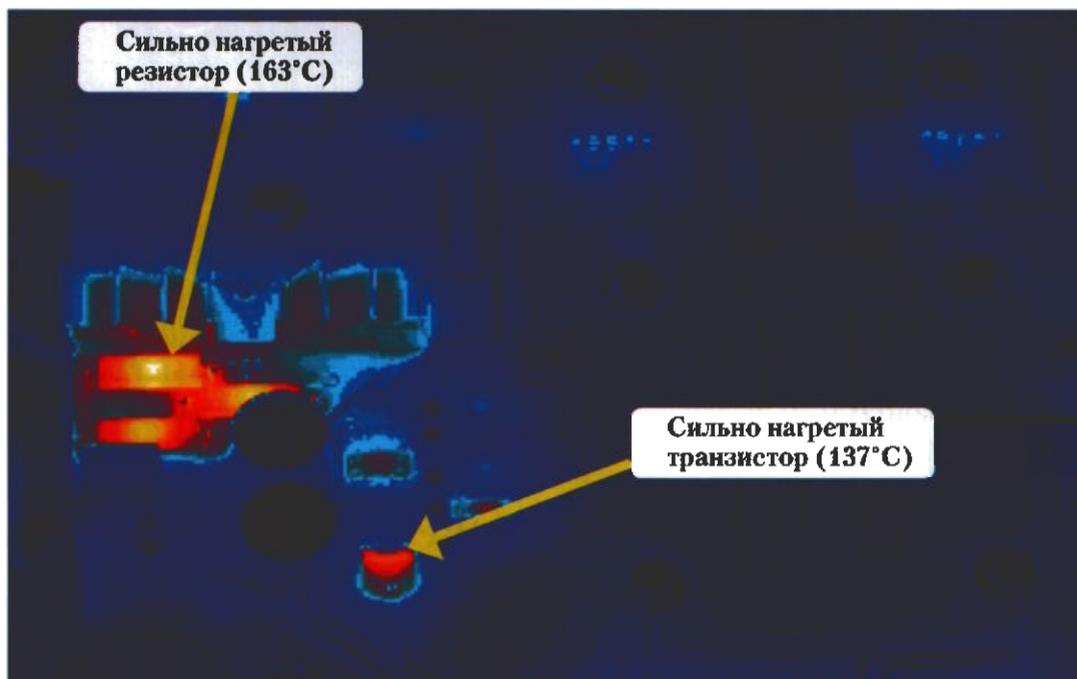


Рис. 14.84. Перегревы элементов электронной платы блока питания схемы управления АБП-1500

Температуры нагрева силовых вентилях и тиристоров, работающих в одинаковых условиях в системах возбуждения и АБП, а также соединенных в параллель, не должны отличаться между собой более, чем на 30%.

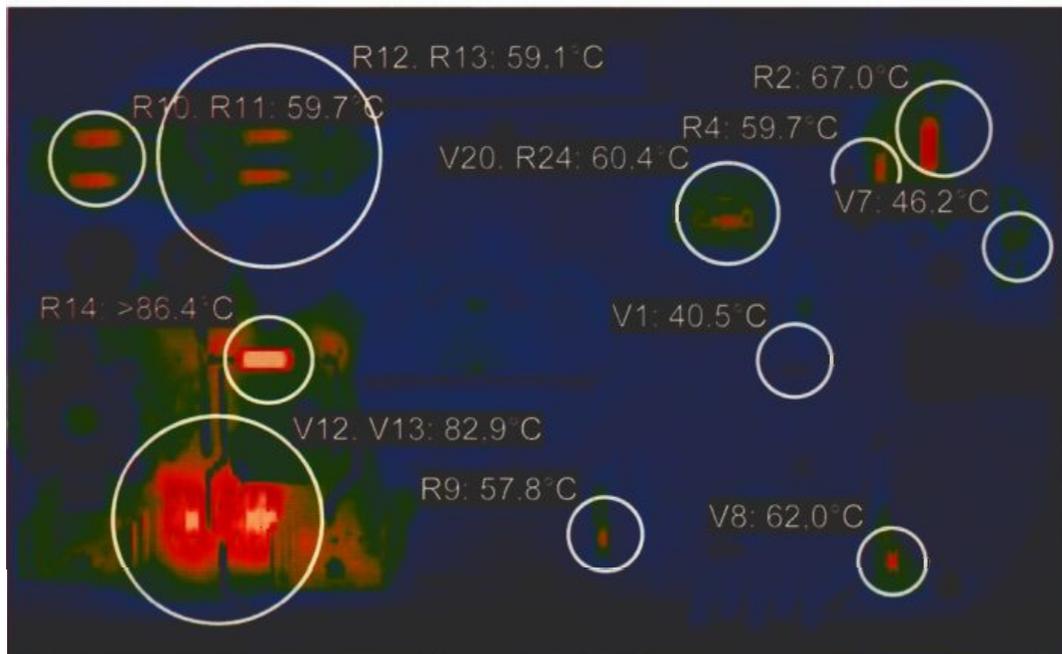


Рис. 14.85. Пример диагностики элементов электронной платы АБП-1500.

Вывод электрооборудования систем возбуждения, систем и агрегатов бесперебойного питания и преобразователей частоты из работы для выполнения его испытаний выполняется по аварийной заявке — если температурные параметры его элементов больше приведенных в **таблице 14.31** и других документах, касающихся этих агрегатов и их составных элементов и узлов (заводской документации, ТУ и т. п.). В остальных случаях (дефекты открытых контактных соединений), этот срок не должен превышать требований **раздела 12**.

14.17. Аккумуляторные батареи (АБ).

Конструктивное исполнение АБ позволяет выявить в них следующие дефекты, следствием которых являются температурные аномалии:

- **дефекты открытых и внутренних контактных соединений** (болтовых и паяных);
- **наличие короткозамкнутых банок**;
- **заплавление банок** АБ, вызывающее короткие замыкания между пластинами разной полярности;
- **наличие путей утечки тока**, вызванных неправильной эксплуатацией АБ и приводящих к неконтролируемому саморазряду АБ (например, в [77] описан случай протекания тока саморазряда из-за загрязнения кромок сте-

клянных банок АБ электролитом в местах подвешивания пластин). Несмотря на то, что температурные аномалии в местах загрязнений небольшие (десятые доли градуса), они могут быть выявлены тепловизором.

ТД ИКТ аккумуляторных батарей рекомендуется выполнять во время так называемых контрольных разрядов, когда ток АБ достаточно большой, что способствует выявлению дефектов в их начальной стадии. В то же время, температурная чувствительность современных тепловизоров позволяет выявлять дефекты АБ и при сравнительно небольших токах во время их постоянного подзаряда, при этом обследование следует выполнять особенно аккуратно и внимательно, сводя к минимуму мешающие факторы т.к. градиенты температурных аномалий при этом будут составлять десятые доли градуса.

При выполнении ТД ИКТ открытых контактных соединений, следует руководствоваться указаниями **раздела 12**.

При выполнении обследований следует выполнять указания **п. 11.2**.

При обследованиях следует обращать внимание на разницу температур отдельных аккумуляторов в батарее. При работе АБ в режиме разряда, температура банки АБ с коротким замыканием между пластинами, на начальной его стадии, будет выше, чем исправных банок, а по мере разряда банки она снизится до температуры окружающей среды.

Температура корпуса банки АБ, в которой скопился шлам, будет неодинаковой по высоте банки, в месте скопления шлама будет выраженная температурная аномалия.

В соответствии с **п. 12.5.15 ПТЭ**, измерение температуры электролита в контрольных элементах необходимо выполнять не реже один раз в месяц, в том числе во время инспекторских осмотров, график которых утверждает технический руководитель энергообъекта. Рекомендуется выполнять это средствами ИКТ (температура электролита практически равна температуре корпуса аккумулятора и ее легко измерить тепловизором или пирометром).

Температура электролита (корпуса) АБ не должна превышать значений, приведенных в **таблице 14.32**.

В случае превышения указанных температур, необходимо снизить зарядный ток АБ. Для других (не указанных в **таблице 14.32**) типов АБ температура электролита не должна превышать значений, указанных в документации завода-изготовителя АБ.

Некоторые характерные термограммы аккумуляторных батарей приведены на **рис. 14.86**.

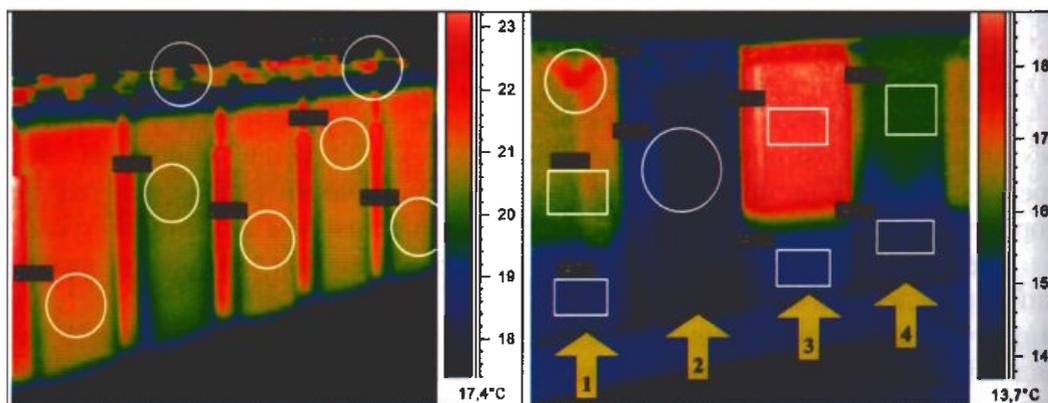
Вывод АБ из работы для устранения дефектов контактных соединений не должен противоречить требованиям **раздела 12**.

Таблица 14.32. Предельные температуры электролита (корпуса) некоторых типов АБ

Тип АБ	Предельная температура электролита (корпуса) АБ, °С	Документ, регламентирующий значение температуры
СН	35 ¹	ПТЭ (п. 12.5.5)
СК	40 ¹	
OPzV Varta	45 ^{2,3}	Стационарные герметизированные свинцовые батареи типа OPzV Varta. Техническое описание, инструкция по монтажу и эксплуатации, специальное издание компании VHD Industriebatterien GmbH. Хаген, Германия.
VbV Varta	45 ^{2,3}	Стационарные герметизированные свинцовые батареи типа VbV Varta. Техническое описание, инструкция по монтажу и эксплуатации, специальное издание компании VHD Industriebatterien GmbH. Хаген, Германия.
Marathon, Sprinter, Tudor	45 ^{2,4} 55 ^{2,5}	Инструкция по эксплуатации (№ 40000-P) стационарных свинцово-кислотных герметичных необслуживаемых аккумуляторных батарей технологии AGM: Marathon, Sprinter, Tudor. Deutsche EXIDE GmbH, Германия.

Примечания:

1. Температура электролита.
2. Температура корпуса.
3. Разница температур отдельных аккумуляторов в батарее не должна превышать 5°С.
4. Разница температур отдельных аккумуляторов в батарее не должна превышать 3°С.
5. Допускаемое кратковременное превышение температуры.



а) нормально работающая бездефектная аккумуляторная батарея с аккумуляторами типа СН.

б) неравномерное распределение зарядного тока в аккумуляторной батарее с аккумуляторами типа СК.

Аккумулятор 1 – дефект внутренних КС; в аккумуляторах 2 и 4 зарядный ток меньше, чем в аккумуляторах 1 и 3. Аккумуляторы 1 и 2, а также 3 и 4 при заряде включены параллельно.

Рис. 14.86 (а–б). Некоторые характерные термограммы аккумуляторных батарей

Кроме указанных в тексте, при написании подраздела также использованы публикации [9, 12, 81, 89, 90].

15. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ

15.1. Структура и содержание отчета (протокола) по результатам обследования.

Отчет (протокол) о выполненном обследовании – это документ, которым заканчивается непосредственно "термографическая" стадия процесса и процедуры технического диагностирования инфракрасной техникой.

Создание отчета (протокола) – это самый длительный и трудоемкий процесс, занимающий не менее 80% времени всей процедуры ТД ИКТ и рабочего времени персонала ПТКД. Кроме того, обработка данных, полученных в процессе обследования и создание отчета (протокола) представляет собой весьма ответственный этап процедуры ТД ИКТ, ибо именно на его основе будут планироваться и выполняться мероприятия по устранению выявленных дефектов.

Для повышения эффективности диагностики, уточнения, классификации и правильного планирования устранения выявленных дефектов, результаты обследования перед оформлением отчета (протокола), обязательно должны быть сопоставлены с результатами традиционных испытаний и измерений и диагностики электрооборудования другими способами (если они имеются на энергопредприятии).

В отчете (протоколе) обследования электрооборудования и контактных соединений (контактов) рекомендуется предоставлять следующую информацию:

- реквизиты объекта (наименование энергопредприятия, электростанции (подстанции, РП, КТП, ВЛ и т. п.), месторасположение на энергопредприятии, оперативное наименование присоединения, фаза и т. п.);
- номер и дату утверждения;
- дату проведения обследования;
- тип и заводской номер используемого инфракрасного прибора;
- перечень присоединений (оборудования), отключенных на момент обследования;
- рабочие страницы с термограммами, таблицами с результатами их обработки (с обязательным учетом поправок на ветер и потоки воздуха при вентиляции, параметрами съемки, локализацией объектов съемки, комментариями к термограммам и классификации по степеням опасности (классе) дефектов.
- нагрузки по присоединениям на момент обследования;
- перечень выявленных дефектов электрооборудования;

- перечень выявленных дефектов контактных соединений;
- выводы и рекомендации относительно сроков устранения дефектов;
- подписи исполнителей и лица, утвердившего отчет (протокол).

В отчете (протоколе) обследования системы охлаждения и очистки масла силового трансформатора (реактора) рекомендуется предоставлять следующую информацию:

- номер и дату выпуска отчета (протокола);
- дату проведения обследования;
- тип и заводской номер используемого инфракрасного прибора;
- основные технические характеристики трансформатора (тип, заводской номер, год выпуска, номинальные напряжения и токи обмоток, тип и количество охладителей, тип и исполнение системы охлаждения, количество фильтров очистки масла и т. д.);
- режим работы трансформатора и системы охлаждения и очистки масла;
- результаты измерения температуры масла на входе и выходе каждого охладителя;
- расчетные разности температуры масла на входе и выходе каждого охладителя;
- термограммы охладителей;
- термограммы дефектов маслонасосов, двигателей вентиляторов и фильтров очистки масла;
- выводы и рекомендации;
- подписи исполнителей и лица, утвердившего отчет (протокол).

В отчете (протоколе) обследования может быть приведена информация о состоянии отдельных узлов электрооборудования независимо от наличия дефектов (термограммы вводов силовых трансформаторов, температуры или термограммы баков масляных выключателей, ТТ, ТН и другое по фазам данного присоединения).

15.2. Шаблоны страниц отчета (протокола) как средство, облегчающее создание отчетов (протоколов).

Большинство современных программ обработки термограмм позволяют ускорить создание отчетов (протоколов), используя заранее разработанные шаблоны страниц. При этом, на страницах отчета (протокола) можно автоматически размещать в нужном месте термограммы и видимые изображения, таблицы результатов, температурные области и профили, точечные указатели температуры, выполнять вычисления по формулам с присвоением результатов вычислений определенным полям, размещенным на странице (например, можно вычислять размеры поля зрения в метрах, выполнять приведение температурных параметров к номинальной нагрузке, учитывать влияние ветра и т. п.), реализовывать другие полезные функции.

Шаблоны страниц сильно упрощают и ускоряют создание отчетов (протоколов), поэтому рекомендуется в процессе работы создать шаблоны для разных видов обследований и различных видов электрооборудования и контактных соединений (контактов). Рекомендуемая структура и вид некоторых шаблонов страниц приведены в **приложении И**.

Для улучшения наглядности представления температурных полей различных объектов, в ряде случаев при создании отчетов (протоколов), полезно поэкспериментировать с различными цветовыми палитрами для получения наилучшего визуального представления температурных полей. Некоторые дефекты хорошо визуализируются в серой температурной шкале, некоторые — в цветах побежалости, а некоторые — в цветах радуги. Например, палитра, использующая цвета радуги позволяет представить области термограммы, имеющими близкие температуры, контрастными цветами, что, в ряде случаев, улучшает восприятие термограммы.

В ряде случаев, полезно создать свои собственные температурные палитры для визуализации дефектов и использовать их при создании отчетов (протоколов) и шаблонов рабочих страниц.

Для повышения наглядности представления информации на страницах отчета (протокола) и в шаблонах рабочих страниц, рекомендуется широко использовать такие инструментальные средства обработки термограмм как точечный указатель температуры, области, линии профиля (термопрофилограммы), таблицы со связанной с температурными параметрами термограммы полями, маркеры для указания на наиболее интересные части термограммы, текстовые пояснения на термограмме и т. п. — **см. приложение И**, а также (в необходимых случаях, при недостаточно наглядной термограмме) — цифровые фотографии обследуемых объектов.

В необходимых случаях, для автоматического вычисления различных параметров термограммы (поля зрения в метрах, введения поправок на ветер, вычисления процента загрузки электрооборудования и контактных соединений по току (мощности), приведения температурных параметров к номинальной нагрузке и т. п.), в шаблонах рабочих страниц следует применять автоматические вычисления по формулам (если программа обработки термограмм позволяет это делать).

Большинство программ по созданию отчетов (протоколов) также позволяют автоматически создавать итоговую таблицу по всему отчету (протоколу), которая весьма полезна для статистического анализа выявленных дефектов.

Подробные сведения по применению вышеуказанных инструментов можно найти в описании конкретного программного обеспечения для обработки термограмм и создания отчетов (протоколов).

Отчет (протокол) выпускается в 2-х экземплярах — один остается в архиве ПТКД, а другой передается руководящему персоналу ремонтной службы энергопредприятия для контроля за устранением выявленных дефектов.

При написании раздела использованы публикации [63, 92, 104].

16. СИСТЕМАТИЗАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ, СОЗДАНИЕ БАЗЫ ДАННЫХ И РАБОТА С НЕЙ

16.1. Структура базы данных для хранения результатов диагностирования.

Структура базы данных по результатам ТД ИКТ зависит от многих факторов:

- специфики энергопредприятия, в структуре которого работает ПТКД (электростанция, предприятие электрических сетей, центральная служба изоляции энергосистемы, энергоремонтное предприятие, специализированное наладочное предприятие и т. п.);
- специфики и количества обследуемых объектов (подстанций, ОРУ, КТП и т. п.);
- выбранной стратегии диагностирования и алгоритма контроля за устранением дефектов (см., например, **рис. 6.1**);
- возможностей технических средств вычислительной техники и квалификации программистов, создающих БД;
- других факторов, которые определяются конкретными местными условиями.

Таким образом, построить структуру БД и сформулировать требования к ней, не зная конкретных местных условий, в которых будет работать подразделение, выполняющее ТД ИКТ, крайне затруднительно, в каждом конкретном случае ее конфигурация может быть разной (см., например, [53]). Можно только сформулировать самые общие и минимальные требования к БД, которые изложены ниже.

Структура базы данных должна позволять пользователю группировать обследуемое оборудование по заранее установленным категориям (типу, месторасположению, принадлежности, запланированной и фактической дате обследования, характеру и опасности (классу) выявленных дефектов, сведениям об их устранении и т. п.) и давать ему возможность простыми действиями вызвать любую запись (или группу записей) базы данных для анализа, печати, построения графиков и/или диаграмм, таблиц и т. п.

Крайне желательно, чтобы база данных позволяла хранить исходную информацию о выполненных обследованиях (т. е. информацию, которая была использована для составления отчетов или протоколов) в ее первоначальном виде (с термограммами и фотографиями обследованного оборудования).

Рекомендуется следующая примерная структура базы данных:

- сведения об оборудовании (см. **раздел 11**);
- график обследований;
- сведения о выполненных обследованиях;
- сведения об устранении дефектов персоналом ремонтной службы энергопредприятия (дата устранения дефекта, характер выполненных работ, должности, фамилии и координаты исполнителей и т. п.);
- итоговые сведения (результаты статистической обработки выполненных обследований, диаграммы, графики, итоговые таблицы и т. п.);
- исходная информация о выполненных обследованиях;
- отчеты о выполненных обследованиях.

Сведения о выполненных обследованиях могут содержать следующие данные:

- дата обследования;
- месторасположение электрооборудования и/или контактных соединений (контактов);
- оперативное наименование РУ;
- перечень электрооборудования (присоединений), отключенных на момент обследования;
- оперативное наименование присоединения с диагностируемыми контактными соединениями (контактами) или единицами электрооборудования;
- фаза присоединения с диагностируемыми контактными соединениями (контактами) или единицами электрооборудования;
- краткое описание дефекта (месторасположение в пределах фазы присоединения (единицы контактных соединений и контактов, наименование элементов электрооборудования или контактных соединений (контактов), характер дефекта, материал контакт-деталей и т. п.);
- максимальная температура в области выявленного дефекта при текущей нагрузке;
- превышение максимальной температуры дефекта и/или избыточная температура при текущей нагрузке;
- электрическая нагрузка контактных соединений (контактов) или единицы электрооборудования в процентах;
- прогнозируемая максимальная температура в области выявленного дефекта при номинальной нагрузке;
- прогнозируемые превышение максимальной температуры дефекта и/или избыточная температура при номинальной нагрузке;
- класс дефекта (начальная стадия, развитый, аварийный);
- дата устранения дефекта (выполнения работ по устранению);
- содержание и объем выполненных работ по устранению дефекта (ревизия, замена, ремонт и т. п.);

- месторасположение, название и/или идентификатор отчета об обследовании.

Базу данных можно создавать либо на основе программных продуктов, которые зачастую предлагают производители термографических комплексов (например, программные продукты AGEMA Database 1.0 или ThermaCAM Database 1.0 компании FLIR Systems AB- США); либо на основе любой другой СУБД, например, широко распространенного программного продукта Access компании Microsoft. Следует отметить, что два первых программных продукта позволяют относительно просто обеспечить организацию и управление только теми данными, которые содержатся в отчетах о термографических обследованиях, в то время как на базе СУБД можно построить базу данных практически любой желаемой структуры, но это потребует значительных затрат времени и высокой квалификации исполнителя.

16.2. Работа с базой данных.

Правильно построенная и структурированная база данных является мощным инструментом для анализа полученных результатов и управления процессом ТД ИКТ (корректировки стратегии, критериев отбраковки, сроков устранения дефектов и т.п.), поэтому к организации и ведению базы данных следует подходить со всей тщательностью и скрупулезностью.

Оптимальным следует считать выполнение обновления базы данных и текущего анализа данных непосредственно после окончания обработки результатов каждого обследования и после выполнения работ по устранению каждого зафиксированного дефекта с отображением их содержания в базе данных, а также после ввода в работу нового электрооборудования и реконструкции и модернизации существующего.

Рекомендуется периодически (не реже двух раз в год) выполнять развернутый анализ накопленных данных путем выполнения соответствующих запросов в базе данных, построения таблиц, графиков и диаграмм, с целью отслеживания динамики развития дефектов, процесса устранения аварийных дефектов ремонтной службой, прогнозирования теплового состояния электрооборудования и контактных соединений (контактов), оценки эффективности системы ТД ИКТ и т. п.

Результаты такого развернутого анализа с соответствующими рекомендациями, предоставленные руководителю подразделения, отвечающего за диагностику электрооборудования и контактных соединений (контактов), руководителю подразделения, в состав которого входит ПТКД (например, начальнику электроцеха электростанции) и руководителю ремонтной службы позволят им разработать и выполнить (при необходимости), корректирующие мероприятия в системе ТД ИКТ и системе ремонта электрооборудования и контактных соединений (контактов).

17. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНА ТРУДА ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ

17.1. Общие положения.

Выполнение работ по ТД ИКТ можно приравнять к обычному осмотру электроустановок, технических мероприятий для ее проведения выполнять не требуется.

В соответствии с п. 5.2.1 ДНАОП 1.1.10-1.10-97 "Правила безопасной эксплуатации электроустановок", работы в действующих электроустановках допускается проводить по наряду или распоряжению. При этом, работу по ТД ИКТ в действующих электроустановках следует выполнять по распоряжению, если она включена в перечень таких работ приказом по энергопредприятию.

В соответствии с п. 5.1.4 и 6.15.5 ДНАОП 1.1.10-1.10-97, в неотложных случаях допускается выполнять работу по ТД ИКТ одним работником (термографистом) с группой по технике безопасности не ниже III-ей под наблюдением оперативного, оперативно-производственного работника или работников из состава руководителей или специалистов энергопредприятия.

При выполнении работ по ТД ИКТ запрещается приближаться к токоведущим частям, находящимся под напряжением, на расстояния ближе, указанных в ДНАОП 1.1.10-1.01-97.

При выполнении работ в действующей электроустановке работниками сторонних организаций, следует руководствоваться **разделом 22** ДНАОП 1.1.10-1.01-97.

При несчастном случае во время выполнения ТД ИКТ, для оказания первой медицинской помощи пострадавшему, следует руководствоваться указаниями "Инструкции по оказанию первой помощи пострадавшим в связи с несчастными случаями по обслуживанию энергетического оборудования" и ДНАОП 0.00-4.03-01.

При работах по ТД ИКТ на воздушных линиях электропередач, осуществляемых наземным (водным) способом, следует руководствоваться указаниями п. 16.7 ДНАОП 1.1.10-1.10-97.17.1.6. Бригады, выполняющие работы по ТД ИКТ на воздушных линиях электропередач, должны оснащаться средствами связи с диспетчерскими пунктами.

17.2. Выполнение работ в электроустановках выше 1000 В.

При работе в зоне влияния электрического поля следует руководствоваться указаниями ДНАОП 1.1.10-1.01-97, ГОСТ 12.1.002-84. ГКД 34.03.601-95, ДНАОП 0.03-3.21-91.

При использовании средств защиты от влияния электрического поля следует руководствоваться указаниями ГКД 34.03.602-96 (НАОП 1.1.10-5.04-96). НАОП 1.1.10-6.04-80.

17.3. Выполнение работ в электроустановках ниже 1000 В.

При использовании для измерения рабочего тока электроустановок до 1000 В токоизмерительных клещей следует руководствоваться указаниями п. 5.2.7 ДНАОП 1.1.10-1.01-97. При этом, перед выполнением работ по ТД ИКТ следует убедиться в том, что токоизмерительные клещи испытаны в соответствии с указаниями ДНАОП 1.1.10-1.07-01.

Дверцы шкафов КРУ следует открывать, находясь под их защитой во избежание попадания под напряжение и под действие электрической дуги при случайном перемещении (падении) плохо закрепленных частей ячейки, находящихся под напряжением внутри ячейки КРУ.

17.4. Выполнение работ в условиях радиационной опасности.

При работах по ТД ИКТ в условиях радиационной опасности следует руководствоваться указаниями НРБУ-97, ПРБ АС-89, ДНАОП 00-8.02-93 и местными нормативными документами по радиационной безопасности.

17.5. Выполнение работ при аэроинспекции воздушных линий.

При работах по аэроинспекции воздушных линий электропередач следует дополнительно руководствоваться медицинскими требованиями к персоналу посторонних предприятий, участвующих в полетах и правилами, регламентирующими безопасность полетов, действующими на авиапредприятии, летательный аппарат которого используется при выполнении ТД ИКТ на воздушных линиях электропередач.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Настоящее пособие не претендует на исчерпывающее описание и интерпретацию всех дефектов электрооборудования, которые сопровождаются тепловыми проявлениями. Не претендует оно и на новизну описанных в нем способов диагностирования означенных дефектов. Авторы лишь предприняли попытку обобщить в представленном материале опыт многих специалистов, работающих в области практической термографии в электроэнергетике, добавив при этом также свой опыт в этой области и свое понимание проблем, связанных с диагностированием электрооборудования средствами инфракрасной термографии. Многочисленные публикации по данной тематике [9, 11, 12, 16, 17, 19, 20, 24, 40, 41, 48, 52, 58, 60, 82, 85, 87, 94, 95, 98, 101, 102] и личный опыт авторов позволяют сделать следующие выводы:

- применение технологии ИКТ для диагностики электрооборудования весьма полезно и перспективно, этот метод диагностики хорошо дополняет существующие традиционные методы диагностики, а в ряде случаев является единственно возможным для обнаружения и локализации специфических дефектов электрооборудования. Инфракрасная термография позволяет за относительно короткие сроки снизить количество температурных дефектов в несколько раз. Метод очень информативен и позволяет точно локализовать дефект и установить его причину;
- диапазон применения инфракрасной техники при диагностике электрооборудования весьма широк, по сути он ограничен только воображением, квалификацией, инициативой и способностью к нестандартному мышлению персонала, производящего диагностику;
- для эффективного применения инфракрасной техники целесообразно организовать на энергопредприятии небольшую (2–3 человека) группу, занимающуюся только вопросами применения инфракрасной техники. Это вызвано тем, что для эффективной и достоверной диагностики методом ИКТ диагностирующему персоналу необходимо владеть специальными знаниями (хорошо знать физические основы термографии; физическую сущность электромагнитных и тепловых процессов, происходящих в диагностируемом электрооборудовании; досконально знать его устройство и конструктивные особенности; иметь навыки работы с компьютерной техникой; уметь работать с компьютерными базами данных и т. п.). Кроме того, на любом энергопредприятии количество объектов, подлежащих тепловизионному обследованию, будет значительным (особенно это каса-

ется контактных соединений) и, несмотря на простоту, быстроту и безопасность получения термограмм — требовать значительных трудозатрат на проведение обследований и обработку результатов. Решение же задачи создания и ведения базы данных по результатам ТД ИКТ при отсутствии отдельного подразделения, занимающегося ТД ИКТ практически нереально. Как альтернативу, созданию подразделения тепловизионного контроля и диагностики, можно предложить привлечение к диагностике персонал специализированной организации;

- несмотря на относительно высокую стоимость аппаратуры (современный профессиональный тепловизор стоит около 50000-80000 долларов США), она довольно быстро себя окупает (иногда за одно применение) благодаря предотвращению серьезных отказов и аварий электрооборудования. Кроме того, инфракрасная техника легко применима в любой области промышленной деятельности и ее комплексное применение в масштабах энергопредприятия еще больше повысит окупаемость аппаратуры;
- для достижения положительного результата при применении инфракрасной техники, необходимо четкое планирование работ (особенно при больших количествах объектов), составление и отработка процедуры взаимодействия диагностирующего и ремонтного персонала, регулярный анализ результатов диагностики и своевременное внесение корректив в тактику (а иногда и стратегию) ее применения;
- вместе с тем, в диагностике контактных соединений (контактов) и электрооборудования средствами инфракрасной техники все еще имеется множество проблем, в основном методического характера. Необходима дальнейшая работа по накоплению опыта, анализу и стандартизации методик диагностирования дефектов; оптимизация критериев отбраковки электрооборудования и контактных соединений (контактов); периодичности обследований, а также по исследованию взаимосвязей инфракрасной термографии с другими методами диагностирования дефектов и т. п.

Авторы не сомневаются, что все проблемы, связанные с ТД ИКТ со временем будут разрешены и известный лозунг Л. З. Крискунова: "Возможности инфракрасной техники ограничены только нашим воображением" в полной мере войдет в практическую деятельность инженеров-электриков.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(справочное)

ФИЗИЧЕСКИЙ СМЫСЛ И СПОСОБЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕКОТОРЫХ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ИНФРАКРАСНОЙ ТЕХНИКИ

Тепловизоры можно разделить на две основные группы: тепловизоры, предназначенные для наблюдения и измерительные тепловизоры. Тепловизоры, предназначенные для наблюдения, в большинстве случаев используются в военном деле и службах безопасности для обеспечения наблюдения в темноте и сложных погодных условиях. Измерительные тепловизоры используются в гражданских целях, в промышленности и науке, в большинстве случаев — для бесконтактного измерения распределения температуры по поверхности испытываемых объектов.

В военном деле наиболее важной характеристикой визуального контроля является качество тепловой картины, в применении для гражданских целей наиболее важной характеристикой тепловизора является точность бесконтактного измерения температуры.

Нельзя объективно оценить тепловизор, наблюдая обычную, типичную тепловую картину. Качество изображения для некоторых людей может представляться плохим, а для других — хорошим. Для обеспечения гарантий качества тепловизора, необходимо применение надежного и передового оборудования для его оценки.

Несмотря на то, что тепловизор нельзя оценить надлежащим образом по типовому изображению, такую оценку можно выполнить, базируясь на изображении некоторых стандартных объектов-мишеней (мишени из 4-х полюс, мишени в виде квадрата, круга, щелевые мишени).

Для объективной оценки качества тепловизоров и для того, чтобы удостовериться, что его качество соответствует предъявляемым требованиям, следует использовать профессиональные измерительные установки. В случае, если пользователь не располагает надлежащей измерительной установкой для испытания тепловизоров, он никогда не сможет доказать производителю, что качество некоторых тепловизоров не соответствует предъявляемым требованиям, также он никогда не сможет быть уверен в их реальном качестве.

С точки зрения пользователя, соответствующая проверка особенно важна в случае, когда тепловизоры закупаются в большом количестве. Имея надлежащие испытательные установки, можно основательно испытать все

системы и исключить системы, которые не удовлетворяют предъявляемым к ним требованиям. Опыт показывает, что тепловизоры даже одинаковых типов могут сильно отличаться по качеству. Таким образом, выполнив надлежащие испытания, можно выбрать из предложенных тепловизоров только лучшие и быть уверенным, что производитель поставил наилучшее из его изделий. Кроме того, качество тепловизоров, как и других систем со временем ухудшается. Имея соответствующие измерительные установки, можно отобрать тепловизоры, характеристики которых ухудшаются до истечения гарантийного срока и заменить их на новые. Следовательно, надлежащие испытания тепловизоров могут сберечь значительные средства.

Существует много способов оценки характеристик инфракрасной системы, как и любого высококачественного оборудования. Важно понимать, как измеряются эти характеристики и как они ограничивают возможности системы, которая используется. Если пределы возможностей системы известны, то в этих пределах можно спокойно работать, а при выходе из них, результаты могут быть ненадежными.

Используя измерительные установки, воспроизводящие для испытуемого тепловизора стандартные мишени, можно измерить следующие характеристики и параметры тепловизора:

- **поле зрения** (Field of View – FOV);
- **мгновенное поле зрения** (Instantaneous Field of View – IFOV);
- **мгновенное поле зрения по измерению** (Instantaneous Field of View Measured – IFOV_{meas});
- **наименьшая различаемая разность температур** (Minimum Resolvable Temperature Difference – MRTD);
- **наименьшая обнаруживаемая разность температур** (Minimum Detectable Temperature Difference – MDTD);
- **модуляционная передаточная функция** (Modulation Transfer Function – MTF)
- **контрастная передаточная функция** (Contrast Transfer Function – CTF);
- **щелевая характеристика** (Slit Response Function – SRF);
- **сигнальная передаточная функция – чувствительность** (Signal Transfer Function – SiTF);
- **шумовой эквивалент разности температур** (Noise Equivalent Temperature Difference – NETD).

Ниже даны определения, описан физический смысл наиболее важных характеристик ИК систем а также способы их определения.

Поле зрения (FOV). Термин "поле зрения" описывает всю область, которую "видит" тепловизионная камера при использовании конкретного объектива. Эта характеристика обычно задается как круговой или прямоугольный угол зрения, в зависимости от конструкции системы, в частности, от размера чувствительного элемента. Например, поле зрения при 50-миллиме-

тровом объективе может составлять 18° для одной системы и 20° (по горизонтали) $\times 15^\circ$ (по вертикали) — для другой системы.

Мгновенное поле зрения (IFOV). Термин "мгновенное поле зрения" используется для описания мгновенного значения пространственной разрешающей способности инфракрасной системы получения изображений, т.е. наименьшего по размеру объекта, который система может "видеть" на заданном расстоянии. Мгновенное поле зрения определяется характеристиками применяемого объектива и линейными размерами чувствительной площадки приемника излучения. В соответствии с принятыми способами получения изображений, системы со сканированием и системы с FPA используют один или несколько чувствительных элементов для построения изображения в течение короткого периода времени (например, $1/30$ с). Поэтому в любой момент времени IFOV меньше, чем FOV. Таким образом, мгновенное поле зрения определяется еще и как наименьший по размеру объект, который система может видеть или различать в любой заданный момент. Обычно оно задается в миллирадианах (мрад) для заданного сочетания прибора и объектива. Чем меньше мгновенное поле зрения тепловизора по сравнению с изображением контролируемого объекта в плоскости приемника излучения, тем больше будет получено информации о тепловой картине объекта. Иногда для характеристики разрешающей способности тепловизора применяют термин "угловое (или линейное) разрешение". Угловое разрешение — это наименьший угол между двумя точечными излучателями, расположенными на фоне с заданной температурой, которые воспроизводятся тепловизором отдельно.

Для инфракрасных пирометров, IFOV чаще называют размером пятна и обычно задают как отношение расстояния от объекта к его размеру. Прибор с характеристикой 60:1 способен видеть объект диаметром 1 метр на расстоянии 60 метров. На расстоянии 30 метров этот же прибор может измерять температуру объекта диаметром 0,5 метра.

Мгновенное поле зрения (IFOV) величиной в 1 градус представляет размер пятна 60:1, а IFOV величиной в 2 градуса соответствует размеру пятна 30:1.

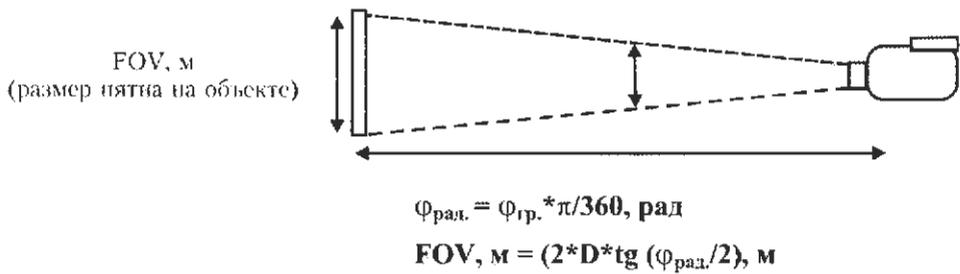
Мгновенное поле зрения по измерению (IFOV_{meas}). Описывает разрешающую способность системы со сканированием или системы с FPA. Характеристика IFOV_{meas} определяет наименьший по размеру объект, температуру которого система может **измерять** в любой момент на заданном расстоянии.

Указанные выше характеристики систем получения тепловых изображений обычно выражаются в миллирадианах (мрад). При этом, окружность делится на 360 градусов. Один градус соответствует 17,5 мрад, или 0,0175 радиан. Один миллирадиан соответствует примерно 0,06 градуса.

Выражение углов в радианах упрощает определение действительных возможностей любой системы и объектива в наблюдении или измерении объекта заданного размера. Минимальный размер объекта как для обнаружения, так и для измерения, можно получить, используя формулы, приведенные ни-

же (рис. А.1). Эти же соотношения можно использовать для вычисления IFOV и IFOV_{meas} по правильно заданным другим характеристикам.

Наименьшая различаемая разность температур (MRTD). Важным понятием, которое используется в качестве характеристики ИК системы, является тепловая чувствительность (порог температурной чувствительности) или наименьшая различаемая разность температур (MRTD), которую систе-



где:

FOV, м – размер поля зрения, м;

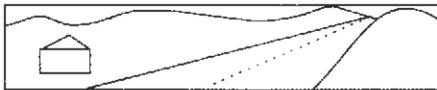
$\Phi_{рад.}$ – угол зрения объектива в радианах (FOV в радианах);

$\Phi_{гр.}$ – угол зрения объектива в градусах;

D – дистанция (расстояние от объекта до объектива тепловизора), м;

Рис. А.1. Определение поля зрения инфракрасного прибора

Наглядное сравнение рассмотренных характеристик можно представить на примере вида из автомобиля, едущего по шоссе:



FOV – это вид за Вашим ветровым стеклом



IFOV – это самый маленький дорожный знак, который Вы можете видеть на заданном расстоянии



IFOV_{meas} – это самый маленький дорожный знак, который Вы можете прочесть на заданном расстоянии

ма может обнаружить. MRTD – это субъективный параметр, который определяет способность системы "тепловизор-оператор" к обнаружению низкоконтрастных температурных элементов испытуемого объекта. Он представляет собой зависимость минимальной разности температур между полосами стандартной 4-х полосной мишени (4 полосы с отношением длины к ширине 7:1) и фоном (абсолютно черным телом), от пространственной частоты

(размеров) мишени (см. **рис. А.2а**) при которой тепловое изображение полос еще различимо оператором на экране тепловизора (см. **рис. А.2б**).

Измерения выполняются при разных размерах 4-х полосной мишени (разных пространственных частотах). Пространственная частота характеризует

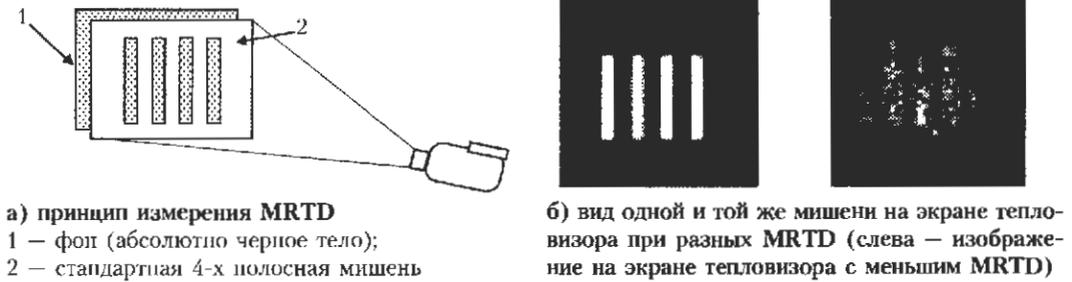


Рис. А.2. Тепловые изображения одной и той же 4-х полосной мишени, полученные тепловизором при разных MRTD

размер объекта или детали объекта — чем они меньше, тем больше их пространственная частота. Это испытание, разработанное Министерством обороны США и строго описанное в стандарте Американского общества по испытанию материалов ASTM Standard E1213, является, по существу, измерением тепловой чувствительности.

Схема типовой измерительной установки для испытания тепловизионных систем приведена на **рис.А.3**.

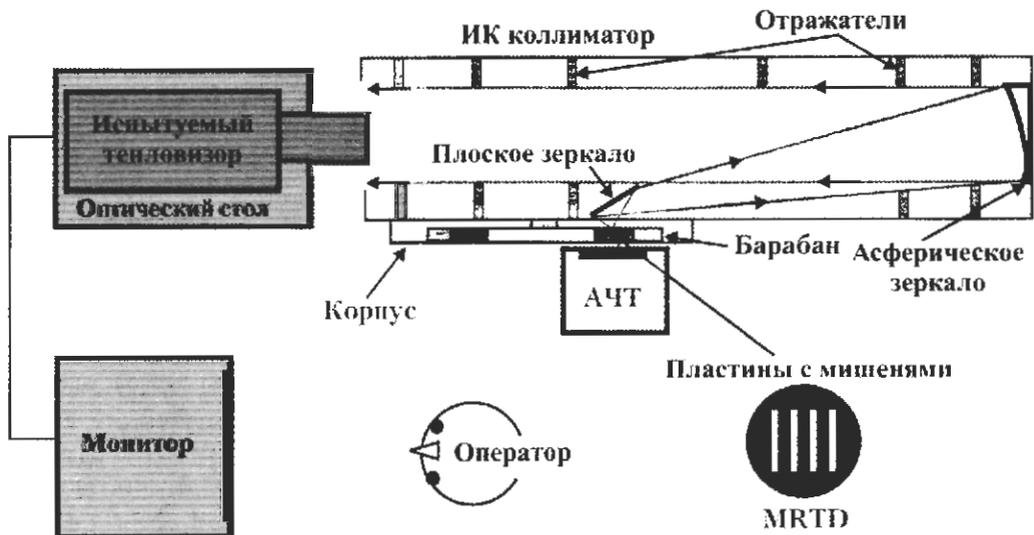


Рис. А.3. Типовая измерительная установка для испытания тепловизионных систем

Установка содержит следующие основные части: абсолютно черное тело (АЧТ); комплект пластин с мишенями, смонтированными на вращающемся барабане, который закрыт кожухом; инфракрасный коллиматор и оптический стол. Комплект стандартных 4-х полосных мишеней разных размеров (с разными пространственными частотами) закреплен на вращающемся барабане, размещенном в фокусе коллиматора. Одна из мишеней находится в поле зрения коллиматора, а АЧТ — непосредственно за мишенью. Распределение яркости поверхности мишени и АЧТ отображается на мониторе тепловизионной системы, где оно наблюдается оператором. Разница температур между полосами мишени и АЧТ постепенно увеличивается до тех пор, пока оператор не начнет различать 4-х полосную мишень. Эта критическая температура и есть MRTD. Обычно измерение MRTD выполняется как при положительной, так и при отрицательной разности температур между АЧТ и мишенью. Время выполнения измерения не ограничивается, поэтому у оператора есть возможность выбрать оптимальное расстояние между ним и экраном монитора, величину электронного увеличения изображения тепловизора и т. д. Влияние фазовых эффектов на качество термоизображения мишени минимизируется путем точного поворота тепловизора в пределах угла, близкого к углу поля зрения тепловизора. Результаты измерений при выполнении их разными операторами могут различаться, поэтому измерения выполняются как минимум 3-мя хорошо обученными операторами с усреднением результатов.

Результаты измерений для одного из экземпляров длинноволнового тепловизора приведены на **рис. А.4**.

Таким образом, результаты определения MRTD регистрируются в виде кривой зависимости разности температур от пространственной частоты. Обычно, чем больше частота (т.е. мельче тестовое изображение), тем больше требуется разность температур между мишенью и фоном для получения различимого на экране изображения.

В соответствии с [111, 112], MRTD рассматривается как наиболее важная характеристика тепловизора с точки зрения пользователя, который хочет иметь наилучшие диапазоны обнаружения, распознавания и идентификации мишеней. Зная MRTD различных тепловизоров, можно вычислить диапазоны обнаружения, распознавания и идентификации мишеней, заданные в [111] и сравнить их рабочие характеристики (при этом следует сравнивать тепловизоры с одинаковыми полями зрения). Поэтому, надлежащие рабочие характеристики тепловизора следует устанавливать строго в соответствии с максимальными значениями MRTD и в сочетании с пространственными частотами. Измеренные значения MRTD тепловизора, который претендует на прохождение испытания, должны быть ниже (лучше) установленных рабочих характеристик.

Пример типичных технических требований по MRTD для длинноволнового тепловизора и для двух разных полей зрения показан в **таблице А.1**.



Рис. А.4. Результаты измерения MRTD длинноволнового тепловизора при трех разных полях зрения

Таблица А.1. Типовые технические требования по MRTD для длинноволнового тепловизора

Пространственная частота, мрад ⁻¹	MRTD, °C для полей зрения	
	широкое (около 10°)	узкое (около 3°)
0,5	< 0,10	-
1,0	< 0,38	< 0,10
1,5	< 2,0	-
2,0	-	< 0,18
3,0	-	< 0,40
4,0	-	< 1,0
5,0	-	< 6,0

До настоящего времени, процедура измерения MRTD является предметом дискуссий, однако используя описанную измерительную установку (при этом используются другие стандартные мишени), можно выполнить измерения других, менее важных, чем MRTD, но тоже полезных как для производителя, так и для пользователя, параметров тепловизора- это наименьшая обнаруживаемая разность температур (MDTD), модуляционная передаточная функция (MTF), сигнальная передаточная функция (SiTF), щелевая характеристика (SRF) и шумовой эквивалент разности температур (NETD).

MRTD дает ценную информацию о потенциальных возможностях тепловизора, однако оно представляет собой всего лишь число. Поэтому, даже опытному оператору, зная MRTD, трудно представить себе вид термоизоб-

ражений реальных объектов. В связи с этим, компания INFRAMET недавно разработала компьютерную модель под названием VIRCAM, которая позволяет пользователю представить себе термоизображения различных мишеней при различных атмосферных условиях, которые может дать тепловизор при известном MRTD.

Для оценки технических характеристик тепловизора, вместо MRTD можно использовать и NETD, но его применение более рискованно. Например, тепловизор с очень хорошим NETD (например, $0,0025^{\circ}\text{C}$) при больших расстояниях до объекта может дать очень плохое изображение.

Наименьшая обнаруживаемая разность температур (MDTD). Представляет собой зависимость минимальной разности температур между стандартной круглой мишенью и фоном (абсолютно черным телом), требующуюся для того, чтобы обнаружить тепловое изображение мишени оператором на экране тепловизора, от величины, обратно пропорциональной угловым размерам мишени.

Примечание: несмотря на то, что MRTD и MDTD отчасти представляют собой субъективные параметры, однако они являются очень полезными показателями, характеризующими потенциальные возможности тепловизора.

Модуляционная передаточная функция (MTF). Представляет собой отношение выходного сигнала модуляции на выходе тепловизора к сигналу на его входе при синусоидальной форме сигнала.

Контрастная передаточная функция (CTF). Представляет собой отношение сигнала модуляции на выходе тепловизора к сигналу на его входе при прямоугольной форме сигнала.

Щелевая характеристика (SRF). Представляет собой зависимость разности между максимальным сигналом щели и фона (абсолютно черного тела) на выходе тепловизора, от угловой ширины щели, приведенной к вышеупомянутой разности, которая имеет место в случае очень широкой щели.

Щелевая характеристика получается при экспериментальном определении характеристик IFOV и IFOV_{meas}: еще один способ, используемый для получения характеристик системы - это построение щелевой характеристики. В количественном виде она представляет собой пространственную разрешающую способность системы, или ее способность видеть и измерять детали. Испытание состоит в следующем (см. рис.А.5). Перед мишенью, эквивалентной абсолютно черному телу с температурой, превышающей температуру окружающей среды, находится щель переменной ширины. Ширина W щели изменяется до тех пор, пока выходной сигнал системы при заданном расстоянии D не станет модулированным на 100%, т. е. пока при заданном расстоянии щель не будет надежно обнаруживаться. Такая щелевая характеристика называется 100-процентной; величина ее выражается в миллирадианах.

Обычно для точных температурных измерений достаточно обеспечивать 95-процентную щелевую характеристику, а для адекватного изображения деталей объекта достаточно даже 50-процентной характеристики. Кривую SRF можно построить в виде зависимости реакции системы от размера щели (см. рис.А.6).

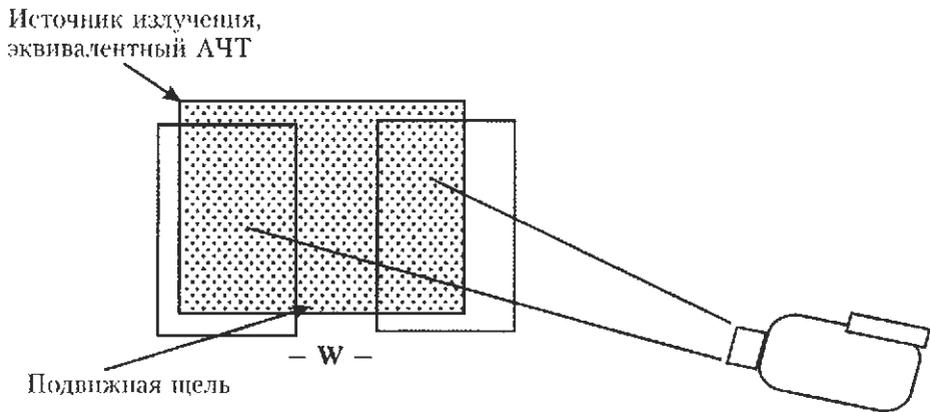


Рис. А.5. Установка для определения SRF

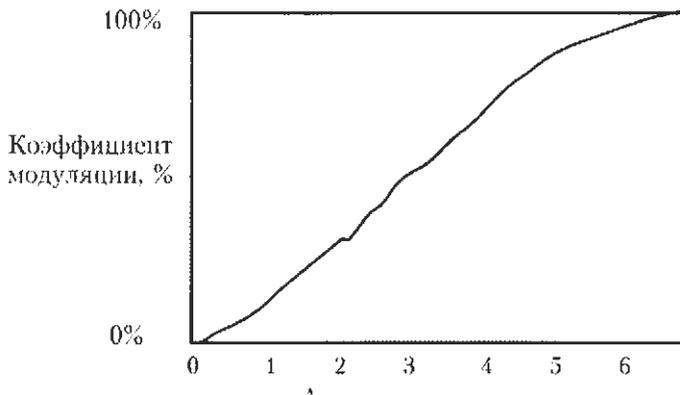


Рис. А.6. Вид кривой SRF

Таким образом, если у Вас есть заданная пространственная характеристика какой-либо системы, в миллирадианах, ее можно использовать для определения прогноза о том, способна ли эта система увидеть или измерить температуру какой-либо объекта.

Примечание: MTF, CTF и SRF взаимосвязаны и когда одна из них известна, то можно теоретически вычислить две другие. Все они характеризуют качество изображения, которое способен выработать тепловизор при большом входном сигнале и пренебрежимо малом уровне шумов.

Сигнальная передаточная функция- чувствительность (SiTF). Представляет собой зависимость выходного сигнала тепловизора (яркости экрана или электронного сигнала) от температуры мишени.

Шумовой эквивалент разности температур (NETD). Представляет собой разность температуры между мишенью и фоном (абсолютно черным телом), необходимой для появления на выходе электрического канала тепловизора сигнала с отношением "сигнал/шум", равном единице.

Примечание: NETD характеризует временной шум на выходе единичного пиксела на экране тепловизора.

Кроме указанных в тексте, при написании приложения также использованы публикации [63, 107].

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
(справочное)

КВАЛИФИКАЦИОННЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И РЕКОМЕНДУЕМАЯ ПРОГРАММА ПОДГОТОВКИ ПЕРСОНАЛА ПОДРАЗДЕЛЕНИЯ ТЕРМОГРАФИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ И ДИАГНОСТИКИ (ПТКД)

Б.1. Квалификационные требования к персоналу ПТКД.

Название профессии	Характеристика выполняемых работ	Должен знать
1. Руководитель подразделения термографического контроля и диагностики	<p>2.</p> <p>Текущее и перспективное планирование деятельности подразделения термографического контроля и диагностики, анализ динамики выявления дефектов.</p> <p>Руководство выполнением термографических обследований электрооборудования и контактных соединений в электроустановках переменного и постоянного тока напряжением 0,22-750 кВ, практическое участие в обследованиях в качестве руководителя работ. Создание и ведение базы данных по оборудованию электрооборудованию и результатам диагностики.</p> <p>Создание отчетов о выполненных обследованиях, анализ результатов диагностики, выдача заключения о причинах возникновения дефектов и рекомендаций (совместно с начальником высоковольтной лаборатории или другого структурного подразделения, выполняющего испытания и измерения на электрооборудовании) по их устранению.</p>	<p>3.</p> <p>Теорию теплопередачи, теоретические основы электротехники и устройство электрооборудования в объеме программы энергетического факультета высшего технического учебного заведения, физические основы инфракрасной термографии.</p> <p>Государственные и отраслевые нормативные документы в части, касающейся инфракрасной термографии, охраны труда при выполнении работ в электроустановках напряжением 0,22-750 кВ (в объеме не ниже 4-й группы электробезопасности), правила радиационной безопасности (для АЭС), а также организации работы с персоналом.</p> <p>Организационную структуру и процедуры испытаний и диагностики электрооборудования на энергопредприятии вообще и место в ней подразделения ПТКД, в частности. Организационную структуру ремонтной службы энергопредприятия, закрепление оборудования за ремонтными участками, его размещение в помещениях и на территории энергопредприятия.</p> <p>Принципы действия и устройство имеющихся на энергопредприятии технических средств ТД ИКТ, программное обеспечение, применяемое при создании отчетов, а также для создания и ведения базы данных диагностируемого оборудования и выявленных дефектов, уметь практически пользоваться ими. Техническое обслуживание и мелкий ремонт технических средств ТД ИКТ.</p> <p>Методики и процедуры диагностики ЭО и КСК средствами ИКТ, критерии отбраковки, сроки устранения дефектов.</p> <p>Документы, касающиеся нормирования труда при ТД ИКТ.</p>

Продолжение приложения Б.1

1. Термографист 2-го уровня	2. Выполнение термографических обследований электрооборудования и контактных соединений в электроустановках переменного и постоянного тока напряжением 0,22-750 кВ под руководством руководителя подразделения термографического контроля и диагностики. Записывание данных обследований в базу данных. Составление отчетов о выполненных обследованиях (без права выдачи рекомендаций). Регламентное обслуживание технических средств ИКТ.	3. Тсорию теплопередачи, теоретические основы электротехники и устройство электрооборудования в объеме программы энергетического факультета среднего технического учебного заведения, физические основы инфракрасной термографии. Нормативные документы в части, касающейся инфракрасной термографии, охраны труда при выполнении работ в электроустановках напряжением 0,22-750 кВ (в объеме не ниже 4-й группы электробезопасности), правила радиационной безопасности. Организационную структуру и процедуры диагностики электрооборудования средствами ИКТ. Закрепление оборудования за ремонтными участками энергопредприятия, его размещение в помещениях и на территории. Принцип действия и устройство имеющихся на энергопредприятии технических средств ТД ИКТ, программное обеспечение, применяемое при создании отчетов, уметь практически пользоваться ими. Техническое обслуживание и мелкий ремонт технических средств ТД ИКТ. Методики и процедуры диагностики ЭО и КСК средствами ИКТ, критерии отбраковки.
Термографист 1-го уровня	Выполнение термографических обследований электрооборудования и контактных соединений в электроустановках переменного и постоянного тока напряжением 0,22-750 кВ под руководством руководителя подразделения термографического контроля и диагностики или термографиста 2-го уровня. Регламентное обслуживание технических средств ИКТ под руководством термографиста 2-го уровня.	Основные понятия по теории теплопередачи, теоретическим основам электротехники и физическим основам инфракрасной термографии. Устройство электрооборудования, его размещение в помещениях и на территории энергопредприятия. Нормативные документы в части, касающейся охраны труда при выполнении работ в электроустановках напряжением 0,22-750 кВ (в объеме не ниже 3-й группы электробезопасности), правила радиационной безопасности (для АЭС). Принцип действия и общее устройство имеющихся технических средств ТД ИКТ, уметь практически пользоваться ими. Техническое обслуживание технических средств ТД ИКТ. Методики диагностики ЭО и КСК средствами ИКТ.

Б.2. Рекомендуемая программа подготовки персонала ПТКД.

№ п/п	Название темы	Количество часов обучения для должностей		
		руководитель ПТКД	термографист 1-го уровня	термографист 2-го уровня
1.	2.	3.	4.	5.
1. Теплопередача, физические основы инфракрасной термографии.				
1.1	Понятие об энергии, различные формы энергии, понятие о первом и втором начале термодинамики. Теплота как одна из форм энергии, единицы измерения теплоты, теплоемкость физических тел. Понятие температуры, ее количественное выражение, температурные шкалы и их реперные точки, понятие о различных методах измерения температуры.	4	2	2
1.2	Теплопередача, стационарный и нестационарный потоки тепла. Три вида теплообмена- теплопроводность, конвекция и излучение. Закон теплопроводности Фурье, закон охлаждения Ньютона. Проводники тепла и теплоизоляторы. Естественная и вынужденная конвекция, факторы, влияющие на коэффициент конвективной теплопередачи. Электромагнитное излучение как физическая предпосылка для измерения температуры на расстоянии.	4	1	2
1.3	Агрегатное состояние вещества, фазовые превращения, преобразование тепловой энергии при изменении агрегатного состояния. Скрытая теплота парообразования (конденсации) и плавления (замерзания). Связь между температурой и фазовыми превращениями.	2	1	2
1.4	Физические основы термографии. Электромагнитный спектр, инфракрасный диапазон электромагнитного спектра, коротковолновое и длинноволновое ИК излучение. Законы Стефана-Больцмана, Планка, Вина. Интегральная светимость физического тела, три ее составляющих. Излучение, отражение и пропускание энергии физическими телами, закон Кирггофа, коэффициенты излучения, отражения и пропускания. Факторы, влияющие на излучательную способность. Понятие об абсолютно черном и "сером" теле, зеркальные, диффузные и полостные излучатели. Коэффициенты излучения различных материалов и изделий. Пропускание ИК лучей атмосферой и различными средами и материалами. Связь интегральной светимости и реальной температуры поверхности объекта.	10	6	8
Итого:		20	10	14
2. Инфракрасные приборы и системы промышленного назначения.				
2.1	Виды технических средств ИКТ, применяемые при диагностировании средствами ИКТ. Основные технические параметры ИК приборов, их физический смысл и влияние на метрологические характеристики этих приборов. Классификация тепловизоров. Пирометры и термографические системы, их общее устройство, работа и принципиальные отличия, преимущества и недостатки.	8	4	6
2.2	Выбор технических средств для выполнения технического диагностирования ЭО и КСК электроустановок на энергопредприятии. Технические требования к тепловизорам и пирометрам, применяемым при ИК диагностике. Вспомогательные приборы и оборудование для выполнения диагностики средствами ИКТ.	2	1	1

Продолжение приложения Б.2

1.	2.	3.	4.	5.
2.3	Виды, состав и применение программного обеспечения, применяемого в термографических комплексах (обзор). Изучение работы программного обеспечения по созданию отчетов (протоколов) и баз данных, имеющегося в наличии на энергопредприятии.	10	4	8
	Итого:	20	9	15
3. Организация системы диагностики ЭО и КСК на энергопредприятии средствами ИКТ.				
3.3	Основные принципы диагностики ЭО и КСК средствами ИКТ. Структура и алгоритм технического диагностирования электрооборудования и контактных соединений средствами ИКТ. Техническое диагностирование средствами ИКТ как звено общей системы диагностирования ЭО и КСК.	4	2	2
3.4	Взаимодействие ПТКД с ремонтной и другими службами энергопредприятия, разграничение зон ответственности, координация взаимодействия. Функциональные обязанности участников системы диагностики ЭО и КСК средствами ИКТ и устранения дефектов. Требования к персоналу ПТКД в части квалификации и состояния здоровья.	4	2	4
	Итого:	8	4	6
4. Технические основы диагностики ЭО и КСК приборами ИКТ.				
4.1	Отличительные особенности технического диагностирования средствами инфракрасной техники от традиционных методов диагностирования электрооборудования и контактных соединений, его преимущества. Диагностические признаки, применяемые при проведении технического диагностирования ЭО и КСК средствами ИКТ.	4	2	4
4.2	Основные факторы, влияющие на точность измерения температуры, учет их влияния при проведении диагностирования- калибровка измерительной аппаратуры, излучательная способность поверхности обследуемого объекта, фокусировка, угол наблюдения, тепловой фон окружающих объектов, фазовые превращения, солнечное излучение, ветер, другие метеоусловия, тепловая инерция обследуемых объектов и т.п. Экспериментальное определение коэффициента излучения. Влияние электрической нагрузки на результаты измерения температуры, приведение их к нормированным нагрузкам.	6	3	5
4.3	Нормативная база по выполнению диагностики средствами ИКТ. Основные требования к выполнению обследований (съемки) контролируемых объектов, периодичность проведения обследований: подготовка к обследованию, его периодичность, критерии и сроки устранения дефектов.	4	2	3
4.4	Документирование результатов диагностирования. Структура и содержание отчета (протокола) по результатам термографического контроля и диагностики. Шаблоны страниц отчета как средство, облегчающее создание отчетов (протоколов), систематизация результатов диагностирования, создание и практическая работа с базой данных по результатам ИК диагностирования.	8	2	5
	Итого:	22	9	17

Продолжение приложения Б.2

5. Особенности диагностики отдельных видов ЭО и КСК средствами ИКТ.				
5.1	Методические указания, критерии оценки состояния отдельных видов ЭО и КСК, сроки устранения дефектов с учетом их специфики (контактные соединения и контакты всех исполнений (сварные, болтовые, подвижные и т.п.), применяемые на всех видах электрооборудования; электрические машины постоянного и переменного тока; силовые трансформаторы, автотрансформаторы, шунтирующие реакторы на номинальное напряжение выше 1000В; высоковольтные вводы и изоляторы; электрические аппараты и электроустановки с номинальным напряжением выше 1000В (высоковольтные выключатели, выключатели нагрузки, разъединители и отделители, контакторы, электромагнитные и емкостные трансформаторы напряжения, трансформаторы тока, закрытые и комплектные распределительные устройства, КТП, реакторы высокочастотных заградителей и бетонные токоограничивающие реакторы, вентильные разрядники и ограничители перенапряжений, конденсаторы, предохранители, сборные и соединительные шины, токопроводы); кабельные линии с номинальным напряжением выше 1000В; электроустановки и электрооборудование на напряжение ниже 1000В; электрооборудование систем возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов; электрооборудование систем бесперебойного питания, полупроводниковые преобразователи частоты, компоненты их электронных узлов).	18	6	12
Итого:		18	6	12
6. Техничко-экономические аспекты диагностики ЭО и КСК средствами ИКТ.				
6.1	Стоимость технических средств и обучения персонала подразделения ИКТ. Оценка трудозатрат на выполнение диагностики средствами ИКТ на энергопредприятии. Оценка предотвращенного ущерба от повреждения ЭО и КСК при применении диагностики средствами ИКТ. Техничко-экономическая оценка и обоснование создания подразделения термографического контроля и диагностики на энергопредприятии.	2	1	1
Итого:		2	1	1
7. Охрана труда при диагностике ЭО и КСК средствами ИКТ.				
7.1	Техника безопасности при работе в электроустановках ниже и выше 1000 В. Работа в условиях влияния электрического поля. Работа по диагностике в условиях радиационной опасности. Выполнение работ на воздушных линиях электропередачи, в том числе, при их аэроинспекции.	2	2	2
Итого:		2	2	2
Всего:		92	41	67

ПРИЛОЖЕНИЕ В
(справочное)

КОЭФФИЦИЕНТЫ ИЗЛУЧЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ

№ п/п	Вид материала	Вид и состояние поверхности	Температура, °С	Коэффициент излучения	
				КВ	ДВ
1.	2.	3.	4.	5.	6.
Металлы, окислы металлов, сплавы:					
1.	Алюминий	полированный	50-100	0,04-0,06	
		после сильного воздействия атмосферных условий	17	0,83-0,94	-
		фольга	27	0,09 (3мкм)	0,04 (10мкм)
		фольга окисленная	17	0,83-0,94	-
		сильно окисленный	50-500	0,2-0,3	
		окисленный при T=600°С	200-600	0,11-0,19	
		пероховатый	27	0,28 (3мкм)	0,18 (10мкм)
		анодированный листовой	100	0,55	
		анодированный, светлосерый, матовый	70	0,61	0,97
		анодированный, черный, матовый	70	0,67	0,95
		отпескоструенная отливка	70	0,47	0,46
		окись в порошке, чистая	-	0,16	
		окись в порошке, активированная	-	0,46	
2.	Бронза	полированная	50	0,1	
		необработанная, пористая	50-150	0,55	
		фосфористая	70	0,08	0,06
		в порошке	-	0,76-0,80	
3.	Вольфрам		200	0,05	
			600-1000	0,10-0,16	
			1500-2230	0,24-0,31	
		нить	3300	0,39	
		окись в порошке	-	0,80	
4.	Железо	полированное	38-200	0,21	-
			400-1000	0,14-0,38	
		электролитическое, тщательно полированное	175-225	0,05-0,06	
		сварочное тщательно полированное	40-250	0,28	
		окисленное	38	0,63	-
			100	0,64	-
			260	0,66	-
			125-525	0,78-0,82	
			538	0,76	-
			1227	0,89	-
		окисленное при T=600°С	200-600	0,64-0,78	
		окисленное гладкое	125-525	0,78-0,82	
		окисленное литое	100	0,64	-
сильно окисленное	50	0,88			
	70	0,64	0,85		
	500	0,98			
		с блестящей окисной пленкой, листовое	20	0,82	

Продолжение приложения В

1.	2.	3.	4.	5.	6.	
5.	Железо	необработанное литое	925-1115	0,79-0,95		
		шероховатая ровная поверхность	50	0,95-0,98		
		шлифованное в листах	750-1050	0,52-0,56		
		вороненое, в листах	30	0,23		
		необработанное	20	0,24		
			900-1100	0,87-0,95		
		оцинкованное	30	0,25		
			92	0,07		
		оцинкованное, серое, окисленное	24	0,28		
		оцинкованное, очень блестящее	28	0,23		
		обработанное на станке	800-1000	0,6-0,7		
		свежеобработанное наждаком	20	0,24		
		блестящее, травленое	150	0,16		
		свежепрокатанное	20	0,24		
		прокатанное, в листах	50	0,56		
			горячей прокатки	20	0,77	
			130	0,6		
		холодной прокатки	70	0,2	0,09	
		листовое ржавое	20	0,91-	0,69	
				0,96		
расплавленное	1300	0,28				
луженое, в листах	24	0,064				
никелированное полированное	23	0,045				
никелированное неполированное	20	0,37-0,48				
6.	Жесть белая	старая	20	0,28		
7.	Золото	полированное	100-635	0,018-0,035		
		тщательно полированное	200-600	0,02-0,03		
8.	Латунь	полированная	100	0,05		
		окисленная	70	0,04-	0,03-0,07	
				0,09		
			200-600	0,6		
		окисленная при T=600°C	200-600	0,59-0,61		
		матовая тусклая	20-350	0,22		
		листовая прокатанная, с естественной поверхностью	20	0,06		
листовая обработанная грубым наждаком	20	0,20				
9.	Магний	полированный	20	0,07		
			260	0,13		
			538	0,18		
		в порошке	-	0,86		
10.	Манганин	блестящий, прокатанный	120	0,05		
11.	Медь	полированная	20-100	0,03 (3мкм)	0,02 (10мкм)	
		полированная, отожженная	-	-	0,01 (10мкм)	
		электролитическая, полированная	-34	0,006		
		электролитическая, тщательно полированная	80	0,018		
		окисленная до черноты	5	0,88		
		окисленная	50	0,6-0,7		
		окисленная при T=600°C	200-600	0,55-0,57		
		сильно окисленная	20	0,78		
		с тонкой оксидной плёнкой	20	0,037		
		оксидированная	20	0,78	0,7-0,8	
			100-200	0,6-0,73		

Продолжение приложения В

1.	2.	3.	4.	5.	6.
11.	Медь	на токосъёмниках, блестящая	20-100	0,3	
		на токосъёмниках, матовая или оксидированная	20-100	0,5	
		окись, красная, в порошке	-	0,7	
		двуокись, в порошке	-	0,84	
		расплавленная	1100-1300	0,13-0,15	
12.	Молибден	на токосъёмниках, блестящая	20-100	0,3	
		полированный	100	0,071	
		неполированный	600-1000	0,08-0,13	
13.	Никель	нить	700-2500	0,1-0,3	
			1500-2000	0,19-0,26	
		полированный	122	0,045	
		гальванический полированный	20	0,05	-
		технически чистый, полированный	100-375	0,07-0,087	
		окисленный	200	0,37	
			1227	0,85	
		окисленный при T=600°C	200-600	0,37-0,438	
		электролитический	22	0,04	
			38	0,06	
			260	0,07	
			538	0,1	
			электролитический неполированный	20	0,11
14.	Нихром	проволока	200-1000	0,1-0,2	
		в порошке	-	0,78	
		окись в порошке	500-650	0,52-0,59	
			1000-1250	0,75-0,86	
		после прокатки	700	0,25	
15.	Олово	после пескоструйной обработки	700	0,7	
		проволока чистая	50	0,65	
			500-1000	0,71-0,79	
		проволока окисленная	50-500	0,95-0,98	
16.	Пермаллой	блестящее	25	0,043-0,064	
		двуокись в порошке	-	0,40	
17.	Платина	окисленный	20	0,11	
		полированная, чистая	225-625	0,054-0,104	
		неполированная	1000-1500	0,14-0,18	
		лента	900-1100	0,12-0,17	
		нить	25-1230	0,036-0,192	
		проволока	50-200	0,06-0,07	
			225-1375	0,073-0,182	
	500-1000	0,10-0,16			
18.	Ртуть	чистая	1400	0,18	
			0-100	0,09-0,12	
19.	Свинец	блестящий	250	0,08	
		неокисленный, полированный	100	0,05	
		неокисленный, чистый	125-225	0,057-0,075	
		серый, окисленный	20	0,28	
		окисленный при T=200°C	200	0,63	
20.	Серебро	полированное	38-370	0,02-0,03	
21.	Сталь	полированная	100	0,07	
		шлифованная	940-1100	0,52-0,61	
		с шероховатой плоской поверхностью	50	0,95-0,98	
		заржавленная	20	0,69	
		оксидированная	200-600	0,8	

Продолжение приложения В

1.	2.	3.	4.	5.	6.		
21.	Сталь	оксидированная при $T = 800^{\circ}\text{C}$	200	0,79	-		
		с блестящим слоем окиси	25	0,82			
		легированная	500	0,35			
		оцинкованная	20	0,28			
		никелированная	20	0,11			
		прокатанная	50	0,56			
			700	0,45	-		
		свежепрокатанная	20	0,24			
		после пескоструйной обработки	700	0,70			
		мягкая расплавленная	1600-1800	0,28			
		нержавеющая полированная	25-30	0,13			
			70	0,18	0,14		
		нержавеющая, окисленная при $T = 600^{\circ}\text{C}$	200-600	0,79			
		нержавеющая, окисленная при $T = 800^{\circ}\text{C}$	60	0,85			
		нержавеющая оксидированная	60	0,85	-		
		23.	Титан	полированный	50	0,88	
500	0,98						
40-370	0,94-0,97						
окисленный при $T = 540^{\circ}\text{C}$	700			0,45			
	70			0,28	0,35		
	200			0,15			
24.	Хром			полированный	500-1000	0,28-0,38	
					38-538	0,08-0,26	
25.	Хромоникель			неполированный	52-1035	0,64-0,76	
					200-300	0,04-0,05	
26.	Цинк	окисленный при $T = 400^{\circ}\text{C}$	400	0,11			
			1000-1200	0,50-0,60			
		листовой	50	0,20			
			-	0,82			
27.	Циркония окись	в порошке	-	0,16-0,20			
			200	0,21			
28.	Чугун	полированный	100	0,64			
			200-600	0,64-0,78			
		окисленный при $T = 600^{\circ}\text{C}$	40-250	0,95			
			830-990	0,60-0,70			
		шероховатый, сильно окисленный	1300-1400	0,29			
			обточенный	1000	0,95		
		расплавленный	50	0,81			
			в болванках				
Разные материалы и изделия:							
29.	Асбест	плитка половая	35	0,94	-		
		плита шероховатая, облицовочная	-	0,96			
		ткань	-	0,78			
		шифер	20	0,96			
		бумага	40-400	0,93-0,95			
		картон	20-700	0,74-0,88			
		в порошке	-	0,40-0,60			
		жидкий	-	1,0			

Продолжение приложения В

1.	2.	3.	4.	5.	6.
30.	Асбошифер		20	0,96	
31.	Асфальт	укатанный	0-20	0,88-0,98	0,93-0,97
		сыпучий	-	0,95	
32.	Бетон	гладкий	-	0,63	
		тротуарный	5	-	
		шероховатый	20	0,92-0,97	0,9
		сухой	35	0,95 (5мкм)	-
33.	Битум	кровельный, на плоскости	-	0,96	
		жидкий	-	1,0	
34.	Бумага	белая	20	0,68	0,95
		жёлтая	20	0,72	-
		зелёная	20	0,85	
		красная	20	0,76	
		матовая	20	0,93	
		тёмно-синяя	20	0,84	
		чёрная	20	0,90	
		чёрная, матовая	-	0,94	
		картон разных сортов	25-30	0,89-0,93	
		покрытая черным лаком		0,93	
		обои светлых тонов, серые, красные	20	0,85-0,90	
35.	Вода	стой более 0,1мм	0-100	0,95-0,96	
		плёнка на металлической поверхности	20	0,98	
		дистиллированная	20	0,96	
		лёд гладкий	-10	0,96	
		кристаллы инея	-10	0,98	
		снег	-10	0,85	
36.	Гипс		20	0,8-0,9	
37.	Глина	обожжённая	70	0,91	
38.	Глинозём		25-30	0,96	
39.	Гравий		25-30	0,94	
40.	Графит	в порошке	-	0,97	
41.	Гранит	полированный	20	-	0,85
		необработанный	21	-	0,88
			36	0,96 (5мкм)	-
			70	0,95-0,97	0,77-0,87
42.	Дерво	лиственных пород, поперек волокон	17	0,82	-
		лиственных пород, вдоль волокон	17	0,68-0,73	-
		берёза строганая	25-30	0,92	
		хвойных пород	70	0,67-0,75	0,81-0,89
		брус	20	0,8-0,9	
		доска	20	0,96	
		белое сырое	20	0,7-0,8	
		строганое	20	0,8-0,9	
		шлифованное	-	0,5-0,7	
		доска дубовая строганая	20	0,90	
		фанера гладкая сухая, необработанная	20	0,82	0,96
		ДСП	20	0,85	-
			70	0,77	0,89
	опилки хвойные	25-30	0,96		
43.	Известь	раствор	17	0,87	-
		сухая	36	0,94 (5мкм)	-

Продолжение приложения В

1.	2.	3.	4.	5.	6.
43.	Известь	раствор	17	0,87	-
		сухая	36	0,94 (5мкм)	-
44.	Известняк		36	0,96(5мкм)	-
45.	Каолин	в порошке	-	0,30	
46.	Каучук	твёрдый	20	0,95	
		мягкий	20	0,86	
47.	Кварц	плавленый шероховатый	20	0,932	
			100-500	0,67-0,77	
48.	Кирпич	красный	20	0,93	0,9
		водоупорный	17	0,87	-
		силлиманит, 33% SiO ₂ , 64% Al ₂ O ₃	1500	0,29	
		кремнеземный, 95% SiO ₂	1230	0,66	
		динасовый кремнеземный огнеупорный	1000	0,66	
		динасовый кремнеземный неглазурованный огнеупорный	1000	0,8	
		динасовый кремнеземный глазурованный огнеупорный	1100	0,85	
		огнеупорный слабо излучающий	500-1000	0,65-0,75	
49.	Кирпич	огнеупорный корундовый	1000	0,46	
		огнеупорный магнезитовый	1000-1300	0,38	
		глиноземный	17	0,68	-
		силикатный	20-1230	0,66	
		шамотный	20	0,85	
			1000	0,75	
50.	Кожа	дублёная	-	0,75-0,80	
		человека	36	0,98	
51.	Краска	эмаль белая	20	0,90	
		алюминиевая, разной степени старости	50-100	0,27-0,67	
		кобальтовая синяя	-	0,7-0,8	
		кадмиевая жёлтая	-	0,28-0,33	
		хромовая зелёная	-	0,65-0,70	
		масляная	17	0,87	-
		масляная, различных цветов	100	0,92-0,96	
		масляная, чёрная, на плоскости	17	0,94	-
		масляная, черная, глянцевая	20	0,92	-
		масляная, серая, глянцевая	20	0,96	-
		масляная, серая, матовая	20	0,92	-
		олифа матовая	20	0,93	-
		олифа на дубовом паркетном полу	70	0,90	0,90- 0,93
		чёрная крилон, на плоскости	50	-	0,95 (10мкм)
		акриловая эмаль	0	0,34	-
52.	Кремнезём	кварцевый	25-30	0,93	
		речной, чистый	25-30	0,95	
53.	Кремний	окисленный	20	0,77	

Продолжение приложения В

1.	2.	3.	4.	5.	6.
54.	Лак	бакелитовый	80	0,83	
		белый, эмалевый, на железной шероховатой пластине	23	0,91	
		алюминиевый	100	0,2-0,4	0,3-0,5
		алюминиевый, на шероховатой поверхности	20	0,40	
		жаропрочный	100	0,92	
		чёрный, матовый	40-95	0,96-0,98	
		чёрный блестящий, распылённый на железо термостойкий	25	0,88	
		100	0,92		
55.	Лента электроизоляционная		35	0,95-0,97 (5мкм)	-
56.	Листья	зелёные, свежие		0,95-0,98	
57.	Масло	смазочное, плёнка 0,03мм	20	0,27	
		смазочное, плёнка 0,05мм	20	0,46	
		смазочное, плёнка 0,13мм	20	0,72	
		смазочное, масса	17	0,87	-
		смазочное, толстый слой	20	0,82	-
		трансформаторное	25-30	0,93	
58.	Мрамор	полированный	22	0,93	
59.	Наждак	крупнозернистый	80	0,85	
60.	Нефть		25-30	0,95	
61.	Песок		20	0,90	-
		кварцевый	25-30	0,93	
		речной, чистый	25-30	0,95	
62.	Пластмассы	чёрная	-	0,95	-
		белая	-	0,84	-
		на основе акриловой смолы	36	0,94 (5мкм)	-
		поливинилхлорид, матовый строительный	70	0,94	0,93
		полипропилен	17	0,97	-
		полиуретан, изоляционные панели (фриголит)	70	0,29	0,55
63.	Пластмассы	стеклопластик	0	0,86	-
		стеклопластик ламинированный	70	0,94	0,91
		винил твердый	0	0,84	-
		лексиглас	25-30	0,95	
		пенопласт изоляционный	20-37	0,60	
		текстолит	20	0,93	
		фторопласт	20	0,95	
		эбонит	-	0,89	
64.	Почва	сухая	20	0,92	
		смоченная водой	20	0,95	
		мерзлая	-	-	0,93
65.	Раствор строительный		сухой	36	0,94
66.	Резина	мягкая, серая, шероховатая	24	0,95	
		твёрдая	20	0,95	
		чёрная	20	0,97 (5мкм)	-

Продолжение приложения В.

1.	2.	3.	4.	5.	6.
67.	Рубероид		20	0,91-0,93	
68.	Сажа углеродная		20	0,95	
69.	Слюда	золотый слой	-	0,72	
		в тонком порошке	-	0,44	
70.	Смола, деготь		-	0,79-0,84	
71.	Спирт	этиловый	25-30	0,89	
72.	Сурик свинцовый	в порошке	100	0,93	
73.	Сукно	черное	20	0,98	
74.	Стекло	матовое	20	0,96	
		оконное	25-30	0,91	
		химическое, полупрозрачное	35	0,97 (5мкм)	-
75.	Ткань	грубой выделки		0,87	-
76.	Трава	редкая	-	0,84	
77.	Уголь	древесный, в порошке	-	0,96	
		каменный	25-30	0,95	
		очищенный (0,9% золы)	125-625	0,81-0,79	
78.	Угольная нить		1040-1405	0,53	
79.	Фарфор	белый, блестящий	-	0,70-0,75	
		глазурованный	22	0,92	
80.	Фибра		25-30	0,93	
81.	Хлопок-сырец	различной влажности	25-30	0,93-0,96	
82.	Цемент		25-30	0,93	
83.	Черепица	глазурованная	17	0,94	-
84.	Шлаки котельные		0-100	0,97-0,93	
			200-500	0,89-0,78	
			600-1200	0,76-0,70	
			1400-1800	0,69-0,67	
85.	Штукатурка	обычная	20	0,86-0,90	
		известковая	10-90	0,91	
		грубая, чёрная	35	0,97 (5мкм)	-

Примечание: В приложении использованы материалы из списка справочной и методической литературы поз. [9, 63, 67, 93, 96, 100, 103, 104, 105, 108, 109, 110].

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
(справочное)

МЕТОДИКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗЛУЧЕНИЯ ОБСЛЕДУЕМОЙ ПОВЕРХНОСТИ

Поскольку истинная излучательная способность материала может несколько изменяться, полезно знать, как можно измерить ее величину. Процесс такого измерения весьма прост и дает хорошие результаты для всех материалов, кроме материалов с очень низким коэффициентом излучения. Если доступ к самому объекту невозможен, например, это проводник под током, следует найти другой, аналогичный, компонент оборудования, который можно исследовать, руководствуясь следующей простой процедурой (см. рис. Г.1):

- равномерно нагрейте объект до температуры, по крайней мере, на 10°C выше температуры окружающей среды;
- создайте на объекте опорное пятно с известной высокой относительной излучательной способностью, например, наклеив на нее кусок изоляционной ленты или нанеся порошок двуокиси титана. Хорошие результаты дает также нанесение на поверхность обследуемого объекта лака для волос в аэрозольной упаковке.
- создайте на поверхности объекта равномерный тепловой фон;
- измерьте температуру пятна с высокой излучательной способностью на объекте, пользуясь величиной относительной излучательной способности, соответствующей материалу пятна. Для изоляционной ленты и двуокиси титана она обычно составляет 0,94 и 0,95 соответственно;
- направьте ИК камеру на такое место на объекте, которое находится рядом с опорным пятном с высокой излучательной способностью;
- изменяйте настройку ИК камеры на относительную излучательную способность до тех пор, пока измеренное значение температуры не станет равным температуре опорного пятна. При этом камера будет показывать правильное значение относительной излучательной способности поверхности.

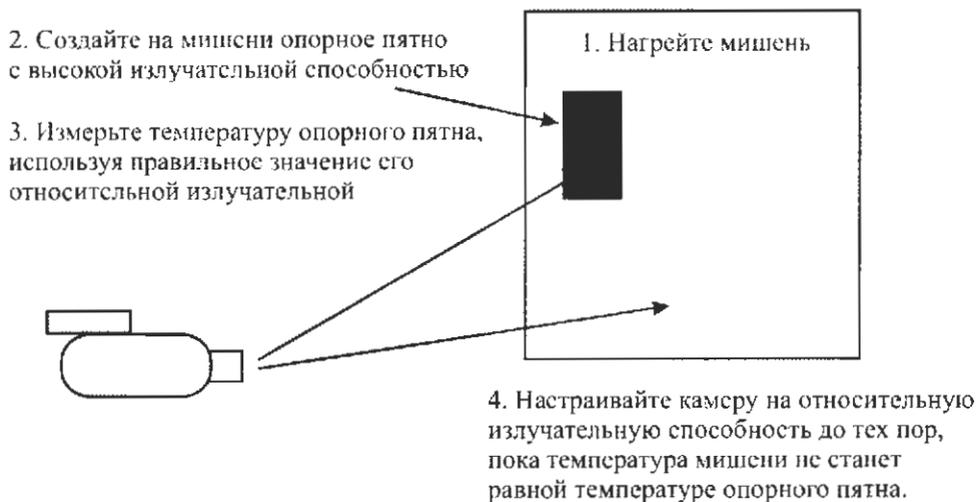


Рис. Г.1. Процедура экспериментального определения излучательной способности поверхности обследуемого объекта

При написании приложения использованы публикации [63, 107].

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
(справочное)

РЕКОМЕНДУЕМЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ ЭЛЕКТРОИЗОЛЯЦИОННЫХ
МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ОТНЕСЕНИЯ ИХ К ОПРЕДЕЛЕННЫМ КЛАССАМ
НАГРЕВОСТОЙКОСТИ (ГОСТ 8024-90)

№ п/п	Обозначение класса нагревостойкости	Краткая характеристика основных групп электроизоляционных материалов, соответствующих данному классу нагревостойкости	Электроизоляционные материалы
1.	2.	3.	4.
1.	У (90°С)	Волокнистые материалы из целлюлозы, хлопка и натурального шелка, не пропитанные и не погруженные в жидкий электроизоляционный материал. Другие материалы или про-стые сочетания материалов, для которых на основании практического опыта или соответствующих испытаний установлено, что они могут работать при температу-ре, соответствующей дан-ному классу	<ul style="list-style-type: none">• текстильные материалы на основе хлопка, натурального шелка, регенерированной целлюлозы, ацетилицеллюлозы и полиамидов;• целлюлозные электроизоляционные бумаги, картоны и фибра;• древесина;• пластмасса с органическим наполнителем;• анилиноформальдегидные смолы (в изделиях);• полиакрилат;• полиэтилен;• полистирол;• полихлорвинил пластифицированный и непластифицированный;• вулканизированный натуральный каучук

Продолжение приложения Г

1.	2.	3.	4.
2. А (100°С)	Волокнистые материалы из целлюлозы, хлопка или натурального, искусственного и синтетического шелка, в рабочем состоянии пропитанные или погруженные в жидкий электроизоляционный материал. Другие материалы или сочетания материалов, для которых на основании практического опыта или соответствующих испытаний установлено, что они могут работать при температуре, соответствующей данному классу	<ul style="list-style-type: none"> • пропитанные и погруженные в жидкий электроизоляционный материал: текстильные материалы на основе хлопка, натурального шелка, регенерированной целлюлозы, ацетицеллюлозы и полиамидов; целлюлозные электроизоляционные бумаги, картоны и пленки; древесина; ацетобутиратцеллюлозные пленки; ацетицеллюлозные диацетатные пленки; • материал на основе электрокартона и ацетицеллюлозной пленки; • лакоткани и лакокучки на основе хлопчатобумажной пряжи, натурального шелка, регенерированной целлюлозы или полиамидных волокон (лаки на основе натуральных или синтетических смол, модифицированных высыхающими растительными маслами); • лакобумага (лаки на основе натуральных или синтетических смол, модифицированных высыхающими растительными маслами); • изоляция эмальпроводов (лаки на поливинилацеталевой основе, масляно-смоляные и соответствующие данному классу нагревостойкие другие синтетические лаки); • слоистые пластики на основе целлюлозных бумаг (компоненты- термореактивные смолы фенолформальдегидного типа, меламиноформальдегидные, фенолофурфурольные, анилиноформальдегидные); • пластмассы с органическим наполнителем (компоненты- термореактивные смолы фенолоформальдегидного типа, мсламиноформальдегидные, фенолофурфурольные, анилиноформальдегидные); • древесно-слоистые пластики (компоненты- фенолоформальдегидные смолы) 	
3. Б (120°С)	Синтетические органические материалы (пленки, волокна, смолы, компаунды и др.) и другие материалы или простыые сочетания материалов, для которых на основании практического опыта или соответствующих испытаний установлено, что они могут работать при температуре, соответствующей данному классу	<ul style="list-style-type: none"> • термореактивные компаунды на основе акриловых и метакриловых эфиров (без наполнителей, в изделиях); • асбодцемент, пропитанный органическим составом, не вытекающим при 100°С; • полиамидные литые смолы (в изделиях); • полиамидные пленки; • нетканые стеклолоты из направленных стеклянных нитей; • полихлорпропеновые эластомеры; • бутадиев-акрилонитриловые каучуки; • полихлорвинил с высокополимерным пластификатором; • полиэтилен термостабилизированный или облученный; • полипропилен термостабилизированный или облученный; • материал на основе электрокартона и полиэтиленсерефталатной пленки; • лакоткани на основе полиэтиленсерефталатных волокон; • пленки и волокна из полиэтиленсерефталата; 	

Продолжение приложения Г

1.	2.	3.	4.
3.	Е (120°С)		<ul style="list-style-type: none"> • слоистые пластики на основе целлюлозных бумаг и тканей; • пластмассы с органическим наполнителем; • изоляция эмальпроводов (компоненты - полиуретановые, эпоксидные и другие синтетические лаки, соответствующие данному классу нагревостойкости); • терморезистивные компаунды на основе акриловых и метакриловых эфиров с неорганическим наполнителем (в изделиях); • терморезистивные синтетические смолы и компаунды (эпоксидные, полиэфирные, полиуретановые) с соответствующими отвердителями, обеспечивающими применение смол и компаундов для данного класса нагревостойкости (в изделиях); • триацетатцеллюлозные пленки; • поликарбонатная пленка
4.	В (130°С)	<p>Материалы на основе слюды (в том числе на органических подложках), асбеста и стекловолокна, применяемые с органическими связующими и пропитывающими составами. Другие материалы или проистые сочетания материалов, для которых на основании практического опыта или соответствующих испытаний установлено, что они могут работать при температуре, соответствующей данному классу</p>	<ul style="list-style-type: none"> • материал на основе электрокартона и триацетатцеллюлозной пленки; • стеклолакоткани; • латексы; • материалы на основе шпальной слюды, слюдинитов и слюдопластов, в том числе с бумажной или тканевой органической подложкой с натуральными и синтетическими смолами, модифицированными и не модифицированными растительными маслами, лаками на их основе; битумно-масляными лаками, эпоксидными, полиуретановыми; • стеклолакоткани и стеклолакоткучки (лаки эпоксидные, эпоксиднополиэфирные, полиуретановые, полиэфирные, битумно-масляно-алкидные) • волокнистые асбестовые материалы, в том числе с органическими волокнами (компоненты - шеллак, глифталъбакелитовые, эпоксидные смолы, синтетический каучук); • изоляция эмальпроводов; • стеклолакоткани; • пластмассы с неорганическим наполнителем (терморезистивные смолы фенолформальдегидного типа, меламиноформальдегидные, фенолофурфурольные, анилинофенолоформальдегидные, эпоксидные, полиэфирные смолы, соответствующие данному классу нагревостойкости); • слоистые пластики на основе стекловолокнистых и асбестовых материалов (компоненты-терморезистивные смолы фенолформальдегидного типа, меламиноформальдегидные, фенолофурфурольные; анилинофенолоформальдегидные, эпоксидные, полиэфирные смолы, соответствующие данному классу нагревостойкости); • асбестмент, пропитанный органическим составом, не вытекающим при 135°С

Продолжение приложения Г

1.	2.	3.	4.
5.	F (155°C)	Материалы на основе слюды, асбеста и стекловолокна, применяемые в сочетании с синтетическими связующими составами, соответствующими данному классу нагревостойкости Другие материалы или простые сочетания материалов, для которых на основании практического опыта или соответствующих испытаний установлено, что они могут работать при температуре, соответствующей данному классу	<ul style="list-style-type: none"> • терморезистивные синтетические компаунды (эпоксидные, полиэфирные) с минеральными наполнителями и отвердителями, обеспечивающими применение компаундов для данного класса нагревостойкости (в изделиях); • нетканые стеклотенты из направленных стеклянных нитей (с эпоксидно-полиэфирными компаундами); • политрифторхлорэтилен; • терморезистивные полиуретановые компаунды с неорганическим наполнителем (в изделиях); • асбестовые материалы с политриглицерофталатной пленкой; • материалы на основе шпальной слюды, слюдинитов и слюдопластов без подложки или с неорганической подложкой: стеклолакоткани и стеклолакотулки; слоистые пластики на основе стекловолокнистых и асбестовых материалов; асбестовые материалы (волокна, ткани, бумага) с компонентами: лаки и смолы; модифицированные и немодифицированные алкидные, эпоксидные, терморезистивные, полиэфирные, кремнийорганические, полиэфирно-эпоксидные, полуретановые); стекловолокнистая и асбестовая изоляция проводов с компонентами: лаки и смолы модифицированные и немодифицированные алкидные, эпоксидные, терморезистивные полиэфирные, кремнийорганические, полиэфирно-эпоксидные, полуретановые; • эпоксидные компаунды с наполнителем и отвердителями, обеспечивающими применение компаундов для данного класса нагревостойкости (в изделиях); • нетканые стеклотенты из направленных стеклянных нитей с эпоксидно-полиэфирными лаками
6.	H (180°C)	Материалы на основе слюды, асбеста и стекловолокна, применяемые в сочетании с кремнийорганическими связующими и пропитывающими составами, кремнийорганические эластомеры. Другие материалы или простые сочетания материалов, для которых на основании практического опыта или соответствующих испытаний установлено, что они могут работать при температуре, соответствующей данному классу	<ul style="list-style-type: none"> • изоляция эмальпроводов с полиэфиримидными и полиэфирциануратными лаками; • асбестовые материалы (волокна, ткани, бумага); материалы на основе шпальной слюды без подложки или с неорганической подложкой; стекловолокнистая изоляция проводов; стеклолакоткани и стеклолакотулки; слоистые пластики на основе стекловолокнистых и асбестовых материалов; пластмассы с неорганическим наполнителем; асбестомент; с компонентами из соответствующих данному классу нагревостойкости кремнийорганических и других лаков и смол; • кремнийорганические эластомеры без подложки или с неорганической подложкой с применением кремнийорганических и других лаков и смол, соответствующих данному классу нагревостойкости; • материалы на основе слюдинита и слюдопласта без подложки или с неорганической подложкой с кремнийорганическими лаками и смолами; • изоляция эмальпроводов с полиэфиримидными и полиэфирциануратными лаками

Продолжение приложения Г

1.	2.	3.	4.
7.	Изоляция класса выше 200°C	<p>Слюда, керамические материалы, стекло, кварц или их комбинации, применяемые без связующих или с неорганическими элементами. Другие материалы или простые сочетания материалов, для которых на основании практического опыта или соответствующих испытаний установлено, что они могут работать при температуре, соответствующей данному классу. Температура применения этих материалов определяется физическими, химическими, механическими и электрическими свойствами.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • слюда; • стекло бесцелочное и стекловолкнистые материалы; • электротехническая керамика; • кварц; • шифер электротехнический; • асбоцемент; • микалекс; • политетрафторэтилен, в том числе с неорганическим наполнителем; • стеклолакоткань с политетрафторэтиленовыми смолами; • материал на основе шпальной слюды без подложки или со стекловолокнутой подложкой; полиамидные (полипиромеллитимидные) пленки и волокна; изоляция эмальпроводов с полиамидными смолами и лаками; материалы на основе ароматических полиамидов; стекловолокнистая и кварцелокнистая изоляция проводов, с кремнийорганическими соединениями с неорганическими наполнителями; с применением неорганических составов, элементноорганических смол и других составов с повышенной жаростойкостью.

КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ НЕКОТОРЫХ ВИДОВ ДИАГНОСТИРУЕМОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Е.1. Высоковольтные выключатели, автоматы.

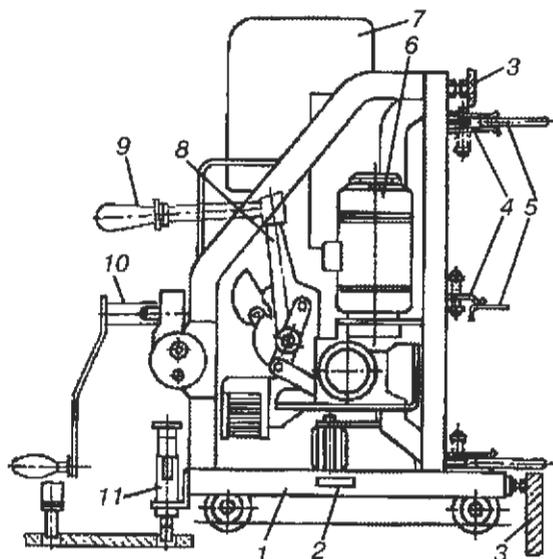


Рис. Е.1.1. Общий вид автомата АVM-15:

- 1 — тележка;
- 2 — скользящий контакт заземления;
- 3 — упоры тележки в распределительном устройстве;
- 4 — штепсельные контакты на автомате;
- 5 — контактные ножи, смонтированные в распределительном устройстве;
- 6 — электродвигательный привод;
- 7 — дугогасительная камера;
- 8 — механизм свободного расцепления;
- 9 — съемная оперативная рукоятка;
- 10 — съемная рукоятка вкатывающего устройства;
- 11 — фиксатор положения автомата

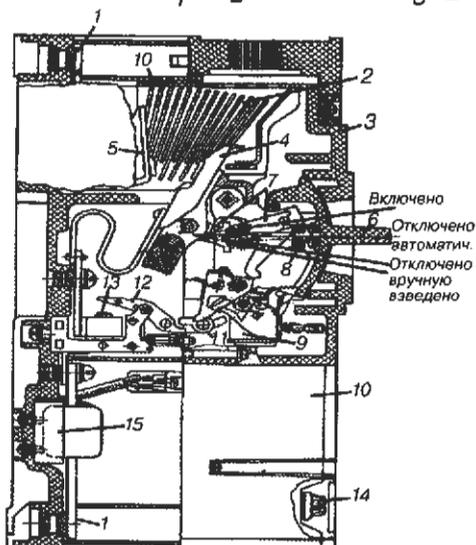


Рис. Е.1.2. Общий вид автомата А3710:

- 1 — зажимы главной цепи;
 - 2 — дугогасительная камера;
 - 3 — пластмассовая крышка;
 - 4 — подвижный контакт;
 - 5 — неподвижный контакт;
 - 6 — рукоятка управления;
 - 7 — механизм свободного расцепления;
 - 8 — пружины моментного включения и отключения;
 - 9 — катушка независимого расцепителя;
 - 10 — полупроводниковый блок управления;
 - 11 — отключающая рейка;
 - 12 — якорь;
 - 13 — сердечник расцепителя максимального тока мгновенного действия;
 - 14 — шкала и ручка регулирования уставок;
 - 15 — трансформаторы тока
- Включено
Отключено автоматич.
Отключено вручную взведено

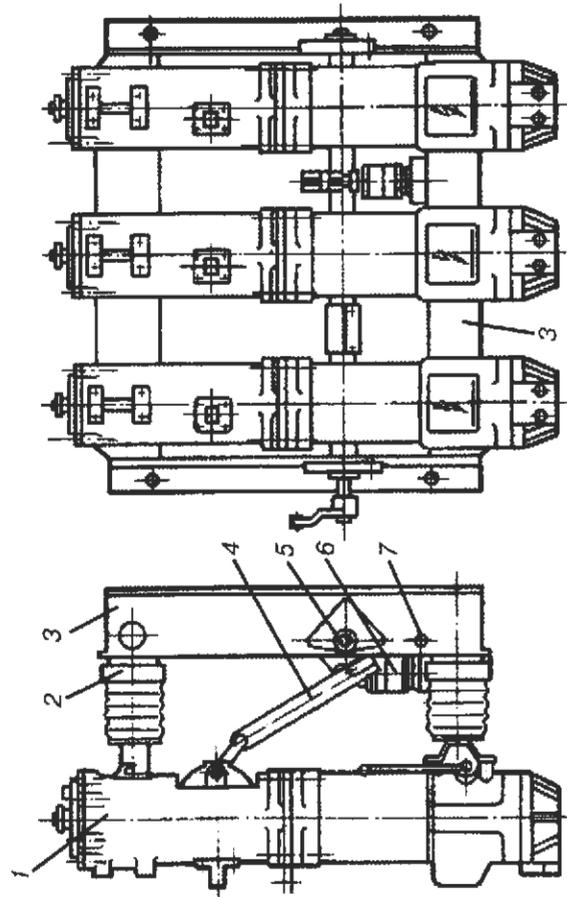
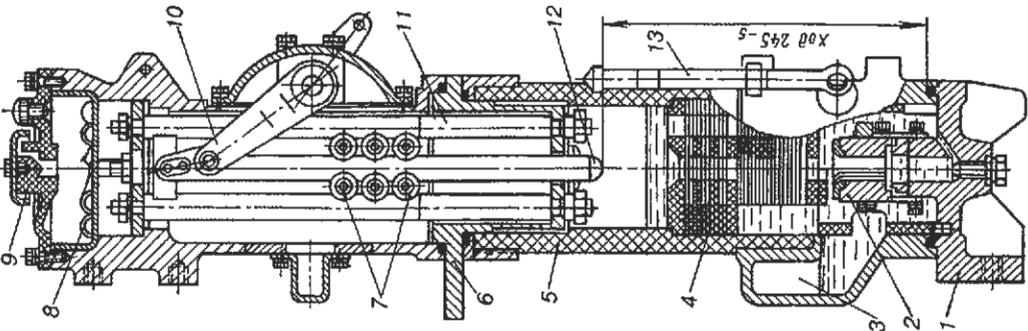


Рис. Е.1.3. Общий вид маломасляных выключателей ВМП-10, ВМП-35:

1 — корпус выключателя; 2 — опорный изолятор; 3 — стальная рама; 4 — воздушная тяга; 5 — масляный буфер; 6 — вал выключателя; 7 — междуполюсные изоляционные перегородки

Рис. Е.1.4. Разрез полюса выключателя ВМП-10 (ВМП-35):

1 — нижний вывод и крышка выключателя; 2 — неподвижный контакт; 3 — воздушная подушка; 4 — гасительная камера; 5 — изоляционный цилиндр; 6 — верхний вывод; 7 — роликовый токосъемный контакт; 8 — маслоотделяющее устройство; 9 — крышка; 10 — приводной выпрямляющий механизм; 11 — направляющий стержень; 13 — маслоуказатель

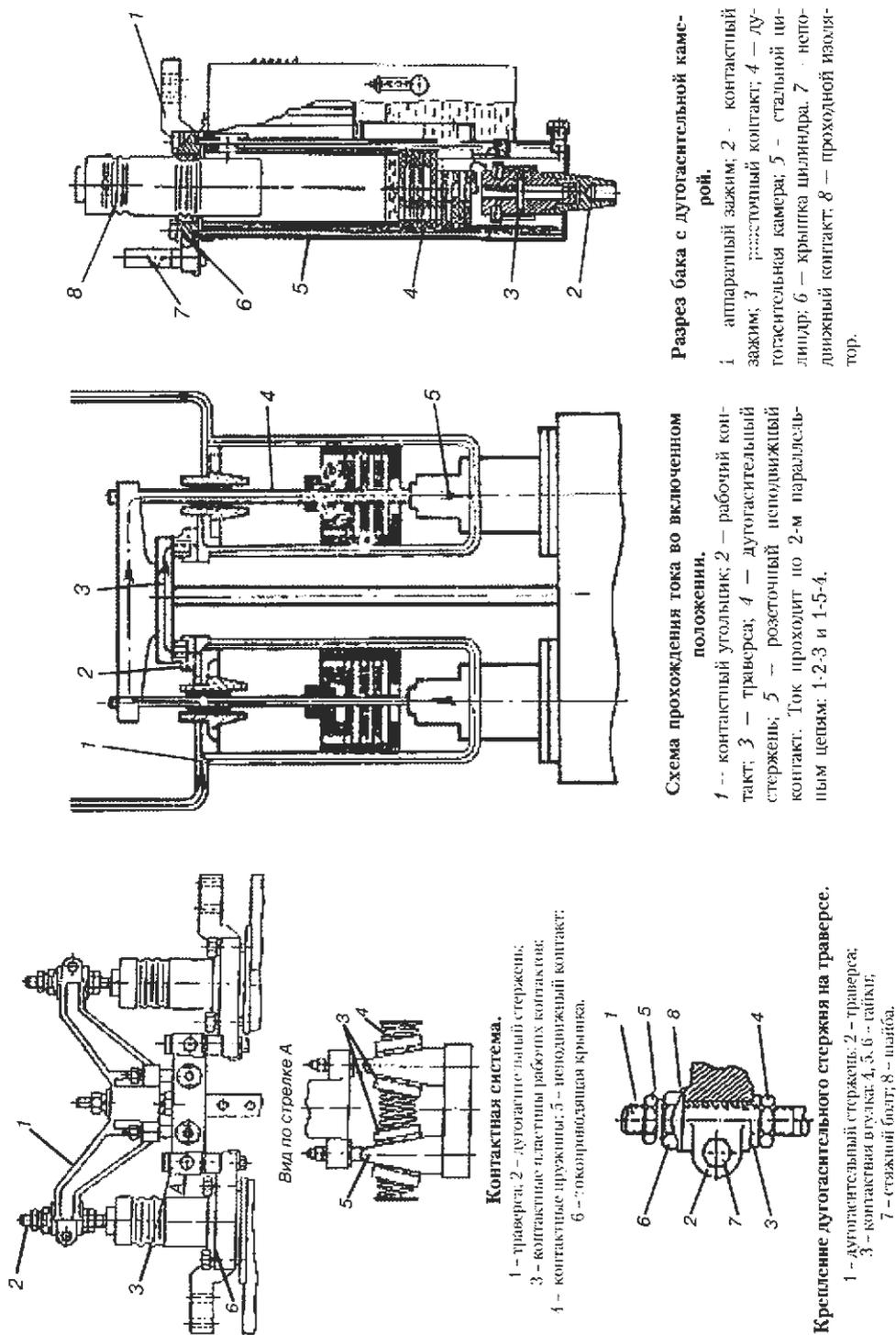


Рис. Е.1.5. Конструктивные элементы горючих масляных выключателей серий МГ и МГТ на напряжение 10 и 20 кВ

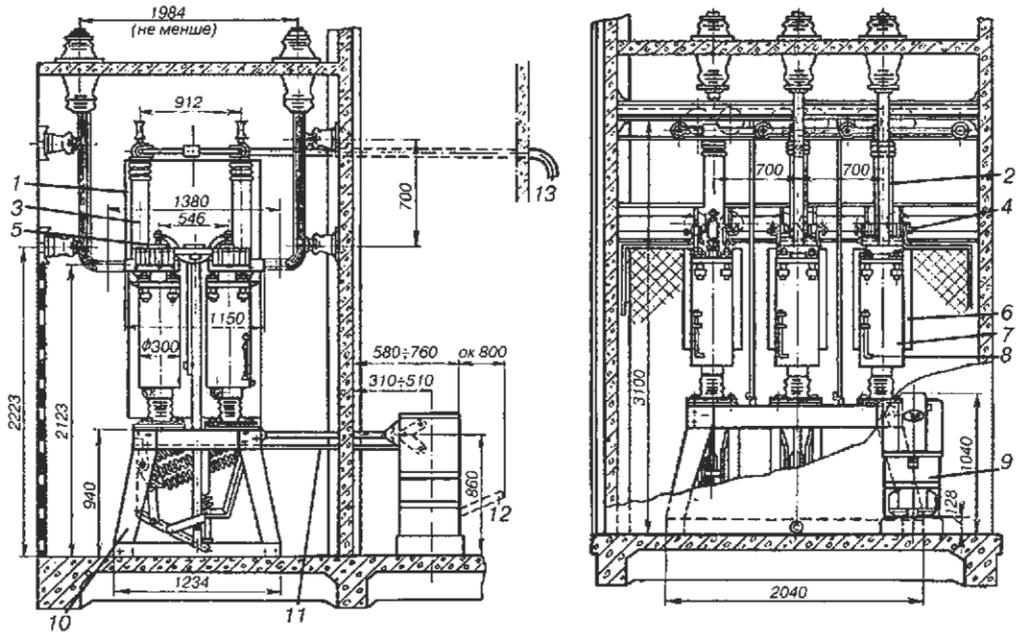


Рис. Е.1.6. Общий вид масляных горшковых выключателей МГ-10, МГ-20:

1 — междуполюсная перегородка; 2 — шины; 3 — маслоделитель; 4 — главный контакт; 5 — траверса; 6 — внутриполюсная перегородка; 7 — бак с дуогасительной камерой; 8 — маслоуказатель; 9 — привод; 10 — рама; 11 — тяга привода; 12 — съемная труба ручного включения; 13 — выхлопной конец газотвода

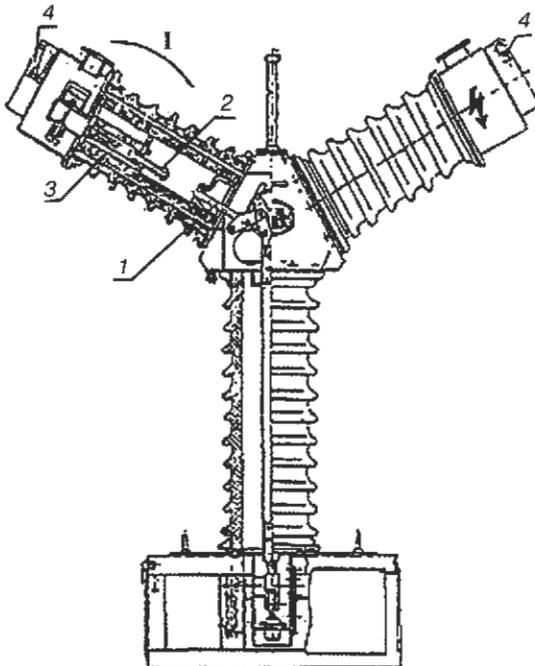


Рис. Е.1.7. Устройство полюса масляного выключателя МГ-110:

1 — подвижный контакт; 2 — промежуточный контакт; 3 — неподвижный контакт; 4 — контактные выводы

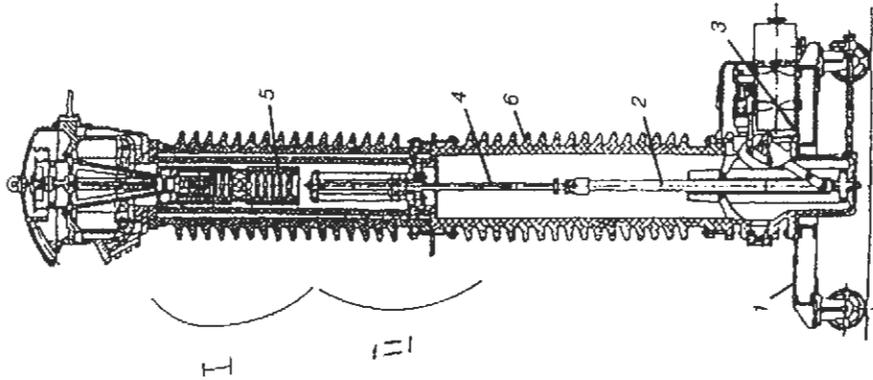


Рис. Е.1.9. Устройство полюса колонкового масляного выключателя ВМК-110:

1 — рама; 2 — изоляционная тяга; 3 — приводной механизм; 4 — подвижный контакт; 5 — дугогасительное устройство; 6 — изоляционная колонка. I-II — зоны возможных температурных дефектов

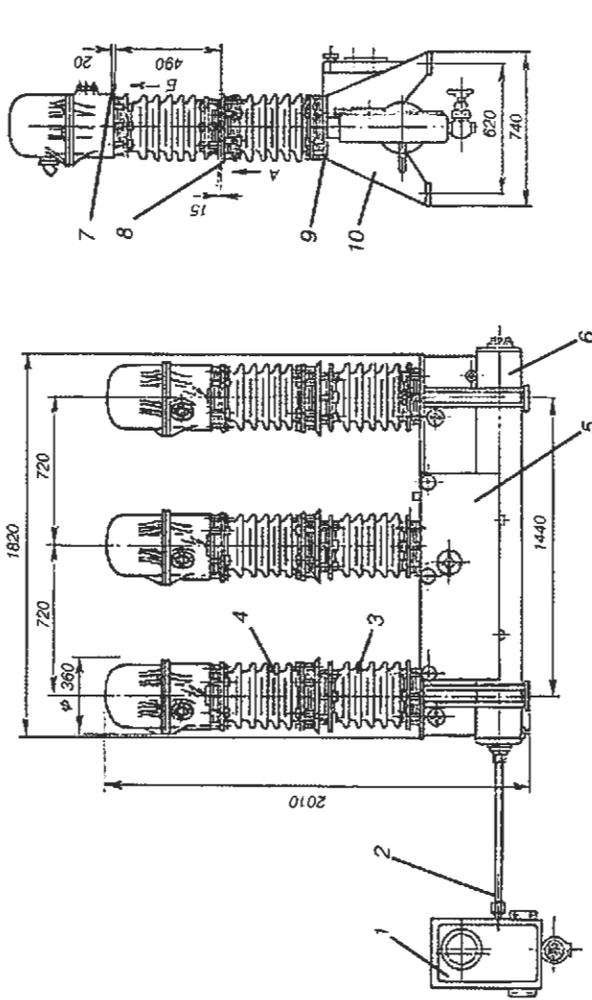


Рис. Е.1.8. Общий вид колонкового масляного выключателя ВМК-35:

1 — блок пневматического управления; 2 — труба; 3 — опорная часть; 4 — дугогасительная часть; 5 — основание; 6 — ресивер; 7 — верхний вывод; 8 — нижний вывод; 9 — плита; 10 — опорные стойки

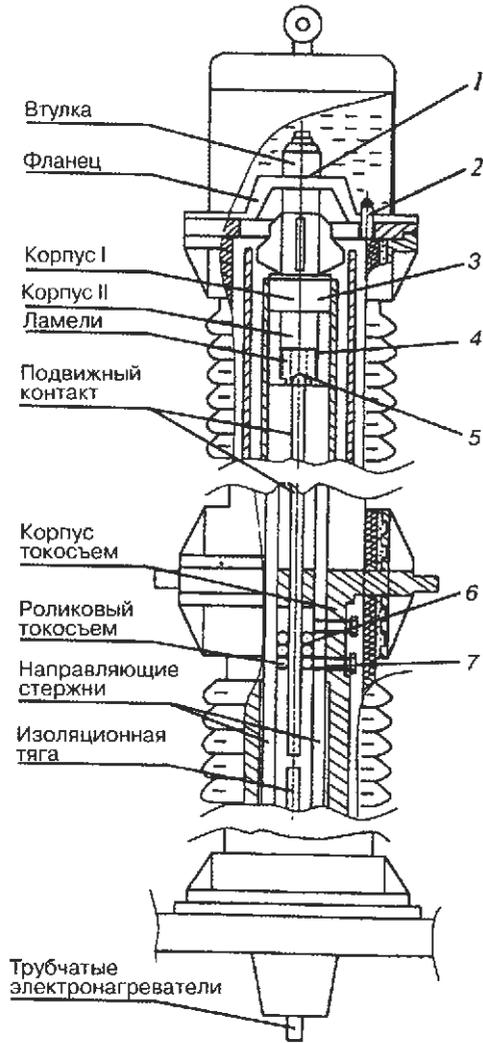


Рис. Е.1.10. Дугогасительное устройство выключателей серии ВМТ:

1 — резьбовое контактное соединение между фланцем и втулкой дугогасительной камеры; 2 — болтовое крепление фланца к основанию корпуса полюса (полуполюса) выключателя 110 (220) кВ; 3 — резьбовое контактное соединение между корпусами I и II неподвижного контакта; 4 — контактное соединение между ламелью и корпусом II неподвижного контакта; 5 — контакт между ламелью и подвижным контактом; 6 — контакт в роликовом токосъеме; 7 — контактное соединение между корпусом токоотвода и направляющими

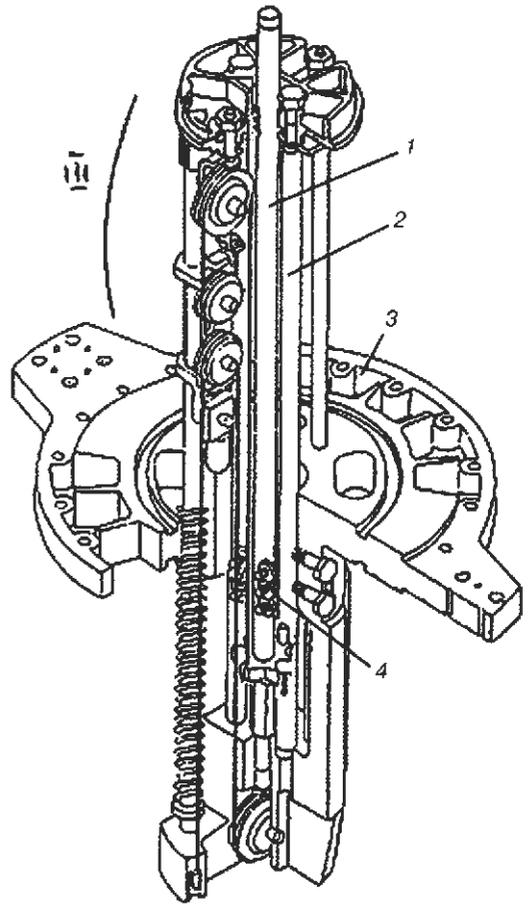
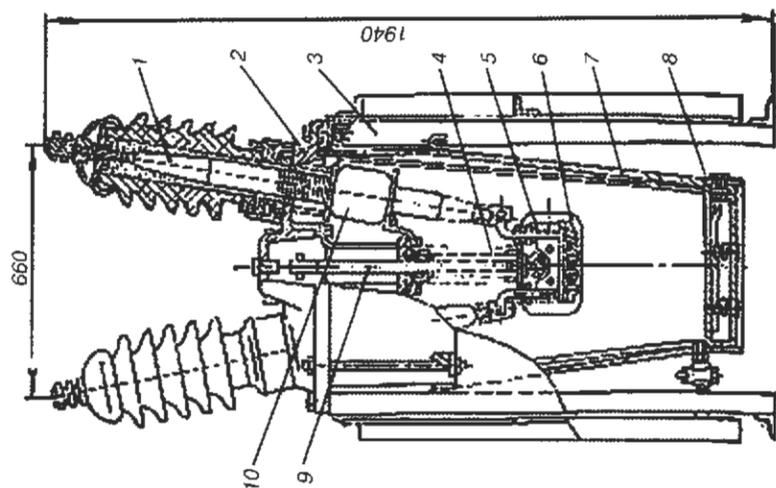


Рис. Е.1.11. Роликовый токосъем выключателей серии ВМТ:

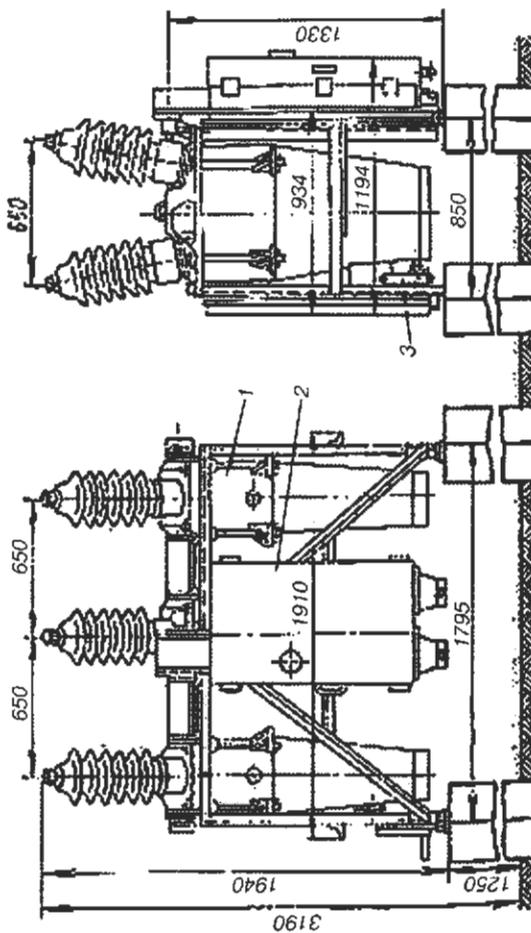
1 — подвижный контакт; 2 — направляющий контактный стержень; 3 — корпус; 4 — роликовый токосъем.

III — нагрев в зоне роликового токосъема



Разрез полюса

1 — ввод; 2 — крышка; 3 — каркас; 4 — направляющее устройство; 5 — неподвижный контакт; 6 — подвижная дугогасительная камера; 7 — бак; 8 — нагревательное устройство; 9 — штанга; 10 — трансформатор тока



Общий вид

1 — полюс выключателя; 2 — привод; 3 — лебелка

Рис. Е.1.12. Баковый масляный выключатель С-35

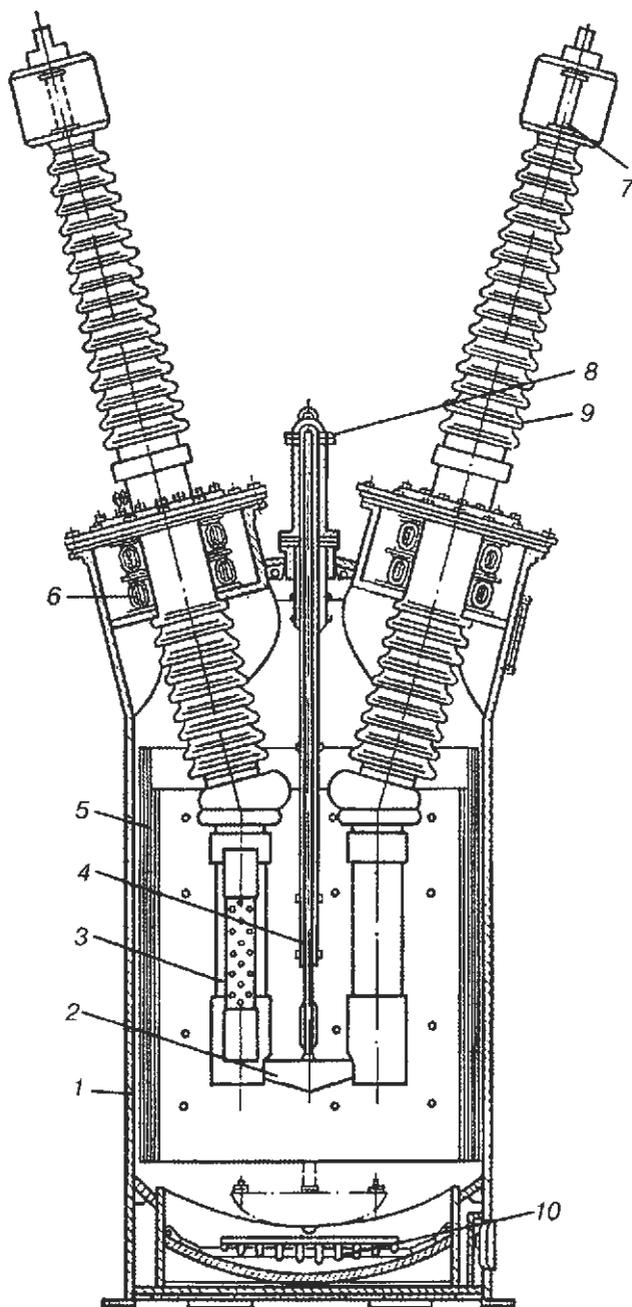


Рис. Е.1.13. Устройство полюса баковых масляных выключателей У-35-220:

1 — бак; 2 — траверса с подвижным контактом; 3 — дугогасительное устройство; 4 — направляющее устройство; 5 — изоляция бака; 6 — трансформатор тока; 7 — маслоуказатель ввода; 8 — механизм выключателя; 9 — ввод маслonaполненный; 10 — устройство для подогрева масла

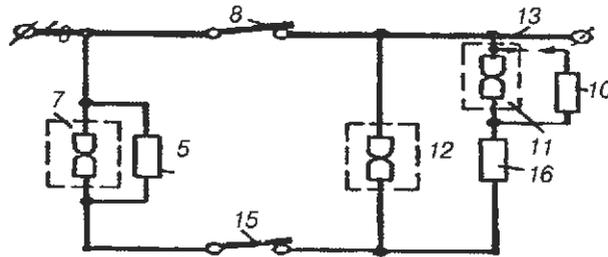


Схема токоведущего контура.

Во включенном положении ток проходит по цепи "6-8-13".

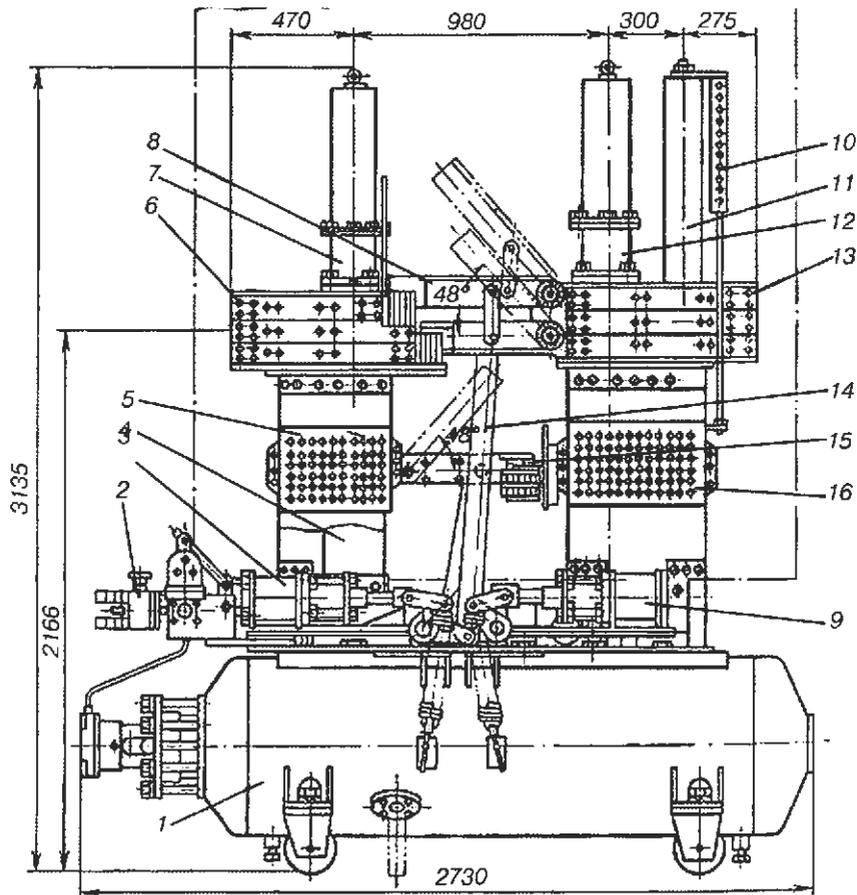


Рис. Е.1.14. Воздушный выключатель ВВ-20:

1 – ресивер; 2 – электромагнит привода; 3 – привод; 4 – опорный изолятор; 5, 16 – шунтирующие сопротивления; 6, 13 – контактные выводы; 7, 11, 12 – дугогасительные камеры; 8 – разъединитель; 9 – привод отделителя; 10 – шунтирующее сопротивление; 14 – штанга; 15 – нож отделителя

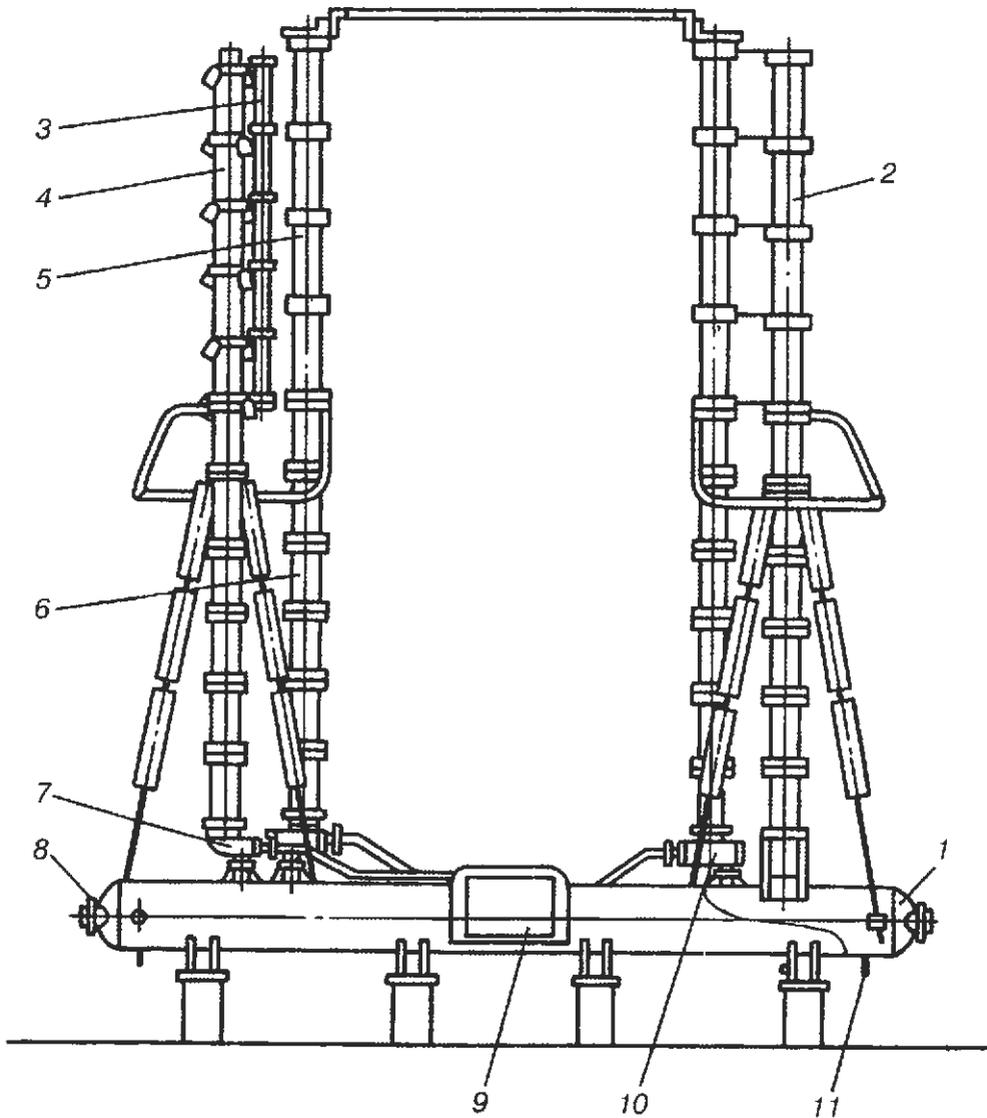


Рис. Е.1.15. Общий вид воздушного выключателя ВВ-500Б (ВВ-330Б):

1 — ресиверы (2 шт.); 2 — конденсатор емкостного делителя напряжения (550 мФ); 3 — сопротивление активного делителя напряжения (14144 Ом); 4 — гасительная камера (ДУ); 5 — отделитель (ОД); 6 — опорная колонка изоляторов; 7 — дутьевой клапан камеры; 8 — люк для осмотра ресивера; 9 — шкаф управления; 10 — дутьевой клапан отделителя; 11 — клапан для спуска конденсата. Выключатель ВВ-330Б отличается от ВВ-500Б меньшим количеством разрывов гасительной камеры и отделителя, меньшим количеством изоляторов в опорных колонках и растяжках, отсутствием внешних растяжек, опорных колонок конденсаторов и электростатических экранов, меньшей длиной ресиверов и соединительных шин.

Комплектация полюса: ВВ-330 — 8 модулей ДУ, 6 модулей ОД; ВВ-500 — 10 модулей ДУ, 8 модулей ОД

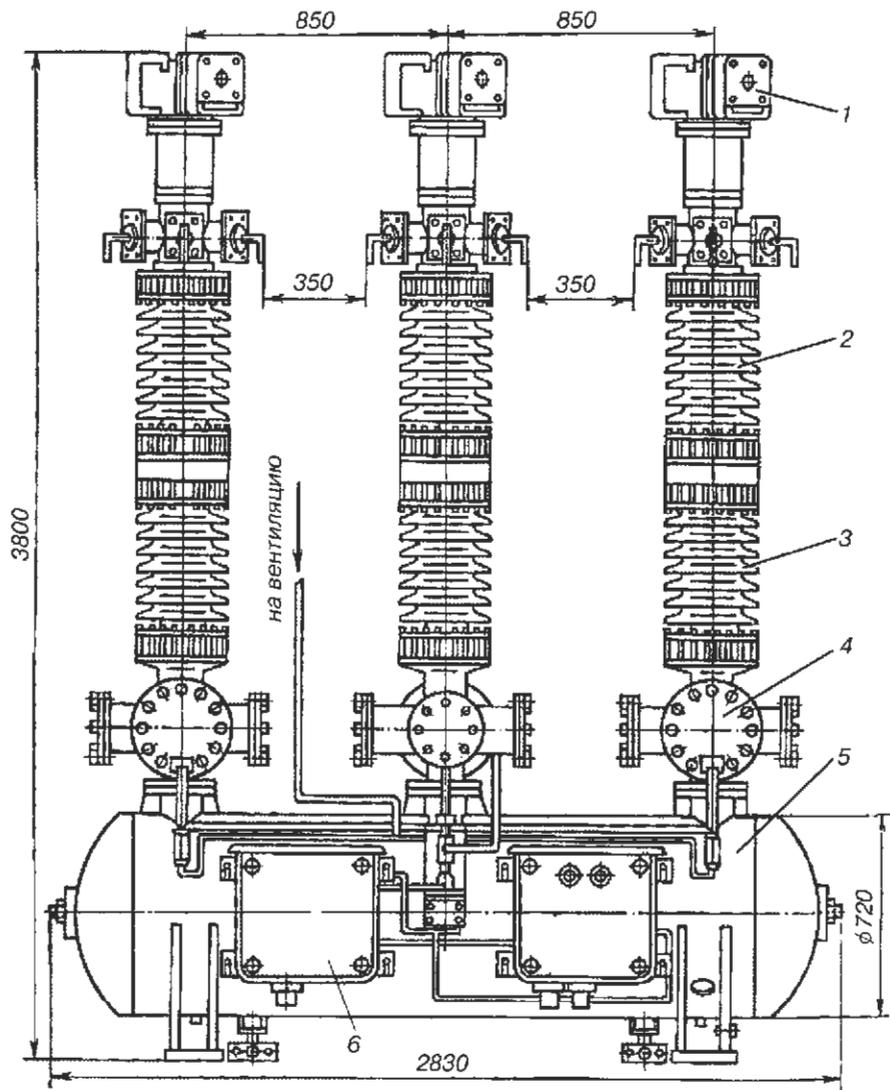


Рис. Е.1.16. Общий вид воздушного выключателя ВВН-35-2:

1 — выхлопное устройство; 2 — гасительная камера; 3 — опорный изолятор; 4 — дутьевой клапан; 5 — ресивер; 6 — шкаф управления

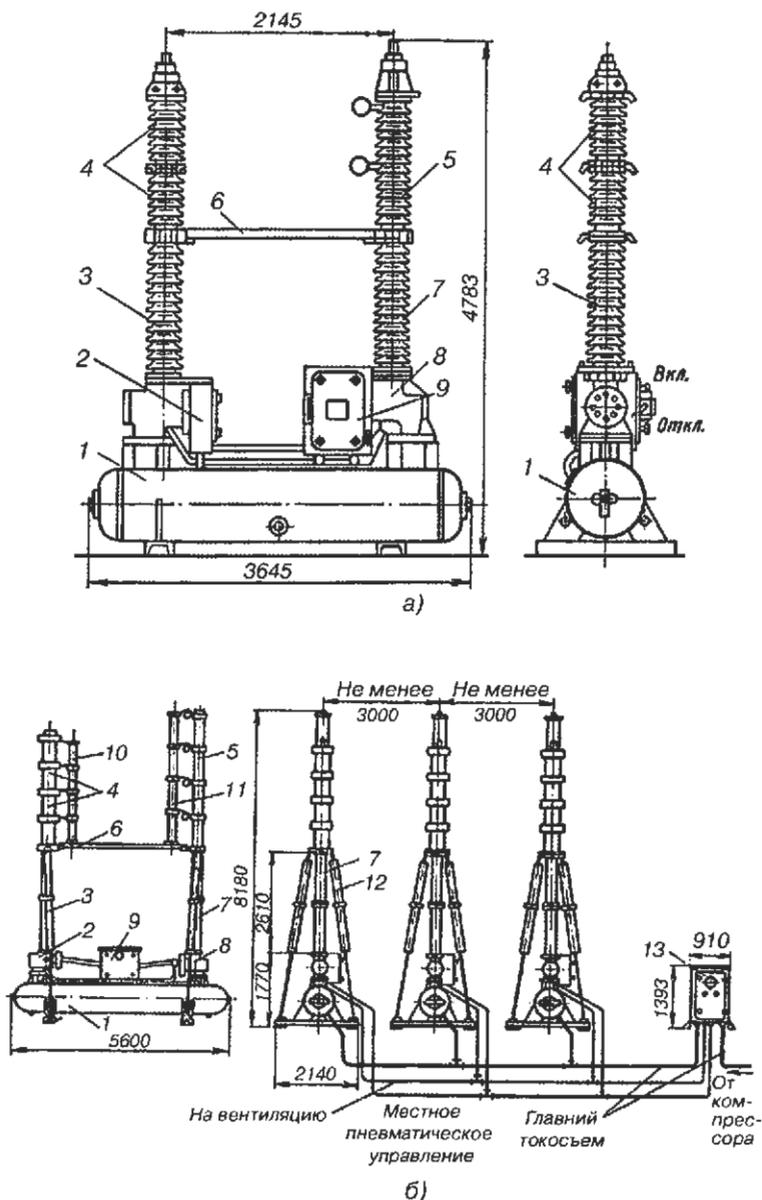


Рис. Е.1.17. Общий вид воздушных выключателей ВВН-110, 220:

а) ВВН-110-6; б) ВВН-220-10;

1 — ресивер; 2 — дутьевой клапан камеры; 3 — опорный изолятор; 4 — дугогасительная камера; 5 — отделитель; 6 — соединительная токоведущая труба; 7 — опорный изолятор; 8 — дутьевой клапан отделителя; 9 — шкаф управления полюсом; 10 — омический делитель; 11 — емкостной делитель; 12 — изолирующая растяжка; 13 — агрегатный шкаф выключателя

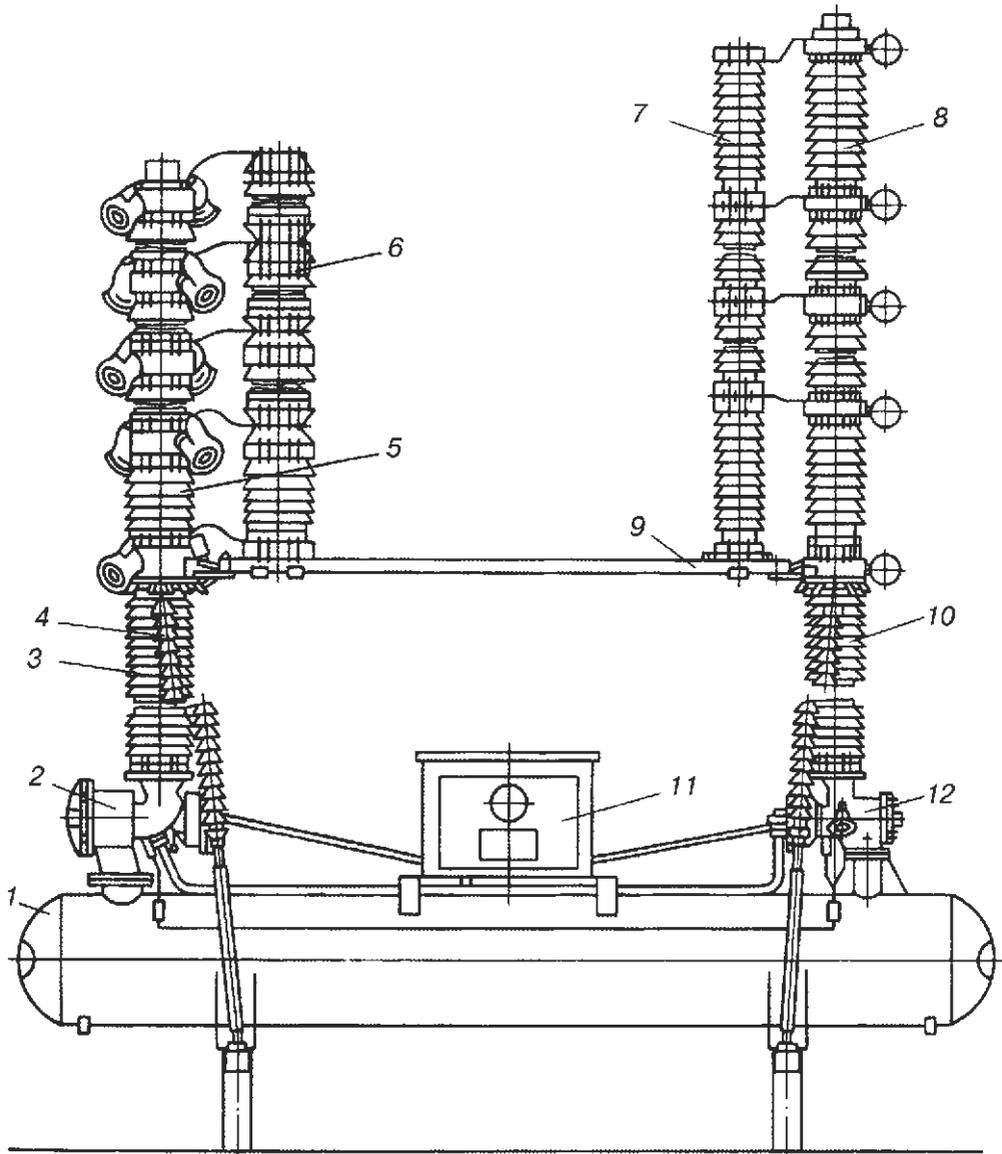


Рис. Е.1.18. Общий вид воздушного выключателя ВВШ-220У (ВВШ-110, 150):

1 – ресивер; 2 – дутьевой клапан гасительной камеры; 3 – колонка опорных изоляторов гасительной камеры; 4 – растяжка; 5 – гасительная камера (ДУ); 6 – шунтирующий резистор (150 Ом); 7 – емкостной делитель напряжения (330 пФ); 8 – отделитель (ОД); 9 – шина; 10 – колонка опорных изоляторов отделителя; 11 – шкаф управления; 12 – дутьевой клапан отделителя.

Выключатель ВВШ-110 имеет аналогичную конструкцию, у него меньшее количество изоляторов, отсутствуют емкостные делители напряжения и растяжки.

Комплектация полюса: ВВШ-110- 2 модуля ДУ, 2 модуля ОД;
 ВВШ-150- 3 модуля ДУ, 3 модуля ОД;
 ВВШ-220- 4 модуля ДУ, 4 модуля ОД

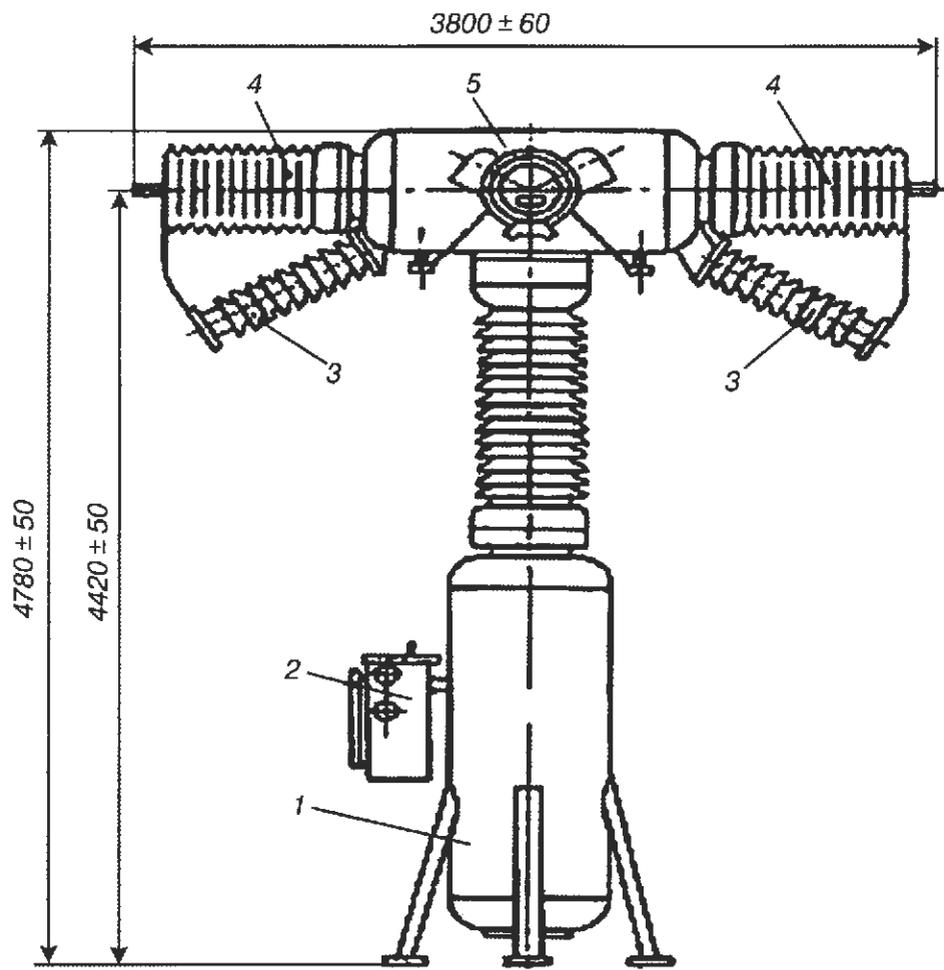


Рис. Е.1.19. Общий вид воздушного выключателя ВВБ-110:

1 — основание-резервуар; 2 — шкаф управления; 3 — емкостной делитель; 4 — ввод; 5 — дугогасительный.

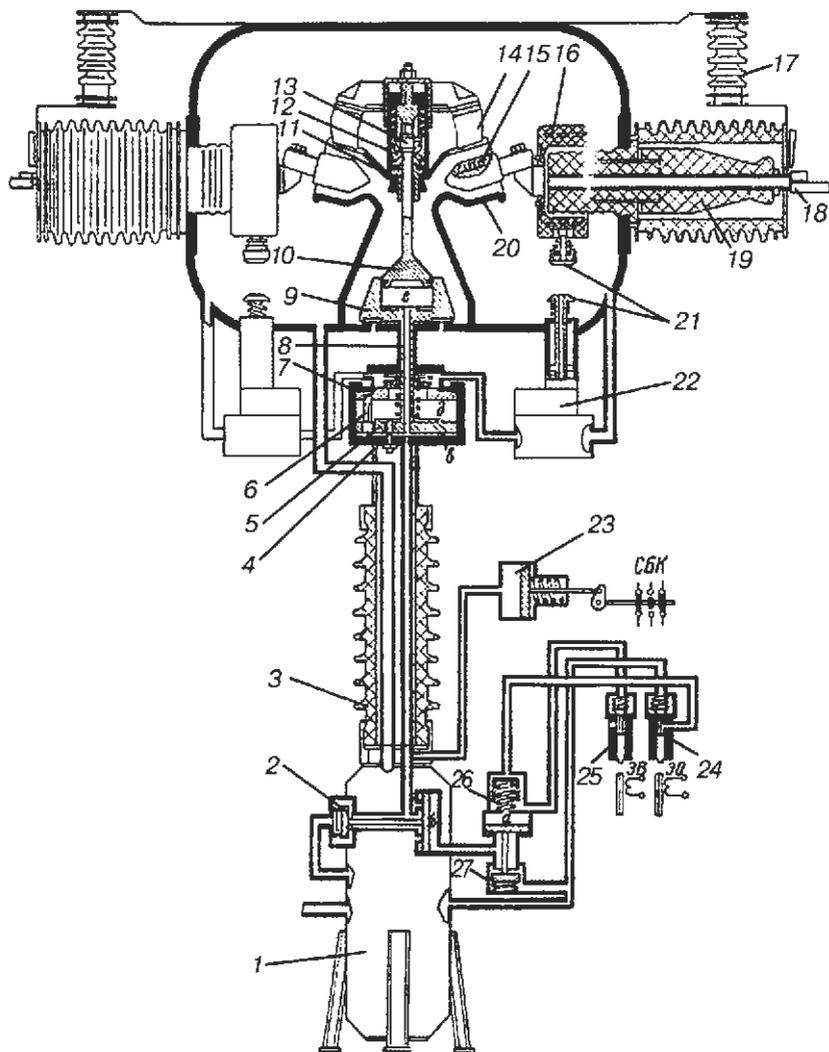


Рис. Е.1.20. Разрез полюса воздушного выключателя ВВБ-110:

1 — основание-резервуар; 2 — клапан; 3 — опорный изолятор; 4 — игла; 5 — поршень; 6 — золотник; 7 — запирающая шайба; 8 — полый шток; 9 — тарелка дутьевого клапана; 10 — поршень; 11 — противоэлектрод; 12 — фиксатор; 13 — шток; 14 — ножи подвижных контактов; 15 — неподвижные контакты; 16 — шунтирующее сопротивление; 17 — емкостной делитель; 18 — ввод; 19 — эпоксидная втулка; 20 — металлический конфузор; 21 — вспомогательные контакты; 22 — клапан; 23 — поршень привода СБК; 24, 25 — пусковые клапаны; 26 — обратный клапан; 27 — промежуточный клапан

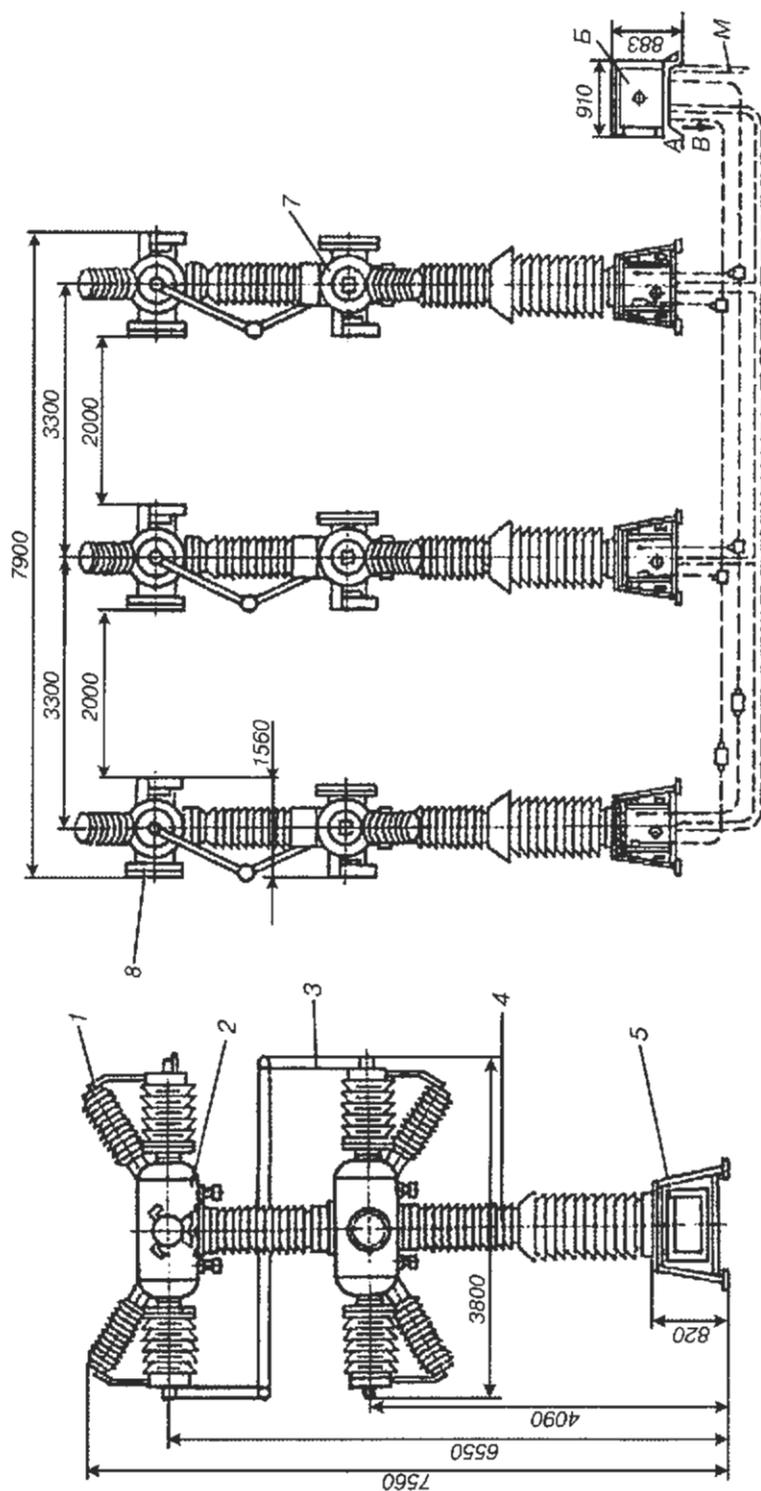


Рис. Е.1.21. Общий вид воздушного выключателя ВВБ-220 (330, 500, 750):

1 — делительный конденсатор; 2 — верхний дугогасительный модуль; 3 — токоведущая леремычка; 4 — опорный изолятор; 5 — шкаф управления; 6 — распределительный шкаф; 7 — нижний дугогасительный модуль; 8 — смотровой люк.

Комплектация полюса: ВВБ-220 — 2 модуля на 1-м изолирующем основании;

ВВБ-330 — 4 модуля на 2-х изолирующих основаниях;

ВВБ-500 — 6 модулей на 3-х опорных колодцах-треногах;

ВВБ-750 — 8 модулей на 4-х опорных колодцах-треногах

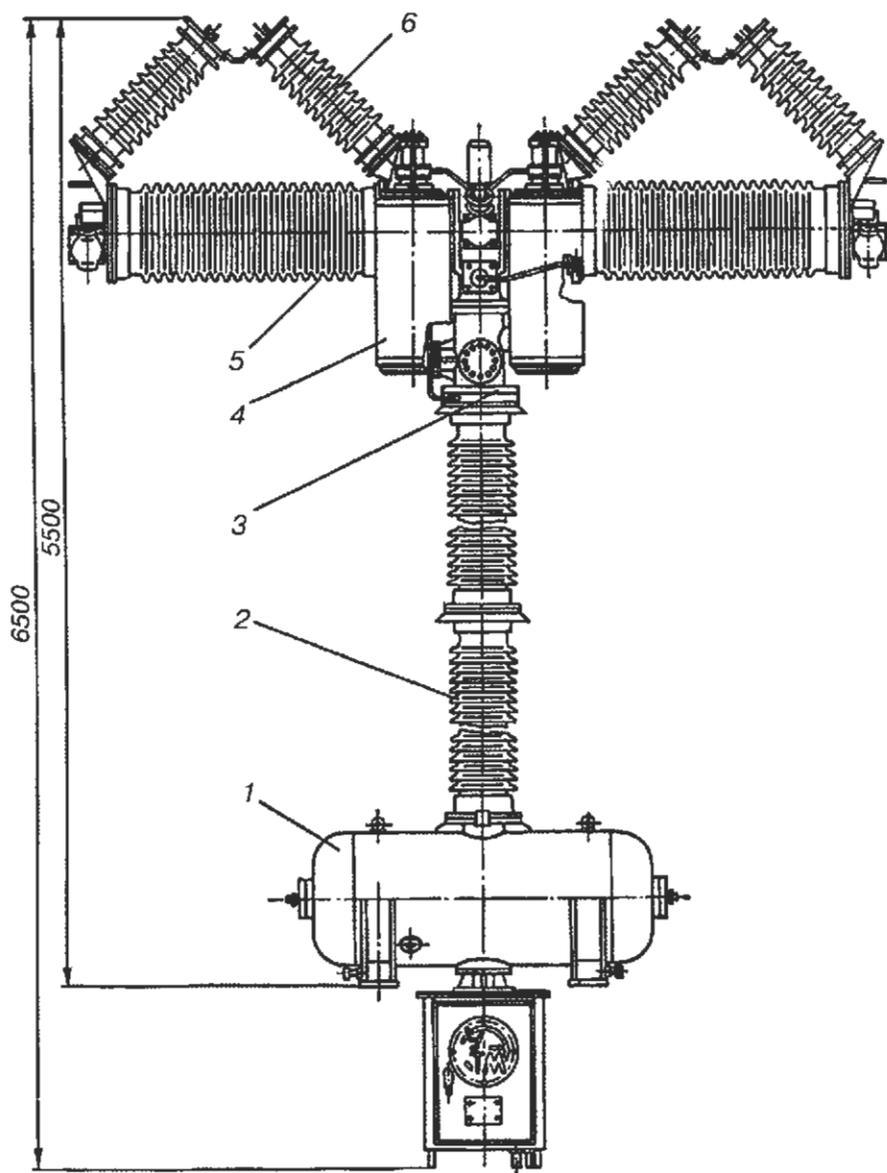


Рис. Е.1.22. Общий вид воздушного выключателя ВНВ-220-750:

1 – ресивер; 2 – изолятор; 3 – привод камеры; 4 – блок сопротивлений; 5 – дугогасительный модуль; 6 – конденсатор; 7 – шкаф управления.

Комплектация полюса:

- ВВНВ-220 – 1 дугогасительный модуль на одной опорной колонке (2 изолятора);
- ВНВ-330 – 2 дугогасительных модуля на двух опорных колонках (3 изолятора);
- ВНВ-500 – 2 дугогасительных модуля на двух опорных колонках (4 изолятора);
- ВНВ-750 – 3 дугогасительных модуля на трех опорных колонках (6 изоляторов)

Е.2. Подвесные разъединители.

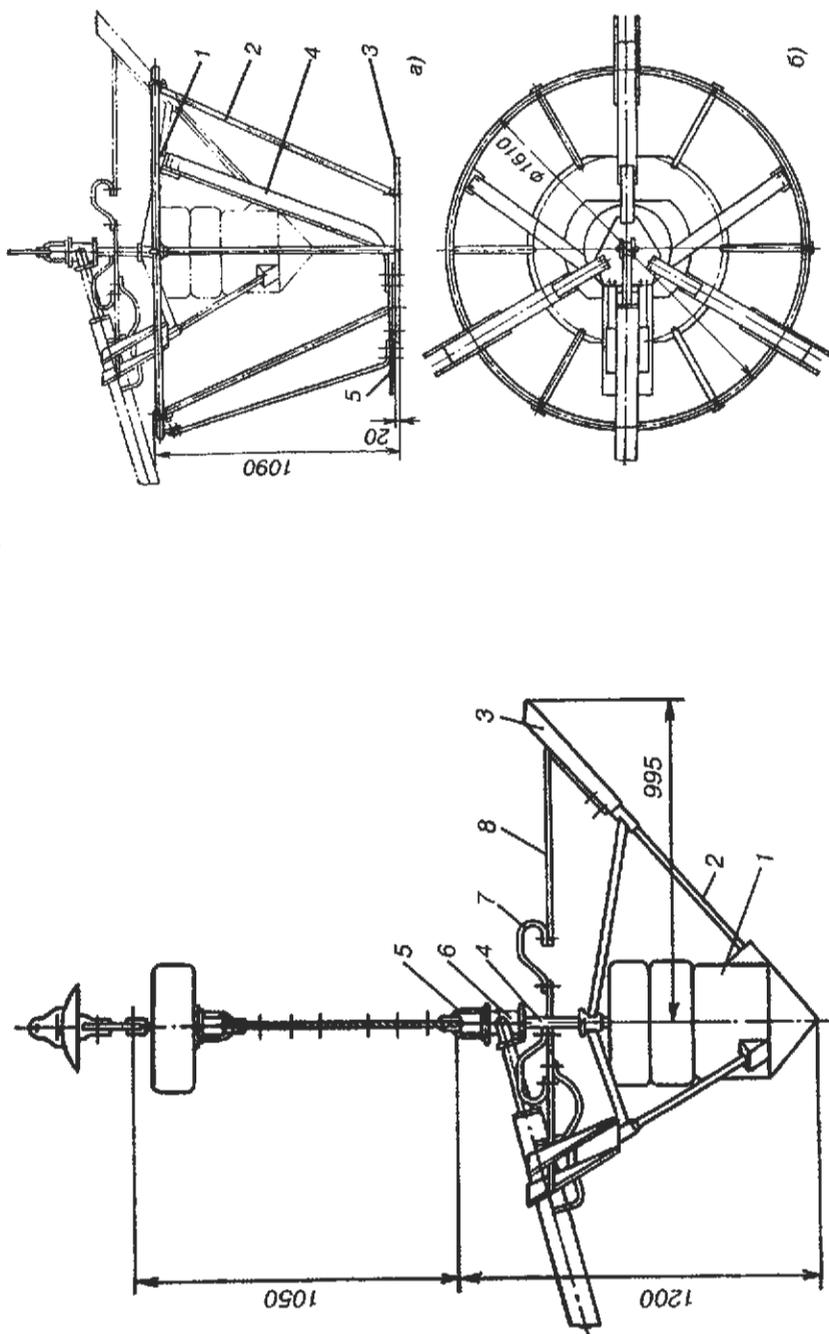


Рис. Е.2.1. Подвижный контакт подвесного разъединителя: 1 — груз; 2 — стержень; 3 — токоведущий башмак; 4 — центральный стержень; 5 — хомут для крепления подвижного контакта к гирлянде изоляторов; 6 — сухарь для шарнирного крепления жесткого токоподвода; 7 — гибкая связь; 8 — контактная пластина

Рис. Е.2.2. Неподвижный контакт подвесного разъединителя (а) и вид сверху на контактную систему подвесного разъединителя в положении "включено" (б): 1 — кольцо-ловитель; 2 — опорная стойка; 3 — фланец; 4 — шины; 5 — контактный вывод

Е.3. Трансформаторы тока (стрелками показаны наиболее вероятные места повреждения основной изоляции).

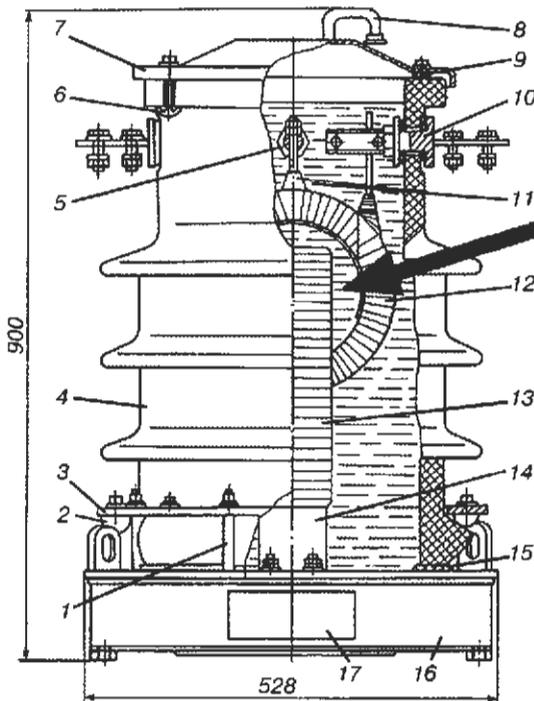


Рис. Е.3.1. Устройство трансформатора тока ТФЗМ-35-110:

1 — шпилька; 2 — сухарь; 3 — нажимной хомут; 4 — фарфоровая крышка; 5 — стержень; 6 — якоробразные болты; 7 — крышка; 8 — дыхательный клапан; 9 — резиновая прокладка; 10 — зажим первичной обмотки; 11 — обмоткодержатель; 12 — первичная обмотка; 13 — вторичные обмотки; 14 — металлическая подставка; 15 — резиновое кольцо; 16 — цоколь; 17 — коробка выводов вторичной обмотки

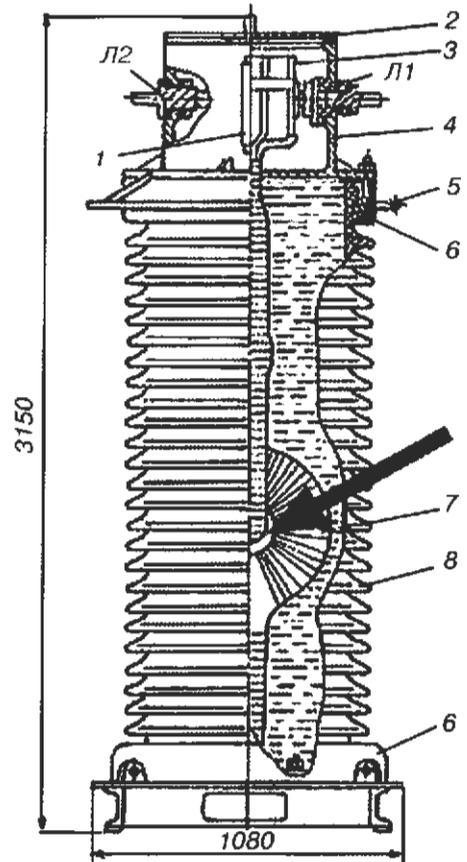


Рис. Е.3.2. Устройство трансформатора тока ТФЗМ-220:

1 — дыхательный клапан с воздухоосушителем; 2 — крышка маслорасширителя; 3 — переключатель коэффициента трансформации; 4 — маслорасширитель; 5 — экранное кольцо; 6 — защитная арматура; 7 — комплект вторичных обмоток; 8 — фарфоровая крышка

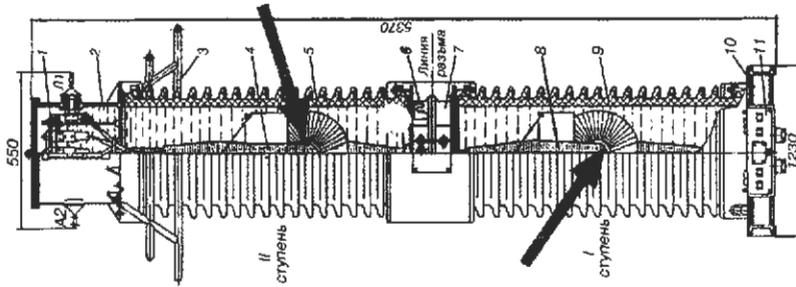


Рис. Е.3.4. Устройство трансформатора тока ТФ3М-500:

1 — переключатель коэффициента трансформации; 2 — маслорасширитель; 3 — экран; 4 — первичная обмотка 2-й ступени; 5 — вторичная обмотка второй ступени; 6 — рыв; 7 — цоколи; 8 — первичная обмотка 1-й ступени; 9 — вторичная обмотка 1-й ступени; 10 — основание; 11 — коробка выводов

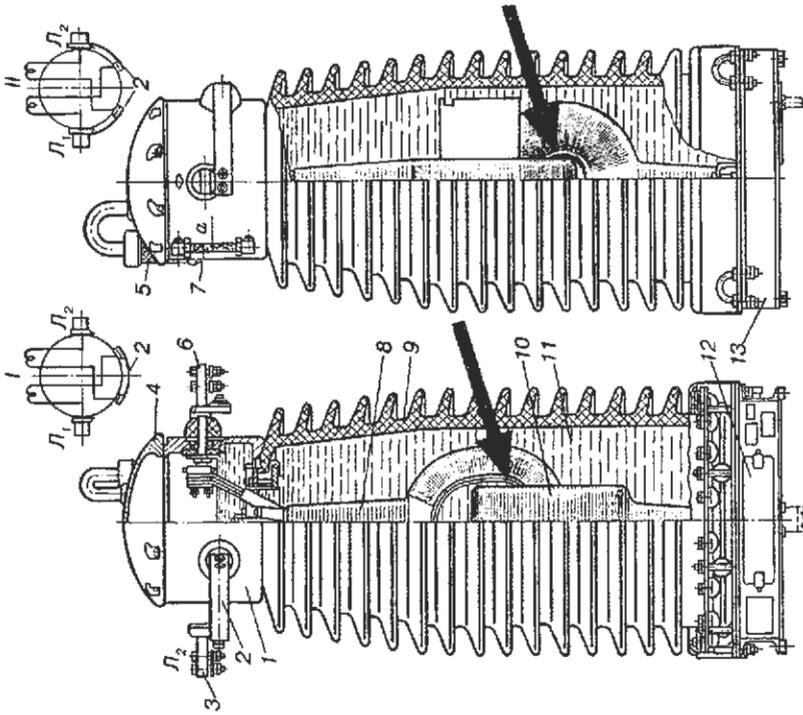


Рис. Е.3.3. Устройство трансформатора тока ТФН-35-110:

1 — маслорасширитель; 2 — переключатель первичной обмотки; 3 — вывод Л₁; 4 — крышка; 5 — вентилотолкатель; 6 — вывод Л₂; 7 — маслоуказатель; 8 — первичная обмотка; 9 — фарфоровая покрышка; 10 — сердечник с вторичной обмоткой; 11 — масло; 12 — коробка выводов вторичных обмоток; 13 — цоколи; I — положение переключателя при последовательном соединении секций первичной обмотки; II — положение переключателя при параллельном соединении секций

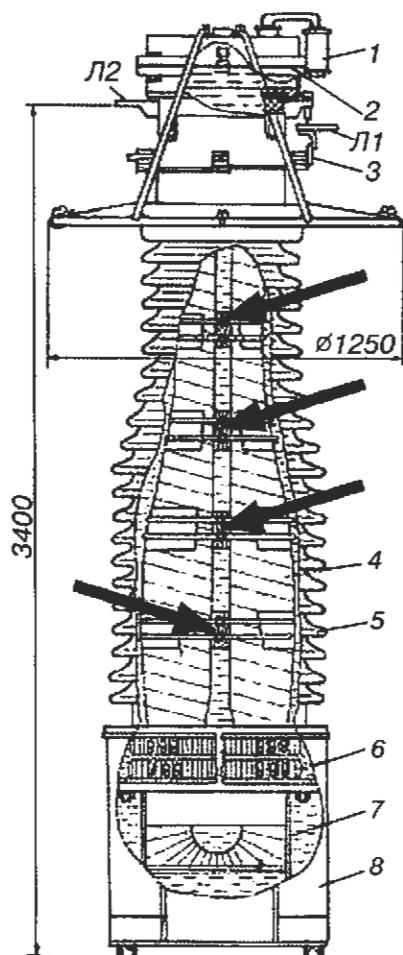


Рис. Е.3.5. Устройство трансформатора тока ТФМ-330:

1 — воздухоосушитель; 2 — резиновая диафрагма; 3 — переключатель коэффициента трансформации; 4 — первичная обмотка; 5 — фарфоровая крышка; 6 — вторичные обмотки; 7 — обмоткодержатель; 8 — заземленный бак

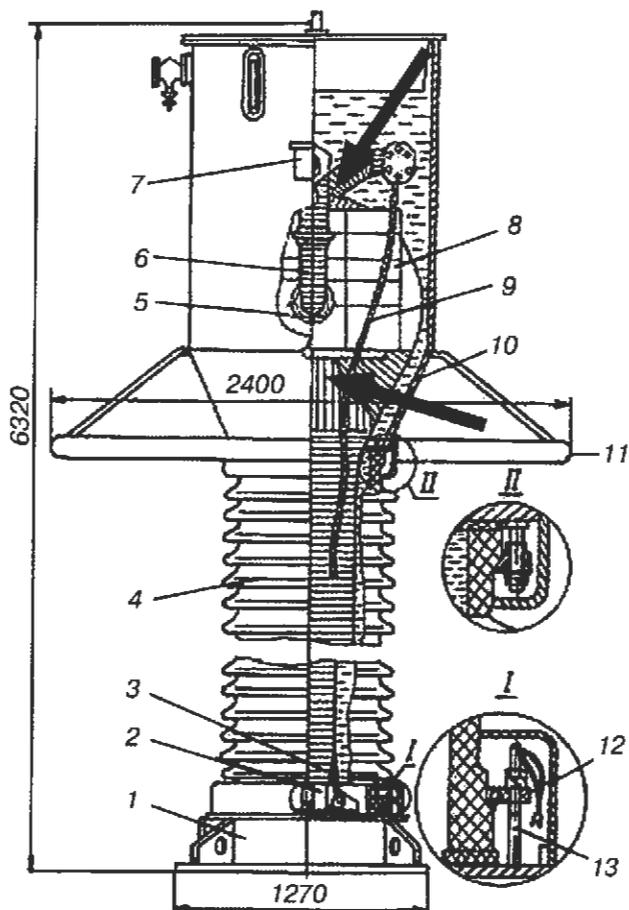


Рис. Е.3.6. Устройство трансформатора тока ТФМ-330 (500, 750):

1 — нижний цоколь; 2 — металлическая подставка; 3, 9 — выводы конденсаторных обкладок; 4 — первичная обмотка; 5 — изоляционные цилиндры; 6 — двухсекционная первичная обмотка; 7 — выводы первичной обмотки; 8 — деревянные расклинивающие бруски; 10 — металлический бак; 11 — электростатический экран. ТФМ-750 состоит из 2-х элементов ТФМ-330

Е.4. Комплектные экранированные токопроводы.

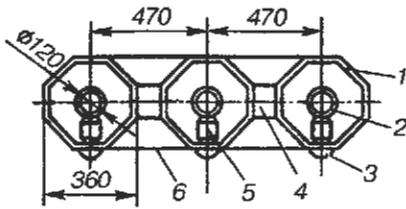


Рис. Е.4.1. Конструкция пофазно-экранированного КЭТ типа ТКЭП-6/3200-125.

1 — алюминиевая оболочка экрана; 2 — трубчатая алюминиевая шина; 3 — крышка с резиновой прокладкой узла крепления изолятора; 4 — междуфазные перемычки; 5 — опорный изолятор; 6 — общая алюминиевая оболочка КЭТ для ослабления остаточного внешнего магнитного поля.

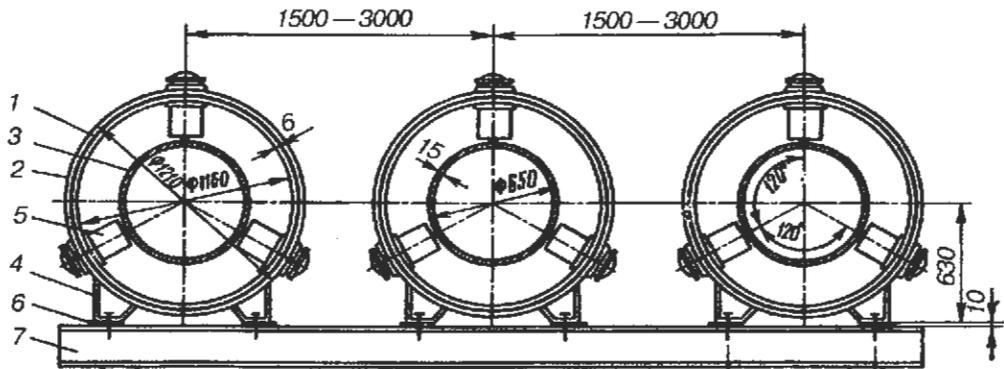
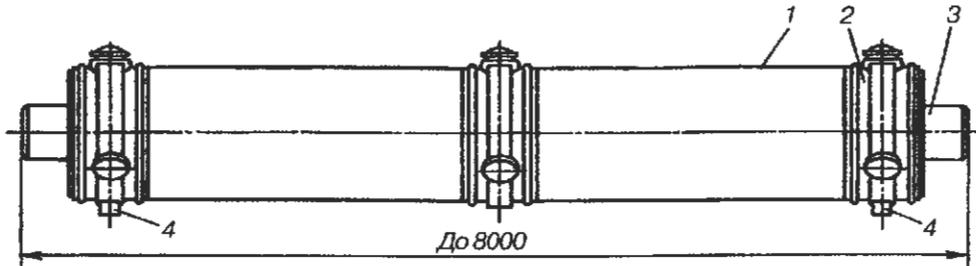


Рис. Е.4.2. Конструкция пофазно-экранированного КЭТ типа ТЭКНП-24/30000/560У1 генератора мощностью 1000 МВт:

1 — цилиндрический алюминиевый экран; 2 — силовые элементы экрана; 3 — цилиндрическая шина из алюминиевого сплава АД0; 4 — крепежные лапы; 5 — опорно-стержневой изолятор; 6 — изолирующая прокладка; 7 — опорная балка

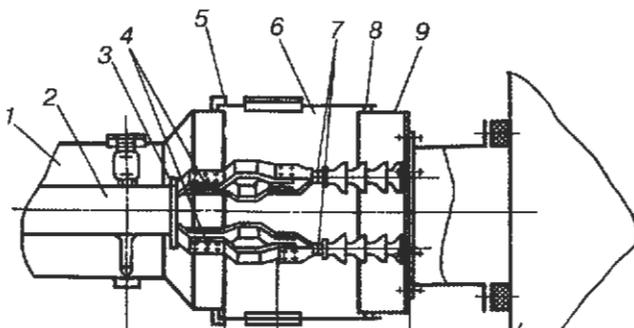


Рис. Е.4.3. Присоединение КЭТ к выводам генератора или трансформатора:

1 — экран КЭТ; 2 — токоведущая шина; 3 — заглушка (кольцо); 4 — алюминиевые, плакированные медью и посеребренные контактные пластины; 5 — гибкая связь экрана с коробом; 6 — съемный короб; 7 — выводы генератора (трансформатора); 8 — изолирующий резиновый жгут; 9 — корпус генератора (трансформатора)

Е.5. Вентильные разрядники и ограничители перенапряжений.

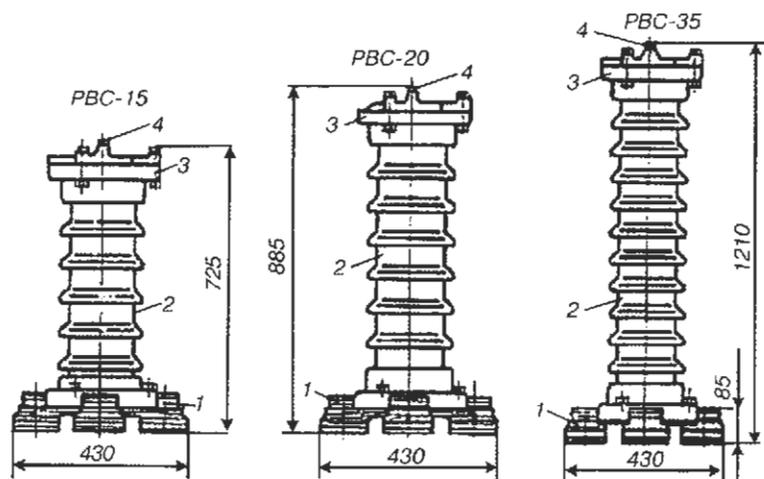


Рис. Е.5.1. Общий вид разрядников серии РВС на напряжение 15-35 кВ

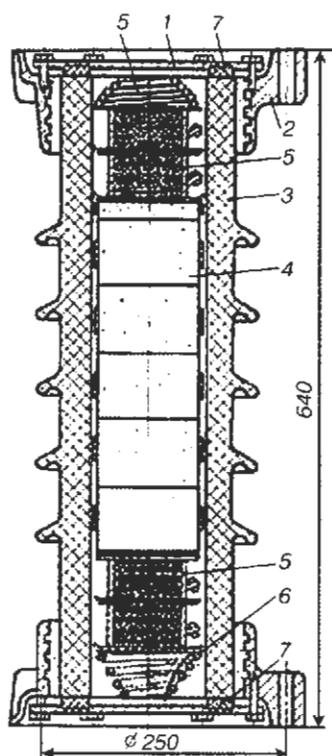


Рис. Е.5.2. Устройство разрядника РВС-15:

1 — силуминовая крышка; 2 — силуминовые фланцы; 3 — фарфоровая покрывка; 4 — вилитовые диски последовательного резистора; 5 — блоки искровых промежутков с шунтирующими сопротивлениями; 6 — пружины; 7 — озоностойкая резиновая прокладка. Устройство разрядников РВС-20, РВС-33 и РВС-35 аналогично, но блоки искровых промежутков в них размещены только в верхней части покрывки

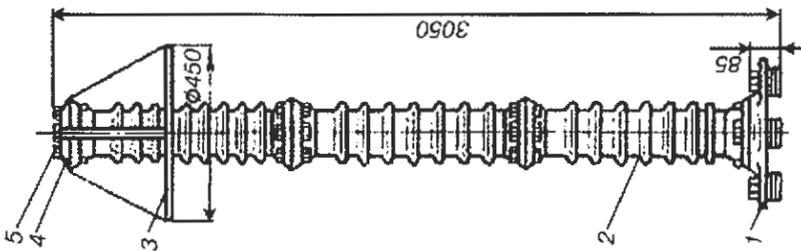


Рис. Е.5.3. Общий вид разрядника РВС-110:

1 — чугуновое основание, 2 — элемент РВС-33, 3 — экранирующее кольцо, 4 — крышка, 5 — болт для присоединения провода

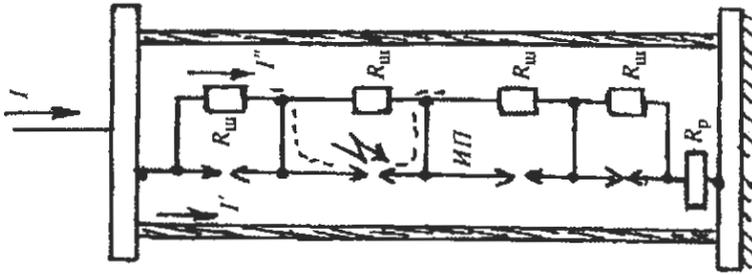


Рис. Е.5.4. Электрическая схема элемента разрядников РВС-20, РВС-33, РВС-35:

$R_{ш}$ — шунтирующий резистор;
 R_p — рабочий резистор;
 ИП — искровой промежуток;
 I' — ток утечки по внутренней поверхности покрышки;
 I'' — ток проводимости шунтирующих резисторов

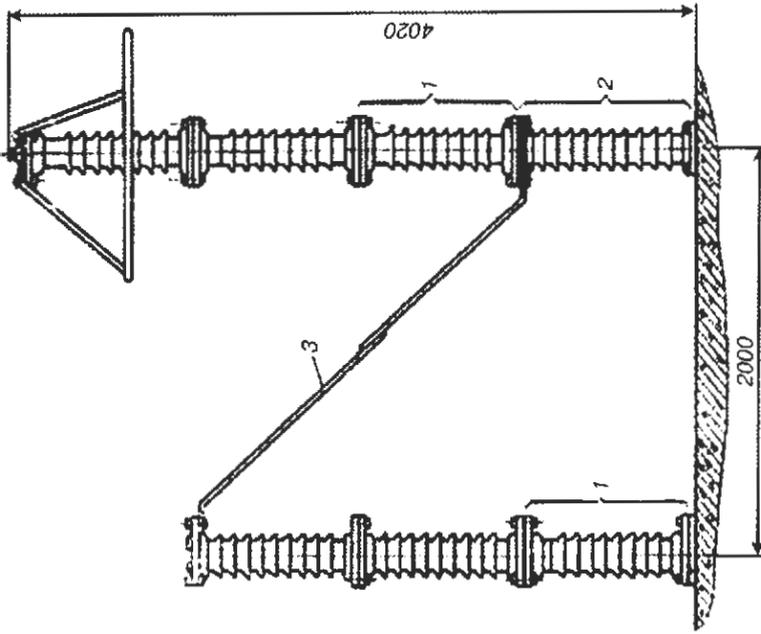


Рис. Е.5.5. Общий вид разрядника РВС-220:

1 — элемент РВС-33, 2 — опорный изолятор, 3 — токоведущая перемычка

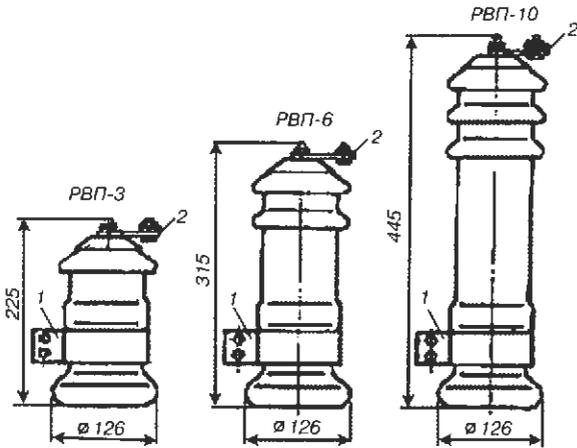


Рис. Е.5.6. Общий вид разрядников серии РВП напряжением 3–10кВ:

Модернизированный вариант разрядников серии РВП называется РВО

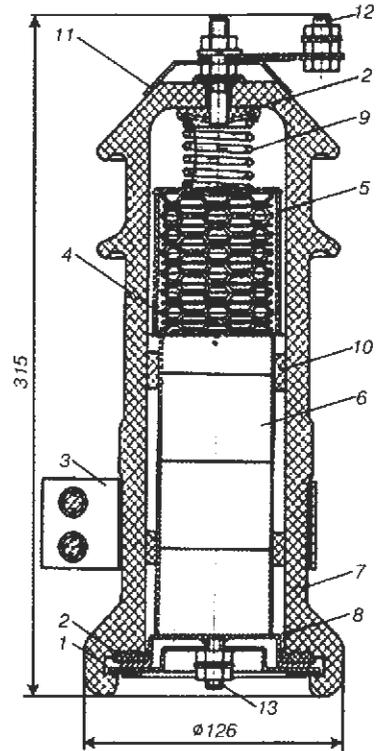


Рис. Е.5.7. Устройство разрядника РВП-6:

1 – металлические сегменты крепления; 2 – прокладки; 3 – хомут; 4 – блок искровых промежутков без шунтировки; 5 – изолирующий цилиндр; 6 – последовательный резистор; 7 – фарфоровая покрывка; 8 – диафрагма; 9 – спиральная пружина; 10 – фетровая прокладка; 11 – металлический колпак; 12 – болт для присоединения к проводу; 13 – шпилька для присоединения к заземлению. Устройство разрядников РВП-3 и РВП-10 аналогично и различается только количеством искровых промежутков и размерами

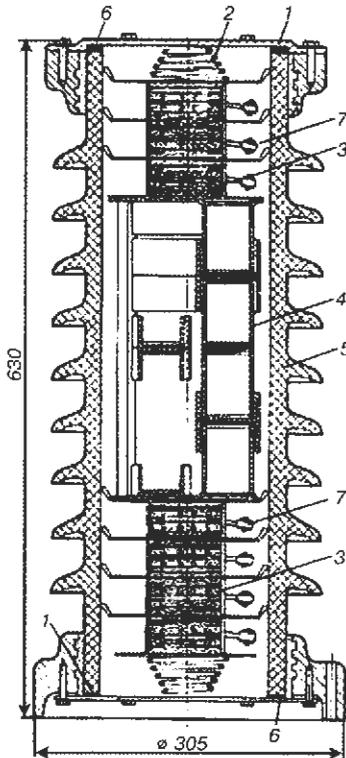


Рис. Е.5.8. Устройство разрядника РВО-35:

1 – крышки; 2 – пружина; 3 – блок искровых промежутков; 4 – вилитовые диски последовательного резистора; 5 – фарфоровая покрывка; 6 – озоностойкие резиновые прокладки; 7 – шунтирующие резисторы. Разрядник содержит один элемент

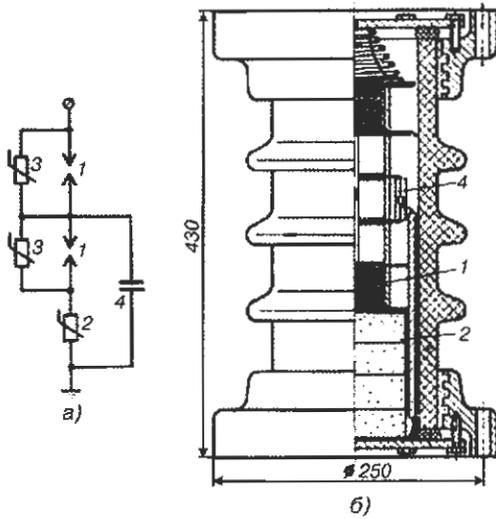


Рис. Е.5.9. Разрядник RBVM-6 (серия состоит из разрядников RBVM-3, RBVM-6 и RBVM-10):

- а) электрическая схема элемента;
- б) конструкция элемента.
- 1 — искровые промежутки;
- 2 — последовательный резистор;
- 3 — шунтирующие резисторы;
- 4 — шунтирующий конденсатор

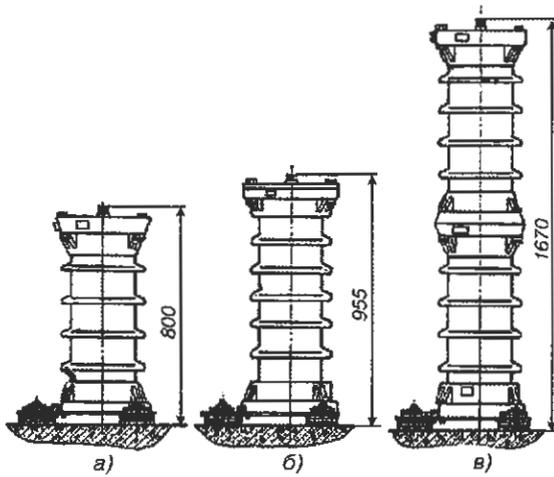
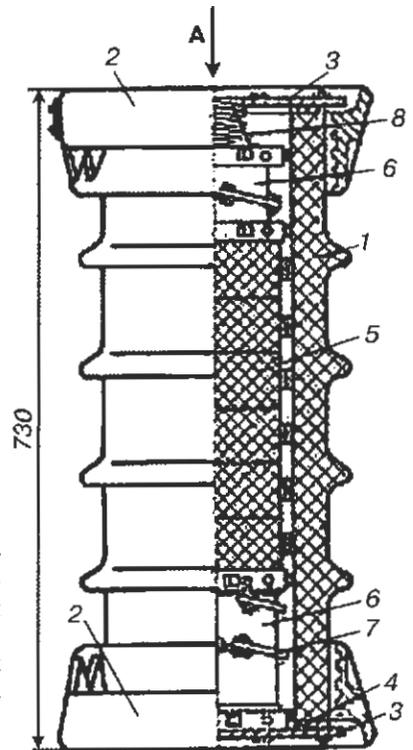


Рис. Е.5.10. Общий вид разрядников RBVM-15 (а); RBVM-20 (б) и RBVM-35 (в)

Рис. Е.5.11. Устройство разрядника RBVM-15:

1 — фарфоровая крышка; 2 — фланцы; 3 — уплотняющие диски; 4 — резиновое кольцо; 5 — последовательные резисторы; 6 — блок искровых промежутков; 7 — шунтирующий резистор; 8 — пружина.

Устройство разрядника RBVM-20 аналогично и различается только количеством искровых промежутков и размерами. RBVM-35 состоит из 2-х элементов RBVM-15



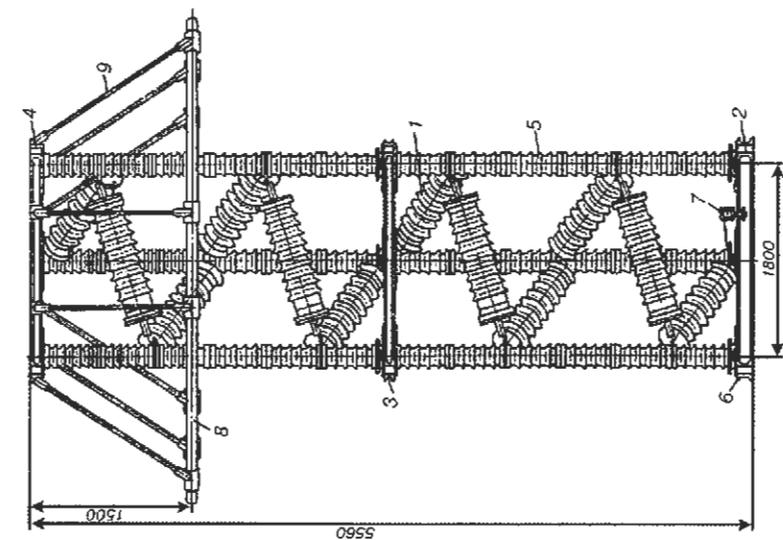


Рис. Е.5.14. Разрядник РВМГ-500 (750):

1, 2 — рабочий элемент; 3 — рама нижняя; 4 — рама верхняя; 5 — изолятор; 6 — плита шарнирная; 7 — регистратор срабатывания; 8 — кольцо экранное; 9 — труба.

Комплектация: РВМГ-500 — 12хРВМГ-33;
РВМГ-750 — 25хРВМГ-33

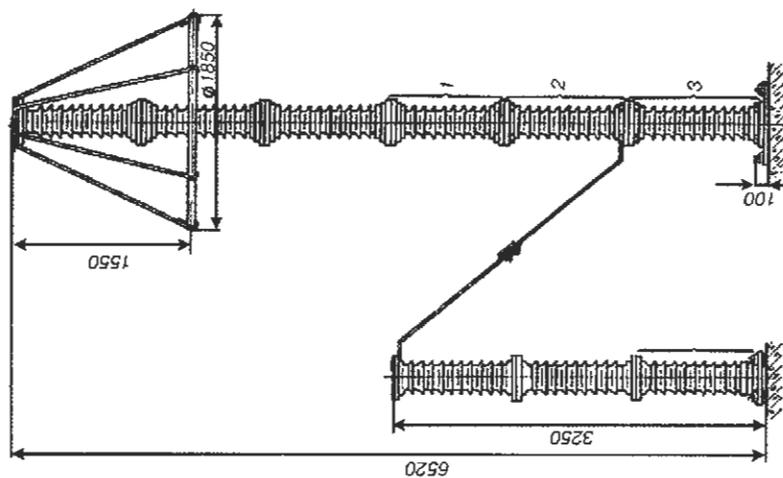


Рис. Е.5.13. Разрядник РВМГ-330:

1, 2 — рабочие элементы; 3 — опорный изолятор.

Комплектация: 8хРВМГ-33

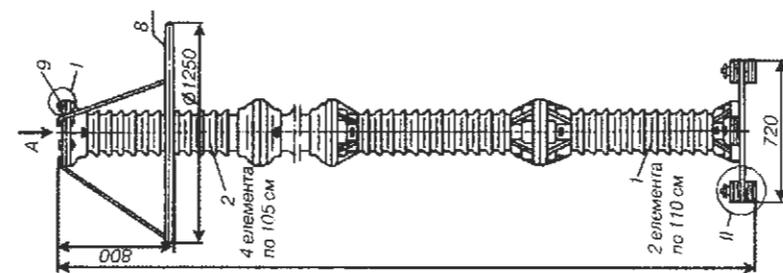


Рис. Е.5.12. Разрядник РВМГ-220 (110, 150):

Комплектация:

РВМГ-110 — 3хРВМГ-33;
РВМГ-150 — 4хРВМГ-33;
РВМГ-220 — 5хРВМГ-33

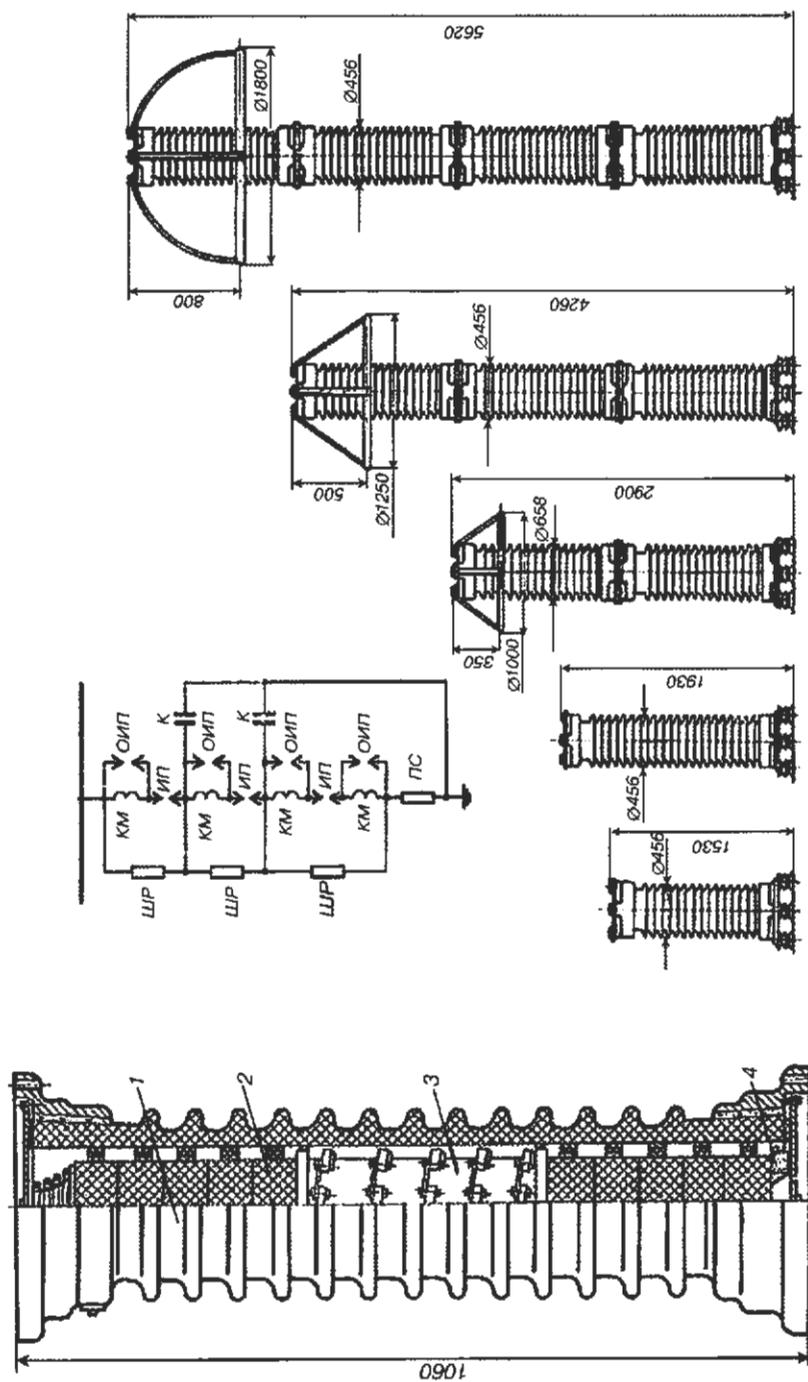


Рис. Е.5.15. Устройство типового элемента РВМГ-33; серии РВГ:

ШР — шунтирующий резистор; КМ — катушка магнита; ИП — искровой промежуток; ОИП — одиночный искровой промежуток; К — конденсатор; ПС — последовательное сопротивление

Рис. Е.5.16. Общий вид и электрическая схема типового элемента разрядников

1 — фарфоровая покрытие; 2 — последовательный резистор; 3 — блок искровых промежутков с шунтирующими резисторами; 4 — влагопоглотитель

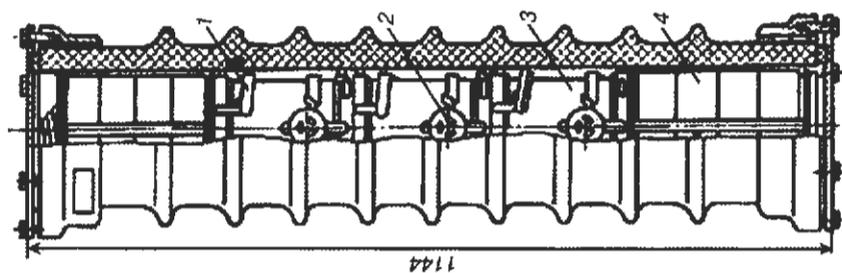


Рис. Е.5.18. Устройство основного элемента разрядников РВМК-330II (500II): 1 — шунтирующие резисторы; 2 — поджигающий искровой промежуток; 3 — блок искровых промежутков с шунтирующими резисторами; 4 — блок последовательных резисторов

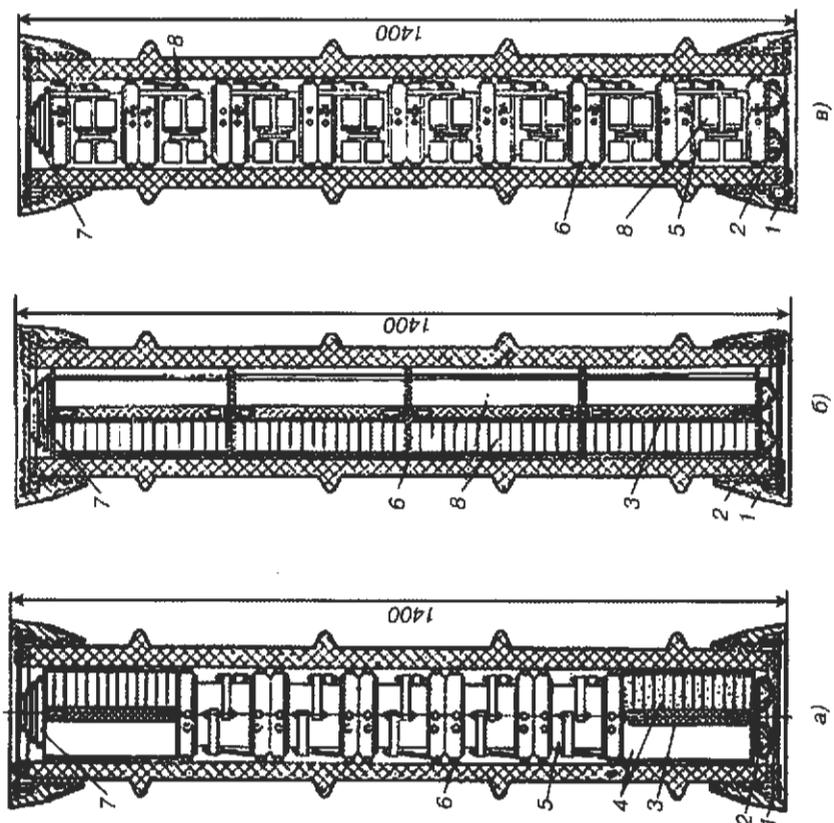


Рис. Е.5.17. Устройство элементов разрядников РВМК-330 (500): а) основной элемент; б) вентильный элемент; в) искровой элемент; 1 — фланец; 2 — влатополотитель; 3 — шток скрепляющий; 4 — блок последовательных резисторов; 5 — блок искровых промежутков с шунтирующими резисторами; 6 — фарфоровая покрылка; 7 — пружина; 8 — нелинейные шунтирующие резисторы; 9 — шунтирующий конденсатор

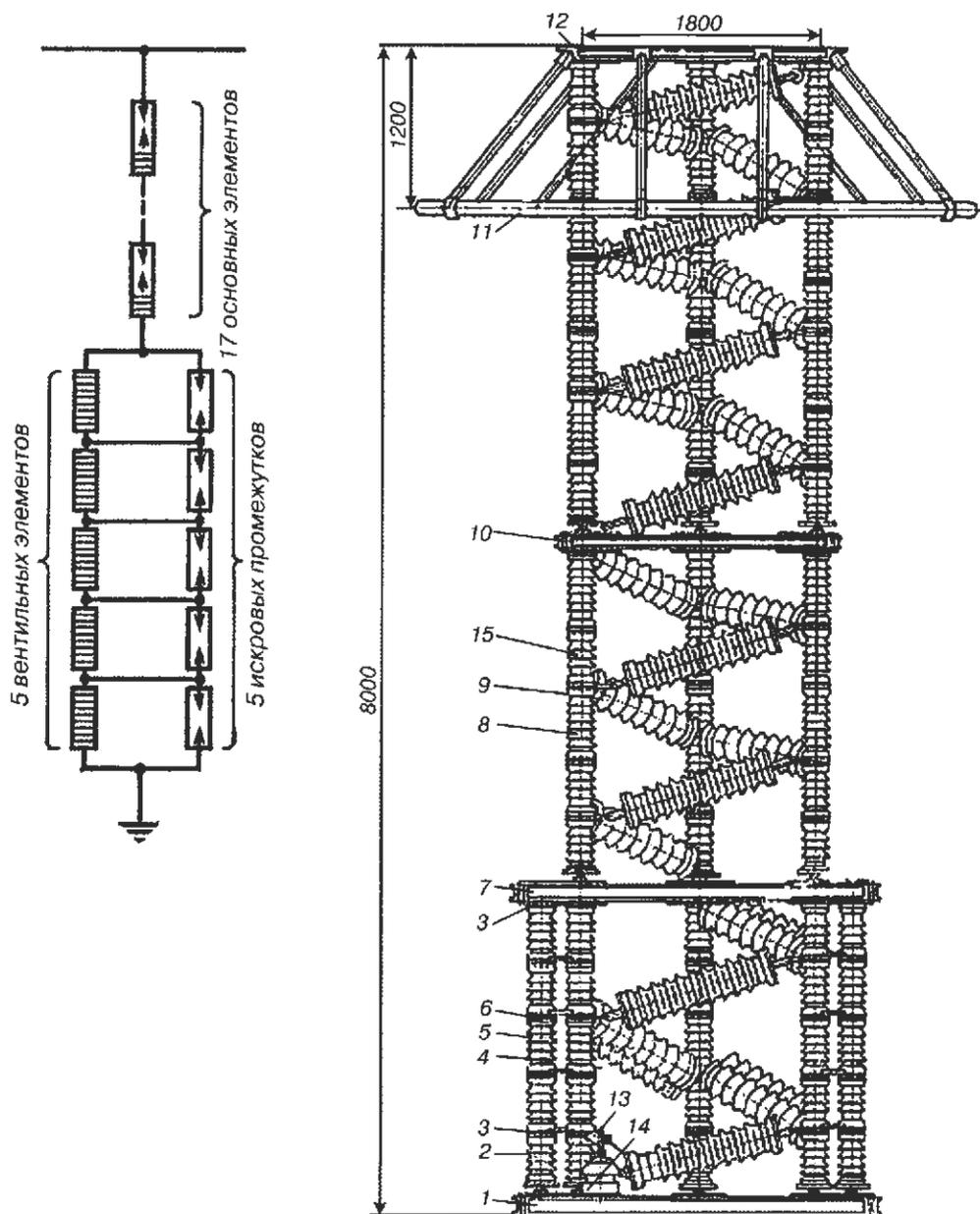


Рис. Е.5.19. Общий вид модернизированного разрядника РВМК-500П (330П):

1 — рама нижняя большая; 2 — изолятор; 3 — плита; 4 — элемент вентиляльный (ВЭ); 5 — элемент искровой (ИЭ); 6 — плита; 7 — рама промежуточная большая; 8 — изолятор; 9 — элемент основной (ОЭ); 10 — рама промежуточная малая; 11 — кольцо экранное; 12 — рама верхняя; 13 — регистратор срабатывания; 14 — имитатор; 15 — изолятор.

Комплектация: РВМК-330 (330П) — ОЭ: 11 шт.; ВЭ: 3 шт.; ИЭ: 3 шт.
 РВМК-500 (500П) — ОЭ: 17 шт.; ВЭ: 5 шт.; ИЭ: 5 шт.

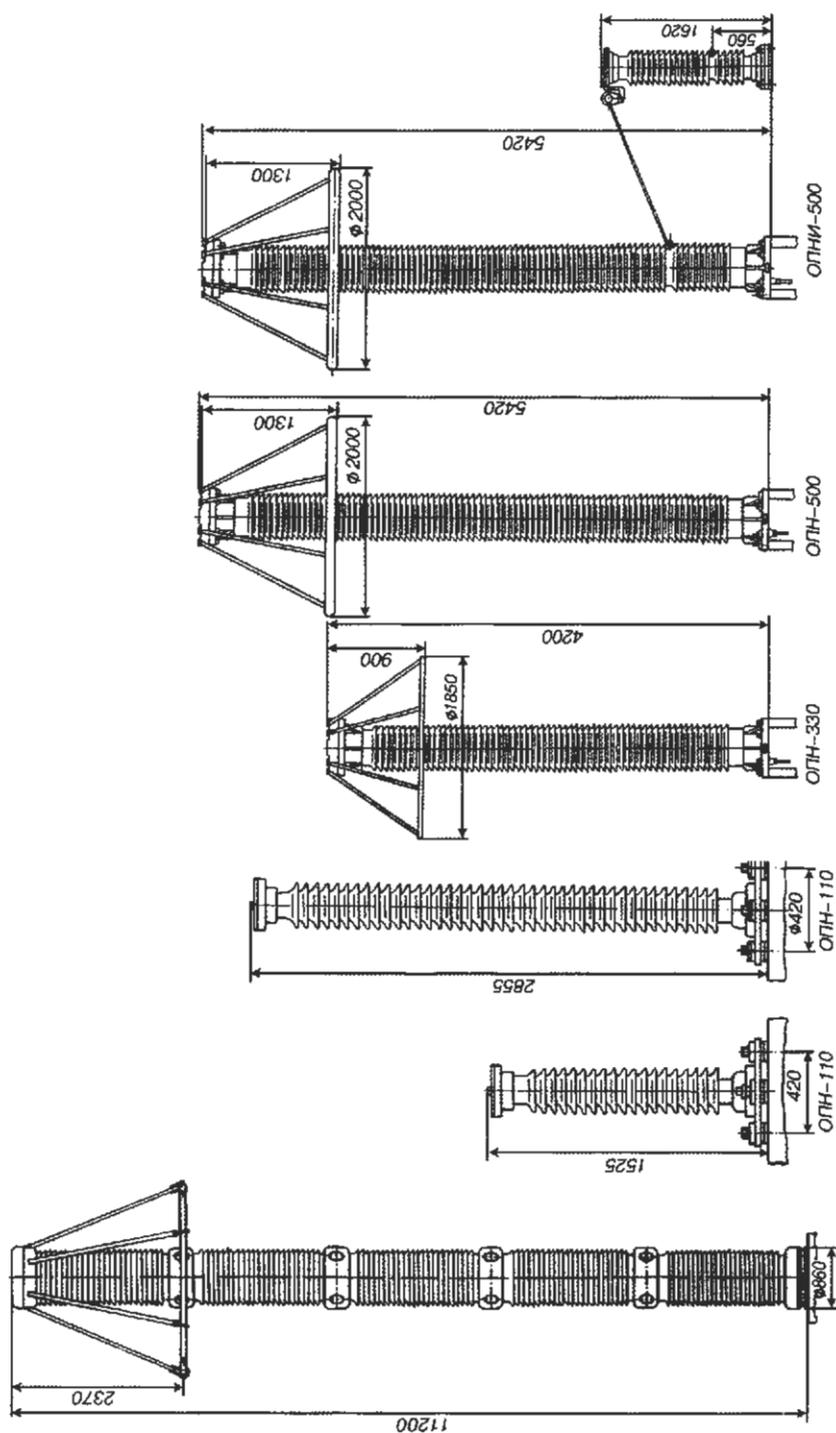


Рис. Е.5.20. Общий вид разрядника РВМК-750

Рис. Е.5.21. Общий вид ограничителей перенапряжений на напряжении 110-500 кВ

При написании приложения использованы публикации [3, 5, 7, 9, 11, 12, 65, 66, 72, 73, 76, 78, 80, 85].

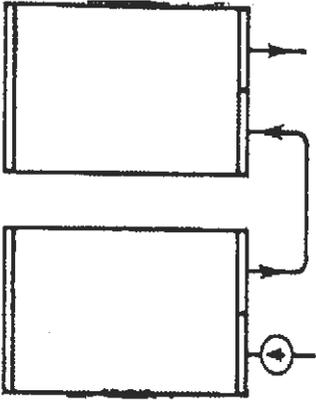
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж
(справочное)

СПРАВОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ПО СИСТЕМАМ ОХЛАЖДЕНИЯ
СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И РЕАКТОРОВ

Ж.1. Компоновки и конструктивное исполнение систем охлаждения.

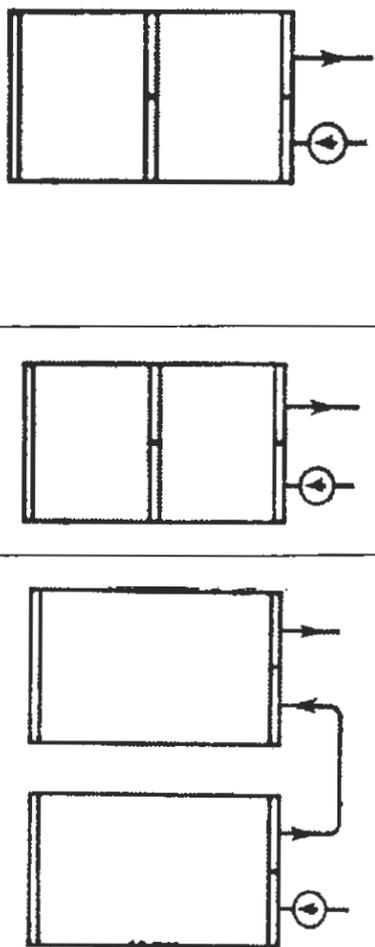
	1	2	3
Тип компоновки	1	2	3
Число и тип теплообменников	2 calorifера КФБО-11	4 calorifера КФБО-11	4 calorifера КФБО-11
Число ходов масла	2	2x2	2x2
Число и тип вентиляторов	2xМЦ №8	2xМЦ №8	2xМЦ №8
Тип насоса	6К-12а		
Завод-изготовитель теплообменника	Харьковский завод отопительно-вентиляционного оборудования (ХЗОВО)		
Завод-изготовитель охлаждающего устройства	Запорожский трансформаторный завод (ЗТЗ)		

Продолжение приложения Ж

Схема			
Тип компоновки	10	11	12
Число и тип теплообменников	1 алюминиевый охладитель	2 алюминиевых охладителя	1 алюминиевый охладитель
Число ходов масла	5	2x2	4
Число и тип вентиляторов	2xМЦ №8	4xМЦ №8	2xЦЗ-04 №8
Тип насоса	ЭЦТ 63-10	6К-12а	ЭЦТ 63-10
Завод-изготовитель теплообменника	Запорожский трансформаторный завод (ЗТЗ)		
Завод-изготовитель охлаждающего устройства	Запорожский трансформаторный завод (ЗТЗ)		
	УЭТМ		
	УЭТМ		

Продолжение приложения Ж

Схема	4		5		6		7		8		9	
	4		4		4		4		4		4	
Тип компонентов	4		4		6		7		8		9	
Число и тип теплообменников	калорифера КФБО-11		калорифера КФБО-11		1 алюминиевый охладитель							
Число ходов масла	2x2		2x2		2		4		4		4	
Число и тип вентиляторов	4xМЦ №8		4xМЦ №8		2xМЦ №8		2xМЦ №8		2xМЦ №8		2xМЦ №8	
Тип насоса	6К-12a		ЭЦТ 63-10		6К-12a		6К-12a		ЭЦТ 63-10		ЭЦТ 100-8	
Завод-изготовитель теплообменника	ХЗОВО		ХЗОВО		Запорожский трансформаторный завод (ЗТЗ)							
Завод-изготовитель охлаждающего устройства	Запорожский трансформаторный завод (ЗТЗ)											

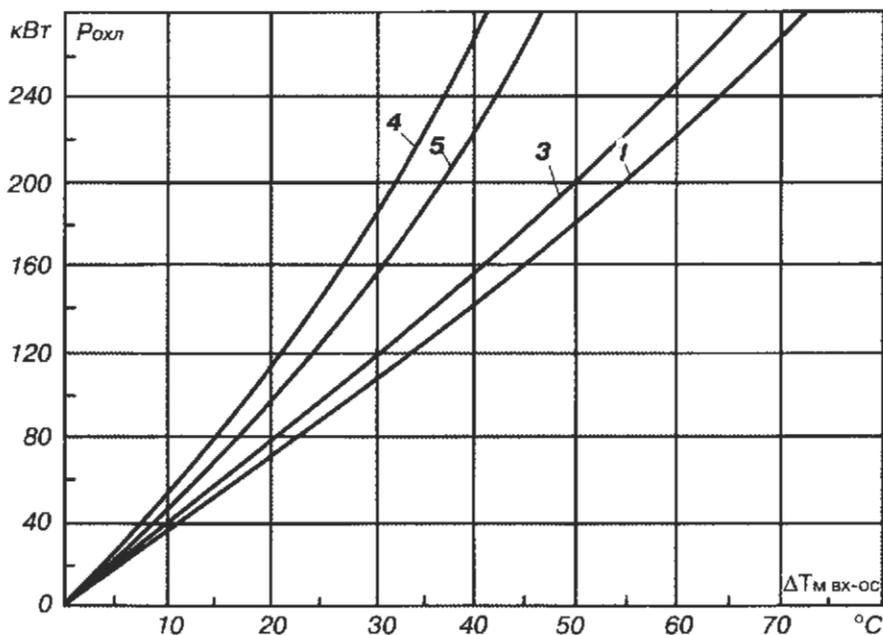


Схема

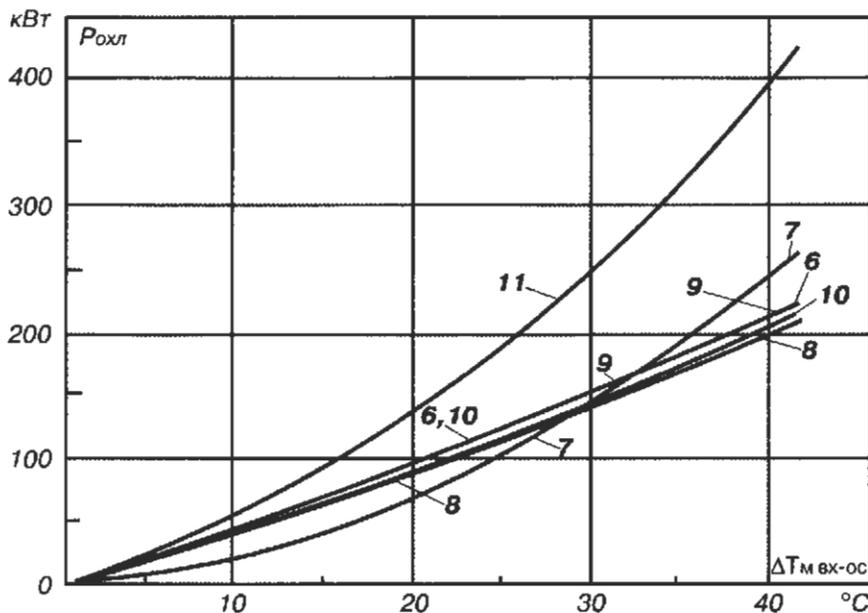
Продолжение приложения Ж

Схема	13			14			15			16			17		
	1 алюминиевый охладитель			1 стальной охладитель			1 латунный охладитель			1 биметалли- ческий охладитель			1 биметалли- ческий охладитель		
Число ходов масла	5			3			3			3			4		
Число и тип вентиляторов	2хЦЗ-04 №8			2хМЦ №7			2хНАП-7,4			2хНАП-7,4			2хНАП-7,4		
Тип насоса	ЭЦТ 63-10			ЭЦТ 63-10			ЭЦТ 63-10			ЭЦТ 63-10			ЭЦТ 100-8		
Завод-изготовитель теплообменника	УЭТМ			ТЭМЗ			ТЭМЗ			ТЭМЗ			ТЭМЗ		
Завод-изготовитель охлаждающего устройства	УЭТМ			Московский электротехнический завод (МЭЗ)			ЗТЗ и МЭЗ			ЗТЗ			ЗТЗ		

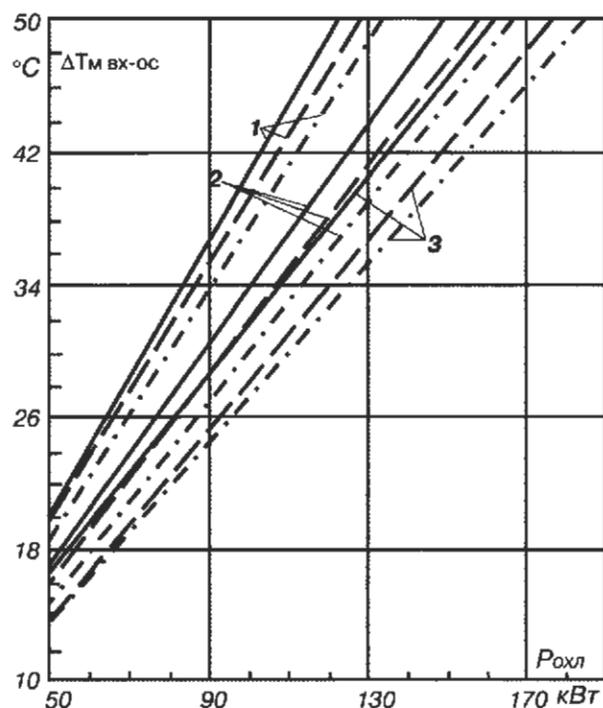
Ж.2. Расчетные теплофизические характеристики некоторых охладителей.



Зависимости превышения температуры масла на входе в охладитель от теплового потока для caloriferных охладителей (цифры у кривых соответствуют типу компоновки в соответствии с Ж.1)

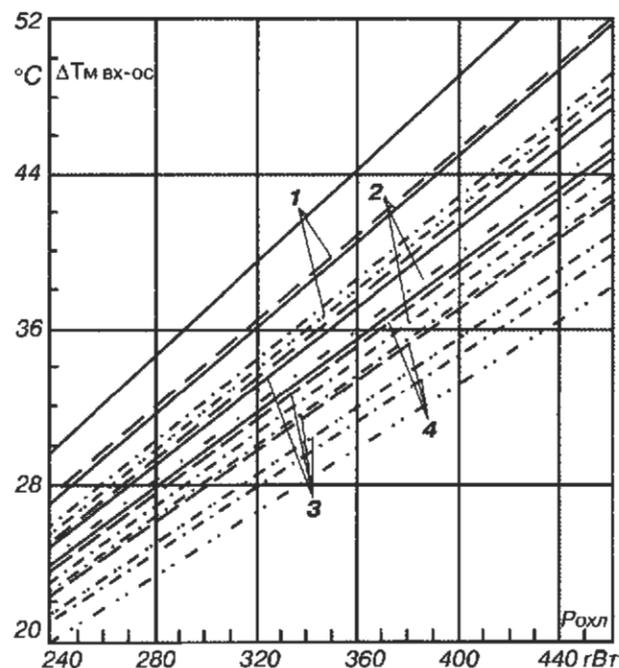


Зависимости превышения температуры масла на входе в охладитель от теплового потока для алюминиевых охладителей (цифры у кривых соответствуют типу компоновки в соответствии с Ж.1)



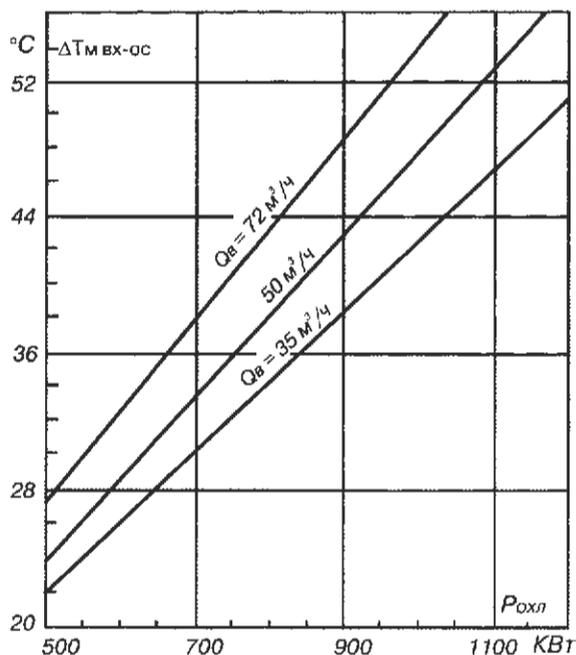
- 1 - $Q_{\text{м}} = 18 \text{ м}^3/\text{час.}$;
 - 2 - $Q_{\text{м}} = 27 \text{ м}^3/\text{час.}$;
 - 3 - $Q_{\text{м}} = 36 \text{ м}^3/\text{час.}$
- $Q_{\text{в}} = 12 \text{ м}^3/\text{час.}$;
 - - - $Q_{\text{в}} = 18 \text{ м}^3/\text{час.}$;
 - · - · $Q_{\text{в}} = 24 \text{ м}^3/\text{час.}$

Зависимости превышения температуры масла на входе в охладитель от теплового потока для масляно-водяного охладителя МП-21 при различных расходах масла $Q_{\text{м}}$ и воды $Q_{\text{в}}$ и температуре воды на входе 25°C



- 1 - $Q_{\text{м}} = 72 \text{ м}^3/\text{час.}$;
 - 2 - $Q_{\text{м}} = 84 \text{ м}^3/\text{час.}$;
 - 3 - $Q_{\text{м}} = 96 \text{ м}^3/\text{час.}$;
 - 4 - $Q_{\text{м}} = 108 \text{ м}^3/\text{час.}$
- $Q_{\text{в}} = 36 \text{ м}^3/\text{час.}$;
 - - - $Q_{\text{в}} = 48 \text{ м}^3/\text{час.}$;
 - · - · $Q_{\text{в}} = 60 \text{ м}^3/\text{час.}$;
 - · · - · $Q_{\text{в}} = 72 \text{ м}^3/\text{час.}$

Зависимости превышения температуры масла на входе в охладитель от теплового потока для масляно-водяного охладителя МП-65 при различных расходах масла $Q_{\text{м}}$ и воды $Q_{\text{в}}$ и температуре воды на входе 25°C



Зависимости превышения температуры масла на входе в охладитель от теплового потока для масляно-водяного охладителя МО-53-4 при различных расходах воды Q_v , расходе масла $100 \text{ м}^3/\text{ч}$ и температуре воды на входе 25°C

Ж.3. Некоторые теплофизические характеристики трансформаторного масла.

№ п/п	Температура, °С	Плотность, кг/м ³	Удельная теплоемкость, Дж / (кг * °С)
1.	2.	3.	4.
1.	0	898,5	1566
2.	5	895,5	1596
3.	10	892,1	1626
4.	15	889,0	1656
5.	20	885,8	1686
6.	25	882,6	1717
7.	30	879,4	1747
8.	35	876,2	1777
9.	40	873,0	1807
10.	45	869,9	1837
11.	50	866,7	1867
12.	55	863,5	1897
13.	60	860,3	1928
14.	65	857,1	1958
15.	70	854,0	1988
16.	75	850,8	2018
17.	80	847,6	2048
18.	85	844,4	2078
19.	90	841,2	2108

При написании приложения использованы публикации [74, 75].

ПРИЛОЖЕНИЕ И
(рекомендуемое)

**ПРИМЕРЫ ШАБЛОНОВ СТРАНИЦ ОТЧЕТА
О РЕЗУЛЬТАТАХ ДИАГНОСТИКИ**

И.1. Титульная страница.

<i>(логотип энерго- предприятия)</i>	<p align="center">(Название энергопредприятия) <i>(название подразделения, в составе которого входит ПТКД)</i> Подразделение термографического контроля и диагностики</p>									
<p align="center">УТВЕРЖДАЮ: Начальник <i>(название подразделения, в состав которого входит ПТКД)</i></p> <p align="center">_____</p> <p align="center"><i>(подпись)</i> <i>(ФИО)</i></p> <p align="center">" ___ " _____ 2006 г.</p> <p align="center">Технический отчет № _____ о результатах термографической диагностики электрооборудования и контактных соединений</p> <p align="center"><i>(название предприятия, для которого выполнялась диагностика)</i></p> <p align="center">Дата выполнения обследования: " ___ " _____ 2006 г.</p> <table border="0" data-bbox="306 1421 1073 1603"><tr><td>Начальник ВВЛ</td><td><i>(подпись)</i></td><td><i>(ФИО)</i></td></tr><tr><td>Начальник ПТКД</td><td><i>(подпись)</i></td><td><i>(ФИО)</i></td></tr><tr><td>Термографист</td><td><i>(подпись)</i></td><td><i>(ФИО)</i></td></tr></table>		Начальник ВВЛ	<i>(подпись)</i>	<i>(ФИО)</i>	Начальник ПТКД	<i>(подпись)</i>	<i>(ФИО)</i>	Термографист	<i>(подпись)</i>	<i>(ФИО)</i>
Начальник ВВЛ	<i>(подпись)</i>	<i>(ФИО)</i>								
Начальник ПТКД	<i>(подпись)</i>	<i>(ФИО)</i>								
Термографист	<i>(подпись)</i>	<i>(ФИО)</i>								

И.2. Страница с перечнем используемых в отчете терминов и сокращений.

Перечень используемых в отчете терминов и сокращений.

Дистанция	Расстояние между поверхностью объекта и объективом тепловизора при съёмке
Загрузка по фазам	Отношение величины измеренного тока соответствующей фазы объекта к его номинальному току в процентах
Избыточная температура (дТ)	Превышение измеренной температуры КСК над температурой аналогичных КСК других фаз (фазы с наименьшей температурой), находящихся в одинаковых условиях
Измеренные токи ф. А, В, С	Токи установившегося режима, протекающие по фазам А, В, С объекта во время съёмки термограммы
КИ	Относительная излучательная способность поверхности объекта (степень "черноты" его поверхности в инфракрасной области электромагнитного спектра). Представляет собой отношение энергии, излучаемой поверхностью объекта к энергии, излучаемой абсолютно чёрным телом при одной и той же температуре. Изменяется от 0 (полностью отражающая поверхность) до 1 (абсолютно чёрное тело)
Коэффициент дефектности (Кд)	Отношение измеренного превышения температуры КСК к превышению температуры, измеренному на целом участке провода (шины), отстоящем от КСК на расстоянии не менее 1м
Ном. нагрузка	Номинальная полная паспортная мощность (для силовых электрических сборок и фидеров - сумма полных паспортных мощностей всех потребителей, питающихся от них)
Ном. напряженное Область	Паспортная величина линейного напряжения объекта Участок термограммы, ограниченный замкнутой кривой (обычно это прямоугольник или круг, их размеры и положение оператор может изменять). Служит для более детального анализа отдельных участков термограммы
Объект	Силовая электрическая сборка, трансформатор, электрический аппарат, концевая муфта фидера и т.п., содержащие подлежащие обследованию электрооборудование и/или контактные соединения и контакты
Превышение температуры (дТ)	Разность между измеренной температурой КСК и температурой окружающего воздуха
Прогнозируемые температуры при номинальной или 50%-й нагрузке	Расчетные температуры, превышения температур и избыточные температуры контактных соединений, контактов и токоведущих частей фаз при работе объекта с номинальной (100%-й) или нагрузкой, равной половине номинальной (50%-й) при длительном установившемся режиме работы
Съёмка	Процесс обследования объекта с помощью тепловизора с целью определения теплового состояния объекта, а также элементов его конструкции
Тепловизор	Опико-электронный прибор, позволяющий визуализировать тепловое поле (распределение температур) на поверхности объекта без прямого контакта с ним. Позволяет осуществлять запоминание термограммы для последующей обработки на персональном компьютере
Термограмма	Картина теплового поля объекта, запечатлённая на бумаге или в электронных средствах отображения информации
Тмакс.	Максимальная температура, зафиксированная внутри выделенной области или на линии профиля в градусах Цельсия
Токр.	Температура окружающего воздуха в районе объекта на момент съёмки термограммы
Электрические параметры объекта	Номинальные, а также измеренные в момент съёмки значения мощности, напряжения и фазных токов объекта диагностики. Они необходимы для вычисления прогнозируемых температур при 100%-й (номинальной) электрической нагрузке объекта

И.3. Страница с рекомендациями по интерпретации и анализу термограмм.

Рекомендации по интерпретации и анализу термограмм.

1. Внимательно рассмотрите термограмму объекта. Вы увидите, что его контуры и даже мелкие детали легко распознаются, т. к. тепловизор имеет высокое пространственное и температурное разрешение.
2. Справа от термограммы Вы видите цветовую палитру, которая служит для визуализации температурного поля объекта. Рассматривая эту палитру и шкалу температур (справа от неё), Вы можете с достаточно высокой точностью (5–10% от верхнего предела температурной шкалы) оценить температуру в любой точке термограммы. После небольшой тренировки Вы легко научитесь видеть объект в инфракрасном спектре и оценивать температурные поля. Цветовые палитра построена так, чтобы цвета, субъективно воспринимаемые человеческим глазом как более "тёплые", находились в верхней части палитры, а более "холодные" — в нижней её части.
3. Для точного измерения температуры в отдельных точках термограммы служит точечный измеритель в виде перекрестия с цифрами значения температуры возле него.
4. Для более детального анализа какого-либо участка термограммы служит инструментальное средство "Область". Используются области 2-х конфигураций: прямоугольник и круг, их размеры и положение на термограмме в процессе создания отчёта можно произвольно изменять. Максимальные температуры областей автоматически выводятся на термограмме рядом с областью.
5. На страницах отчёта Вы также найдёте название и месторасположение объекта диагностики, его параметры и комментарий, содержащий дополнительную информацию о термограмме и/или объекте диагностики.
6. На некоторых термограммах отдельные инструментальные средства могут отсутствовать ввиду их ненадобности, вследствие чего некоторые графы таблиц результатов будут пустыми.
7. Если Вас не удовлетворяет количество и расстановка на термограмме точечных измерителей температуры, областей, а также любые другие параметры отчёта, обратитесь к его создателю, он легко и быстро выполнит все Ваши пожелания.
8. Классификация дефектов контактных соединений производится на основании нижеприведённой таблицы, связывающей степень нагрева, характеристику дефекта и срок его устранения.

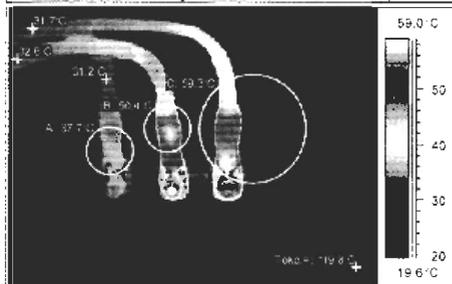
Класс дефекта	Критерии оценки температурного состояния контактов и КС						Рекомендуемые сроки устранения дефектов
	Контакты электрических аппаратов и болтовые КС				Опрессованные КС		
	I изм. = (0,3-0,5) I ном.		I изм. = (0,5-1,0) I ном.		I изм. = (0,3-1,0) I ном.		
	избыточная температура, °С	Коэффициент дефектности, о.е.	температура, °С	превышение температуры, °С	избыточная температура, °С	Коэффициент дефектности, о.е.	
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.
Дефект в начальной стадии развития	5 - 10	< 1,2	меньше значений, приведенных в НД ⁴	5 - 10	5 - 10	≤ 1,2	Устранить при плановом выводе в ремонт, но не позднее, чем через 6 мес.
Развившийся дефект	10 - 30	1,2 – 1,5	(критерии оценки – по столбцу 6)	от 10 до значений, приведенных в НД ⁴ (критерии оценки – по столбцу 6)	10 - 30	1,2 – 1,5	Выполнять усиленный контроль 1 раз в месяц. При росте температуры, устранить при первой возможности, но не позднее начала ОЗМ. В случае выявления подобного дефекта в период ОЗМ - устранить по аварийной заявке
Аварийный дефект	> 30	> 1,5	больше значений, приведенных в НД ⁴	> 30	> 1,5	> 1,5	Устранить по аварийной заявке

Примечания:

1. Сопоставлению с приведенными в таблице критериями для контактов электрических аппаратов и болтовых КС, касающимися температур и превышений температур (столбцы 4 и 5) подлежат измеренные значения последних, пересчитанные к номинальному току.
2. Сопоставлению с приведенными в таблице критериями, для контактов электрических аппаратов и болтовых КС, касающимися избыточных температур (столбцы 2 и 3), а также для опрессованных КС (столбцы 6 и 7) подлежат измеренные значения последних, пересчитанные к половине номинального тока.
3. Из опыта эксплуатации известно, что дефекты сварных КС, избыточная температура которых больше 5°С, считаются опасными и их можно классифицировать как аварийные.
4. НД — нормативные документы (ГКД, ГОСТы, ДСТУ и т. п.).

И.4. Рабочая страница (варианты для болтовых КС и контактов электрических аппаратов с токами через них при диагностике, равными $(0,3-0,5) \cdot I$ ном., а также сварных и опрессованных КС и токами через них, равными $(0,3-1,0) \cdot I$ ном.).

Название электростанции, подстанции, РП, ВЛ	Месторасположение (№ помещения, отметка, № опоры и т.п.)	Оперативное наименование ОРУ, ЗРУ, КТП, ВЛ	Оперативное наименование секции (сборки), ячейки (полю)	Оперативное наименование объекта, фаза
ПС "Чайкино-330"	отм. 0, пом. 54/1	ЗРУ-10/0,4 кВ	53НН	2К-12



Электрические параметры объекта:		Параметры съемки:	
Ном. нагрузка, кВА	75	Дата	11.10.1996
Ном. напряжение, кВ	0,4	Время	11:40:41
Измерен. ток ф. А, А	45	Токр., °С	19,8
Измерен. ток ф. В, А	44	КИ, о.е.	0,88
Измерен. ток ф. С, А	53	Дистанция, м	1,2
Загрузка по фазам, %:			
Фаза А	42	Фаза В	41
Фаза С	49		

Измеренные величины при текущей загрузке фаз:

Фаза А			Фаза В			Фаза С		
Тмакс.	Избыт. температура	Кд	Тмакс.	Избыт. температура	Кд	Тмакс.	Избыт. температура	Кд
37,7°С	0°С	1,21	50,4°С	12,7°С	1,55	59,3°С	21,6°С	1,87

Прогнозируемые величины при нагрузке, равной 50% от номинальной:

57,6°С	0°С	1,21	81,0°С	23,4°С	1,55	66,5°С	8,9°С	1,87
--------	-----	------	--------	--------	------	--------	-------	------

Описание дефекта:

Развившийся дефект опрессованного присоединения кабеля 0,4 кВ на фазе В. Аварийный дефект по коэффициенту дефектности на фазах В и С!

Рекомендации:

Дефект на фазах В и С устранить по аварийной заявке.

Название электростанции, подстанции, РП, ВЛ	Месторасположение (№ помещения, отметка, № опоры и т.п.)	Оперативное наименование ОРУ, ЗРУ, КТП, ВЛ	Оперативное наименование секции (сборки), ячейки (полю)	Оперативное наименование объекта, фаза
РАЭС	площадка 5АТ	ОРУ-110 кВ	В-5АТ	ЛР-5АТ, фаза В



Электрические параметры объекта:		Параметры съемки:	
Ном. нагрузка, МВА	190	Дата	5.07.2001
Ном. напряжение, кВ	110	Время	22:12:23
Измерен. ток ф. А, А	-	Токр., °С	22,3
Измерен. ток ф. В, А	410	КИ, о.е.	0,85
Измерен. ток ф. С, А	-	Дистанция, м	4,0
Загрузка по фазам, %:			
Фаза А	-	Фаза В	41
Фаза С	-		

Измеренные величины при текущей загрузке фаз:

Фаза А			Фаза В			Фаза С		
Тмакс.	Избыт. температура	Кд	Тмакс.	Избыт. температура	Кд	Тмакс.	Избыт. температура	Кд
-	-	-	97,7°С	-	3,72	-	-	-

Прогнозируемые величины при нагрузке, равной 50% от номинальной:

-	-	-	145,3°С	-	3,72	-	-	-
---	---	---	---------	---	------	---	---	---

Описание дефекта:

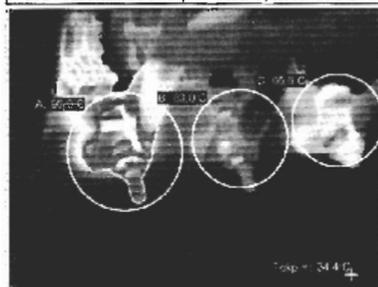
Дефект опрессовки наконечника ошиновки разъединителя фазы В. Аварийный дефект как по максимальной температуре, так и по коэффициенту дефектности!

Рекомендации:

Устранить по аварийной заявке.

И.5. Рабочая страница (варианты для болтовых КС и контактов электрических аппаратов и токами через них при диагностике, равными $(0,5-1,0) \cdot I$ ном.).

Название электростанции, подстанции, РП, ВЛ	Месторасположение (№ помещения, отметка, № опоры и т.п.)	Оперативное наименование ОРУ, ЗРУ, КТП, ВЛ	Оперативное наименование секции (сборки), ячейки (поля)	Оперативное наименование объекта, фаза
ПС "Лесная-330"	отм. 0, пом. 101/2	ЗРУ-10/0,4 кВ	101Т	Зав



Электрические параметры объекта:		Параметры съемки:	
Ном. нагрузка, кВА	200	Дата	28.12.1998
Ном. напряжение, кВ	0,4	Время	11:40:41
Измерен ток ф. А, А	180	Токр., °C	34,4
Измерен ток ф. В, А	250	КИ, о.е.	0,85
Измерен ток ф. С, А	210	Дистанция, м	1,0

Загрузка по фазам, %:

Фаза А	59	Фаза В	82	Фаза С	69
--------	----	--------	----	--------	----

Измеренные величины при текущей загрузке фаз:

Фаза А		Фаза В		Фаза С	
Тмакс.	Превыш. температуры	Тмакс.	Превыш. температуры	Тмакс.	Превыш. температуры
96,0°C	61,6°C	63,0°C	28,6°C	65,6°C	31,2°C

Прогнозируемые величины при номинальной нагрузке:

274,2°C	176,1°C	93,6°C	42,4°C	137,5°C	65,3°C
---------	---------	--------	--------	---------	--------

Описание дефекта:

Аварийный дефект болтового присоединения кабеля к автоматическому выключателю 0,4 кВ на всех трех фазах!

Рекомендации:

Устранить по аварийной заявке.

Название электростанции, подстанции, РП, ВЛ	Месторасположение (№ помещения, отметка, № опоры и т.п.)	Оперативное наименование ОРУ, ЗРУ, КТП, ВЛ	Оперативное наименование секции (сборки), ячейки (поля)	Оперативное наименование объекта, фаза
ЧАЭС	-	ОРУ-330 кВ	поле 6	ВЛ-330-Славутич, ф. А



Электрические параметры объекта:		Параметры съемки:	
Ном. нагрузка, МВА	2000	Дата	24.07.2000
Ном. напряжение, кВ	330	Время	23:40:40
Измерен ток ф. А, А	1900	Токр., °C	16,5
Измерен ток ф. В, А	-	КИ, о.е.	0,85
Измерен ток ф. С, А	-	Дистанция, м	20,0

Загрузка по фазам, %:

Фаза А	90	Фаза В	-	Фаза С	-
--------	----	--------	---	--------	---

Измеренные величины при текущей загрузке фаз:

Фаза А		Фаза В		Фаза С	
Тмакс.	Превыш. температуры	Тмакс.	Превыш. температуры	Тмакс.	Превыш. температуры
61,4°C	44,9°C	-	-	-C	-C

Прогнозируемые величины при номинальной нагрузке:

75,2°C	55,4°C	-	-	-C	-
--------	--------	---	---	----	---

Описание дефекта:

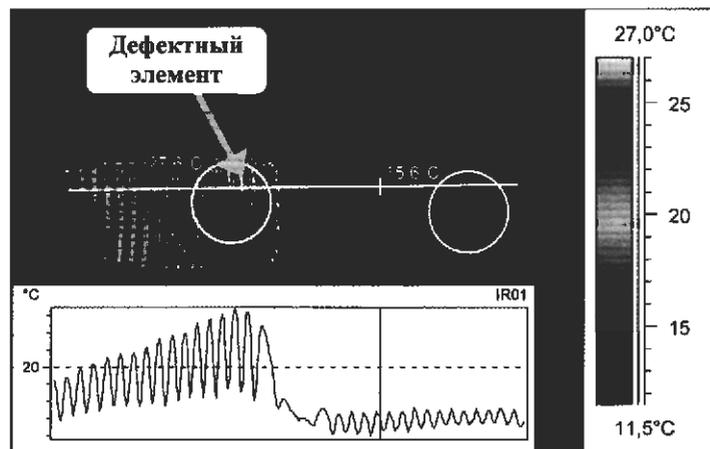
Развившийся дефект болтового соединения нижнего аппаратного зажима фазы А высокочастотного заградителя.

Рекомендации:

Выполнять учащенный контроль 1 раз в месяц. При росте температуры устранить при первой возможности.

И.6. Рабочая страница (варианты №№ 1 и 2 для электрооборудования).

Название электростанции, подстанции, РП, ВЛ	Месторасположение (№ помещения, отметка, № опоры и т.п.)	Оперативное наименование	Оперативное наименование секции (сборки), ячейки (поля)	Оперативное наименование объекта, фаза
ПС "Майская-330"	-	ОРУ-330 кВ	ячейка 11	ВЛ-330-Мозырь, ф.В



Параметры съемки:

Дата	8.05.1999
Время	14:54:23
Токр., °С	11,6
КИ, о.е.	0,85
Дистанция, м	8,0

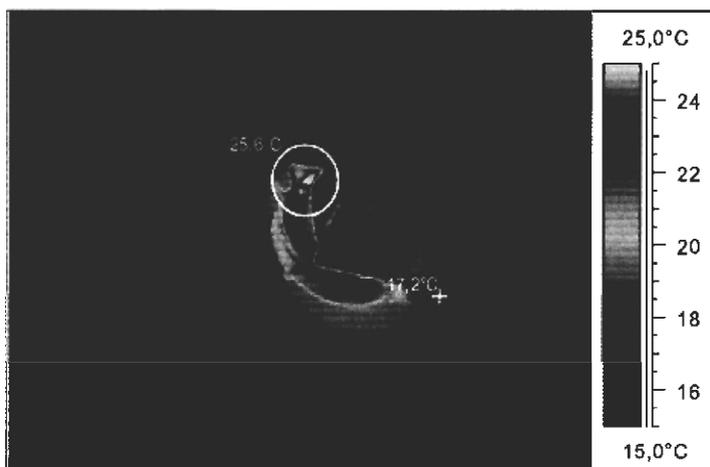
Описание дефекта:

Локальный нагрев верхней части нижнего элемента конденсатора связи СМП-166 (камера при съемке повернута на 90 градусов вправо). Предположительно, имеет место внутренний пробой части секции конденсатора.

Рекомендации:

По аварийной заявке вывести конденсатор из работы, проверить его характеристики в соответствии с ГКД 34.20.302.2002, при необходимости-заменить.

Название электростанции, подстанции, РП, ВЛ	Месторасположение (№ помещения, отметка, № опоры и т.п.)	Оперативное наименование	Оперативное наименование секции (сборки), ячейки (поля)	Оперативное наименование объекта, фаза
ЧАЭС	-	ОРУ-330 кВ	поле 12	ВП-12-330



Параметры съемки:

Дата	19.08.2000
Время	14:45:32
Токр., °С	15,4
КИ, о.е.	0,85
Дистанция, м	12,0

Описание дефекта:

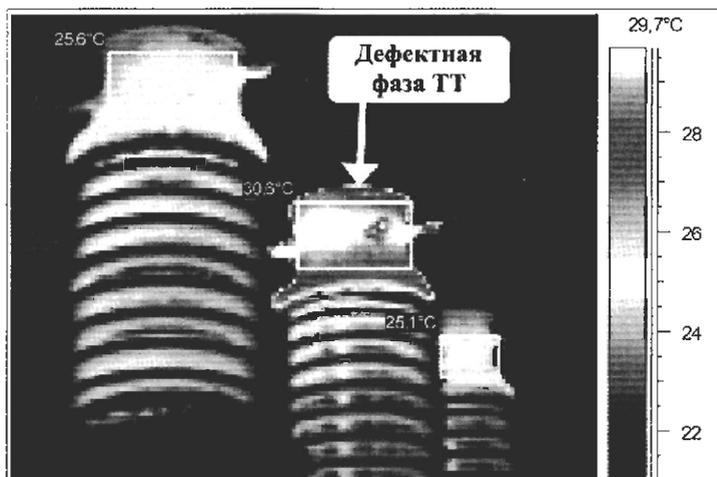
Нагрев торца среднего модуля выключателя ВНВ-330 из-за дефектов внутренней контактной системы модуля.

Рекомендации:

При ближайшем текущем ремонте выполнить ревизию контактной системы модуля выключателя.

И.7. Рабочая страница (варианты №№ 3 и 4 для электрооборудования).

Название электростанции, подстанции, РП, ВЛ	Месторасположение (№ помещения, отметка, № опоры и т.п.)	Оперативное наименование ОРУ, ЗРУ, КТП, ВЛ	Оперативное наименование секции (сборки), ячейки (поля)	Оперативное наименование объекта, фаза
Черниговская ТЭЦ	-	ОРУ-110 кВ	ячейка 7	ТТ-110-Нежин



Параметры съемки:

Дата	23.05.2001
Время	19:56:55
Токр., °С	21,4
КИ, о.е.	0,85
Дистанция, м	9,0

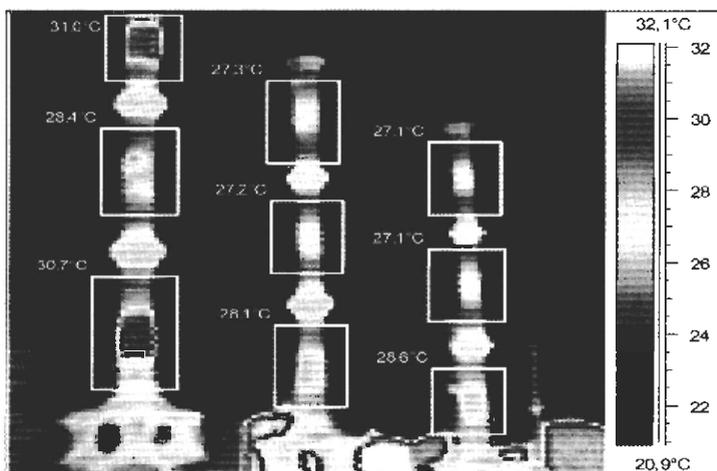
Описание дефекта:

Дефект контактных соединений внутреннего переключателя коэффициента трансформации на средней фазе трансформатора тока ТФНД-110.

Рекомендации:

Выполнить ХАРГ масла из средней фазы ТТ. При ближайшем отключении проверить характеристики ТТ в соответствии с ГКД 34.20.302.2002. При необходимости - выполнить ревизию или замену ТТ.

Название электростанции, подстанции, РП, ВЛ	Месторасположение (№ помещения, отметка, № опоры и т.п.)	Оперативное наименование ОРУ, ЗРУ, КТП, ВЛ	Оперативное наименование секции (сборки), ячейки (поля)	Оперативное наименование объекта, фаза
ЧАЭС	площадка 1АТ-2АТ	ОРУ-330 кВ	1АТ	РВМГ-110-1АТ



Параметры съемки:

Дата	18.04.1997
Время	18:46:11
Токр., °С	21,2
КИ, о.е.	0,85
Дистанция, м	15,0

Описание дефекта:

Внутреннее увлажнение или загрязнение среднего элемента вентильного разрядника РВМГ-110 (левая фаза) из-за потери элементом герметичности.

Рекомендации:

При ближайшем текущем ремонте проверить характеристики разрядника в соответствии с ГКД 34.20.302.2002, выполнить ревизию и ремонт дефектного элемента.

И.8. Заключительная страница.

Перечень ЭО (присоединений), отключенных на момент обследования:

Вид ЭО, КСК, токоведущая часть	Месторасположение (№ помещения, отме тка, № опоры и т. п.)	Оперативное наименование ОРУ, ЗРУ, КТП, ВЛ	Оперативное наименование секции (оборудования), ячейки (полюса)	Оперативное наименование объекта
Система шин	-	ОРУ-330	поля 1-4	все присоединения
Разрядник	-	ОРУ-110	ячейка 8	РВС-110-1С
Трансформатор	площадка 1АТ, 2АТ	ОРУ-330	-	1АТ
Секция 0,4 кВ	отм. +1,1; п.123/3	КРУ-6 кВ ПС ОСО	2ННА	ячейки 23-31

Список дефектов, выявленных при диагностике:

Месторасположение	Наименование РУ	Оперативное наименование	Описание дефекта	Фаза	T _{макс} , °С	Превыш. темп. °С	Избыточная темпер. °С	Кэф. дефектности	Класс дефекта	Рекомендуемый срок устранения
Блок 1	секция 12Н	Ф-1	болтовое присоединение кабеля	А	78	47	-	-	Развившийся	Учащенный контроль 1 мес.
Блок 1	секция 12Н	Ф-1	болтовое присоединение кабеля	В	23	8	-	-	Начальная стадия	При плановом ремонте, но не позднее 3-х месяцев
Блок 3	секция 322НА	НПГ-3	нижний вытчной контакт автомата	А	107	82	-	-	Аварийный	По аварийной заявке
2СШ	ОРУ-110	В-2СШ	Опрессованное соединенное спуска к верхнему выводу ТТ	С	123	-	68	3,21	Аварийный	По аварийной заявке
Секция 1	ОРУ-330	РВМК-330-1СШ	2-й основной элемент от провода холоднее других на 4°С	В	-	-	-	-	-	Выполнить испытания и принять решение в теч. 7 дней
2СШ	ОРУ-110	В-110-1АТ	Нагрев торца модуля выключателя	А	-	-	5	-	-	30 дней

Итоговые данные:

Контакты и контактные соединения:	
Класс дефекта	Количество
Начальная стадия	1
Развившийся дефект	1
Аварийный дефект	2
Всего:	4
Электрооборудование:	
Разрядники	1
Воздушные выключатели	1
Всего:	2
Итого:	6

Обследование выполнено тепловизором типа _____ зав. № _____

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ СПРАВОЧНОЙ, МЕТОДИЧЕСКОЙ И ДРУГОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Абрамов В. Д., Хомяков М. В.* Эксплуатация изоляторов высокого напряжения, "Энергия", Москва, 1976.
2. *Андреев Л. Е, Снетков А. Ю.* Тепловизионное обследование вводов. — Электрические станции, №4, 1999.
3. *Андреанов В. Н.* Электрические машины и аппараты, "Колос", Москва, 1971.
4. *Арбузов Р. С, Лавров В. Ю., Толчин В. М., Овсянников А. Г.* Ультрафиолетовая и инфракрасная дефектоскопия изоляционных конструкций. — Энергетик, № 8, 2004.
5. *Афанасьев В. В., Адоньев Н. М., Кибель В. М., Сирота И. М., Стогний Б. С.* Трансформаторы тока, "Энергоатомиздат", Ленинград, 1989.
6. *Афонин А. В., Поляков В. С.* и др. Инфракрасная термография в энергетике, том 1. Основы инфракрасной термографии. — изд. ПЭИПК. С.Пб., 2000.
7. *Бажанов С. А.* Техническое обслуживание и ремонт вводов и изоляторов высокого напряжения, "Энергоатомиздат", Москва, 1984.
8. *Бажанов С. А.* Выбор аппаратуры для испытаний электрооборудования, "Энергоатомиздат", Москва, 1987.
9. *Бажанов С. А.* Инфракрасная диагностика электрооборудования распределительных устройств. Библиотека электротехника, приложение к журналу "Энергетик" выпуск 4 (16). — НТФ "Энергопрогресс", Москва, 2000.
10. *Бажанов С. А.* Применение средств инфракрасной техники в электроэнергетике. — Энергетик, № 2, 2005.
11. *Бажанов С. А.* Тепловизионный контроль электрооборудования в эксплуатации, (часть 1-я) — приложение к журналу "Энергетик", выпуск 5 (77), изд. НТФ "Энергопрогресс", Москва, 2005.
12. *Бажанов С. А.* Тепловизионный контроль электрооборудования в эксплуатации, (часть 2-я) — приложение к журналу "Энергетик", выпуск 6 (78), изд. НТФ "Энергопрогресс", Москва, 2005.
13. *Бойко А. Г., Чернов В. Ф.* Тепловизионный контроль разрядников РВС. — Энергетик, № 10, 1990.
14. *Братыгин А. Л., Козлов В. Р.* Современные тепловизоры компании FLIR Systems. — Энергетик, № 5, 2005.
15. *Вавилов В. П.* Тепловые методы неразрушающего контроля (справочник). — Москва, "Машиностроение", 1991.
16. *Вавилов В. П., Климов А. Г.* Тепловизоры и их применение. — изд. "Интел универсал", Москва, 2002.
17. *Вихров В. И.* Опыт тепловизионного контроля ВЛ и трансформаторных подстанций. — Энергетик, №8, 1992.
18. *Власов А. Б.* Тепловизионный метод контроля физических параметров высоковольтных вводов. — Электротехника, №4, 1994.

19. Власов А. Б., Афанасьев Н. С., Джура А. В. Использование тепловизоров для контроля состояния электрооборудования в Колэнерго. — Электрические станции, № 12, 1994.
20. Власов А. Б., Джура А. В. Результаты многолетнего использования тепловизора для контроля состояния электрооборудования в Колэнерго. — Электрические станции, № 8, 1996.
21. Власов А. Б. Программа приведения данных тепловизионного контроля к единому критерию. — свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2000610836 (Россия) по заявке № 2000610709 от 5.07.2000, зарегистрирована 4.09.2000.
22. Власов А. Б., Джура А. В. Анализ данных тепловизионного контроля электрооборудования в Колэнерго. — Электрические станции, № 7, 2002.
23. Гемке Р. Г. Неисправности электрических машин/Под ред. Р. Б. Уманцева. — 9-е изд., "Энергоатомиздат", Ленинград, 1989.
24. Гинсбург М. Л., Лесин Н. М., Савик А. А. Тепловизионные обследования электрооборудования энергетических предприятий Республики Беларусь. — Энергетик, № 1, 2004.
25. Голунов А. М., Сещенко Н. С. Охлаждающие устройства масляных трансформаторов. — изд. "Энергия", Москва, 1976.
26. Госсорг Ж. Инфракрасная термография: основы, техника, применение. — изд. "Мир", Москва, 1988.
27. Григорьев А. В., Осотов В. Н. О совершенствовании и расширении методов контроля теплового состояния турбогенераторов. — Электрические станции, № 11, 1999.
28. Данилович М. С., Спрыса В. В., Кривуля З. М., Масюкевич В. В., Служинский В. П. Особенности наладки и монтажа электрооборудования 750 кВ. — Электрические станции, № 3, 1990.
29. Дзекцер Н. Н., Висленев Ю. С. Многоамперные контактные соединения. — изд. "Энергоатомиздат", Ленинград, 1987.
30. Долин А. Н. Современные токопроводы. — "Высшая школа, Москва, 1988.
31. Долин А. Н., Першина Н. Ф., Сmealов В. В. Опыт проведения комплексных обследований силовых трансформаторов. — Электрические станции, № 6, 2000.
32. Дороватовский Н. М., Розов Г. И. Использование тепловизионного контроля при испытаниях железа статоров генераторов. — Электрические станции, № 11, 2003.
33. Дымков А. М., Кибель В. М., Тишенин Ю. В. Трансформаторы напряжения, Москва, "Энергия", 1975.
34. Иваненко В. Е., Чернов В. Ф. Оборудование и технология тепловизионного контроля линий электропередачи с вертолета МИ-2. — Энергетик, № 3, 1990.
35. Ключко В. П., Сорокин А. Ю., Тисленко В. В. Тепловизионная диагностика дефектов элементов воздушных линий электропередачи. — Энергетика и электрификация, № 7, 2000.
36. Козырев Б. И. Применение пирометра для контроля состояния паек лобовых соединений обмотки статора гидрогенератора. — Электрические станции, № 7, 2000.

37. Константинов А. Г., Осотов В. Н., Осотов А. В. Тепловизионный контроль высоковольтных вентильных разрядников. — Электрические станции, № 12, 1998.
38. Коротков Г. С., Членов М. Я. Ремонт оборудования и аппаратуры распределительных устройств. — издание четвертое, "Высшая школа", Москва, 1990.
39. Кузнецов В. И., Сазонова И. Г., Коновалова Г. А. О комплексном обследовании масляных баковых выключателей 110-220 кВ. — Электрические станции, № 5, 2002.
40. Куринний Е. Г., Верьовкін В. М., Вальков М. Г. Тепловізор. Діагностика електроустаткування на промислових підприємствах. — Энергетика и электрификация, № 2, 2000.
41. Лесин Н. М., Савик А. А. Термографическое обследование электрооборудования в Белорусской энергосистеме. — Энергетик, № 7, 2005.
42. Лушин А. Н., Коновалова Г. А., Михайлова Г. Ф. Опыт эксплуатации высоковольтных вводов выключателей типа ВГБ-35. — Электрические станции, № 5, 2002.
43. Малов А. В., Снетков А. Ю. Тепловизионное обследование силовых трансформаторов. — Энергетик, № 2, 2000.
44. Масленников Д. С., Константинов А. Г., Осотов В. Н., Парылис М. Э., Гредитор А. М., Фоминых Ю. А. О тепловизионном контроле электротехнического оборудования. — Электрические станции, № 11, 1985.
45. Милованов С. В. Тепловизионные системы серии MIDAS NEC (Япония). — Энергетик, № 11, 2003.
46. Милованов С. В. Новые возможности инфракрасного и ультрафиолетового контроля электроэнергетического оборудования. — Энергетик, № 2, 2005.
47. Михеев Г. М., Баталыгин С. Н. Методика распознавания точки дефекта в контактных соединениях выключателя серии ВМТ на основе термографирования. — Промышленная энергетика, № 10, 2004.
48. Моисеев В. А., Лукичев А. Н. Инфракрасная термография в диагностике высоковольтного электрооборудования. — Энергетик, № 10, 2003.
49. Морозова Т. В., Смирнова Т. М. Полимерные изоляторы для высоковольтных установок, "Информэлектро", Москва, 1977.
50. Новоселов О. О., Осотов В. Н. О тепловизионном контроле систем охлаждения мощных силовых трансформаторов. — Электрические станции, № 6, 2000.
51. Обложин В. А. Контроль подвесной изоляции тепловизором. — Электрические станции, № 11, 1999.
52. Обложин В. А. Тепловизионный контроль при организации ремонтов электротехнического оборудования по его состоянию. — Электрические станции, № 6, 2000.
53. Обложин В. А. Компьютерная модель тепловизионных обследований электроустановок. — Электрические станции, № 6, 2002.
54. Озерницкий И. М. FLIR Systems открывает новые горизонты в термографии. — Энергетик, № 9, 2002.
55. Озерницкий И. М. Новые горизонты в термографии. — Энергетик, № 4, 2003.
56. Петров Г. Н. Электрические машины, издание третье, переработанное. Часть первая. Введение. Трансформаторы. — "Энергия", Москва, 1974.

57. Петрущенко М. В., Чередеев Д. А. Приборы диагностики оборудования электрических станций и сетей. — Энергетик, № 1, 2004.
58. Поляков В. С. Применение тепловизионных приемников для выявления дефектов высоковольтного оборудования. — Ленинград, 1990.
59. Поляков В. С. Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования. — С. Пб., 1996.
60. Поляков В. С., Петров Л. С., Сидельников С. С. Методика тепловизионного контроля электрооборудования. — АОЗТ "ТТМ" (Техника. Тепловедение. Медицина), С. Пб.
61. Попов И. Н., Зражевский С. М., Калмыков А. В. О контроле состояния и настройке щеточно-контактных аппаратов турбогенераторов. — Электрические станции, № 1, 2002.
62. Попов Г. В., Рогожников Ю. Ю. Алгоритм комплексной диагностики масляных трансформаторов. — Электрические станции, № 8, 2003.
63. Применение инфракрасной термографии в профилактическом обслуживании и ремонте (учебный курс). — Snell Infrared, USA, 1998.
64. Родионов В. И. Использование отечественных и зарубежных приборов инфракрасной техники в энергетике. — Электрические станции, № 4, 2003.
65. Родштейн Л. А. Электрические аппараты. — издание четвертое, "Энергоатомиздат", Ленинград, 1989.
66. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций, "Энергия", Москва, 1975.
67. Сви П. М. Методы и средства диагностики оборудования высокого напряжения, "Энергоатомиздат", Москва, 1992.
68. Смекалов В. В., Горюнов А. К., Кухтиков В. А., Владимирский Л. Л. О работе опорных стержневых фарфоровых изоляторов в распределительных устройствах 110–220 кВ. — Энергетик, № 8, 2003.
69. Соловей А. И. Потребители электрической энергии. Методическое пособие для самостоятельной работы студентов, часть 3-я. — учебное издание Национального технического университета Украины "Киевский политехнический институт", Киев, 1996.
70. Сосинович В. И., Сидоренко М. Г. Расчет tgδ изоляции трансформаторов тока 110 кВ на основе приема инфракрасного излучения. — Энергетик, № 7, 2003.
71. Сосинович В. И., Сидоренко М. Г. Расчет tgδ изоляции трансформаторов тока 110 кВ на основе приема инфракрасного излучения (продолжение). — Энергетик, № 8, 2003.
72. Справочник по электрическим аппаратам высокого напряжения, под редакцией В. В. Афанасьева, "Энергоатомиздат", Москва, 1987.
73. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения, издание 2-е, под редакцией И. А. Баумштейна и М. В. Хомякова, "Энергоиздат", Москва, 1981.
74. Тарле Г. Е. Ремонт и модернизация систем охлаждения мощных трансформаторов, "Энергия", Москва, 1976.
75. Фарбман С. А., Бун А. Ю., Райхлин И. М. Ремонт и модернизация трансформаторов, "Энергия", Москва, 1976.

76. Шшшман Д. В., Пружинина В. И., Савельев В. П. Вентильные разрядники высокого напряжения, "Энергия", Ленинград, 1971.
77. Шумило В. Г. Возможности инфракрасной диагностики, опыт и результаты ее применения в ОАО "Луганскоблэнерго". — Энергетика и электрификация, № 1, 2002.
78. Усенко А. Ф. Воздушные выключатели с воздухом наполненными отделителями, "Энергоатомиздат", Москва, 1986.
79. Хренников А. Ю., Еганов А. Ф., Курьлев В. Б., Смолин А. Ю., Щербаков В. В., Языков С. А. Тепловизионный контроль генераторов и импульсное дефектографирование силовых трансформаторов. — Электрические станции, № 8, 2001.
80. Юриков П. А. Вентильные разрядники для электроустановок. — "Энергия", Москва, 1975.
81. Инструкция по эксплуатации (№ 40000-Р) стационарных свинцово-кислотных герметичных необслуживаемых аккумуляторных батарей технологии AGM: Marathon, Sprinter, Tudor. Deutsche EXIDE GmbH, Германия.
82. Информационное письмо № 8-91 "Рекомендации по применению наиболее эффективных методов диагностики развивающихся дефектов в электрооборудовании 110 кВ и выше", СПО ОРГРЭС, Москва, 1992.
83. Машины синхронные. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. ОГС. 460.004 ТО.
84. Машины электрические постоянного тока. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. ОБС.460.235 ТО.
85. РД 153-34.0-20.363-99. Основные положения методики инфракрасной диагностики электрооборудования и ВЛ. — РАО "ЕЭС России", Москва, 2001.
86. РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. — РАО "ЕЭС России", Москва, 1998.
87. РД ЭО-188-00. Методические рекомендации по диагностике электрических аппаратов, распределительных устройств электростанций и подстанций.
88. Система охлаждения трансформаторов вида Ц. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. ОВБ 412.392.ТО, ВИТ, 1974.
89. Стационарные герметизированные свинцовые батареи типа OPzV Varta. Техническое описание, инструкция по монтажу и эксплуатации, специальное издание компании VHD Industriebatteritn GmbH. Хаген, Германия.
90. Стационарные герметизированные свинцовые батареи типа VbV Varta. Техническое описание, инструкция по монтажу и эксплуатации, специальное издание компании VHD Industriebatteritn GmbH. Хаген, Германия.
91. Типовая инструкция по эксплуатации узла контактных щеток и щеточного аппарата турбогенераторов мощностью 165 МВт и выше. ТИ 34-70-024-84. — СПО "Союзтехэнерго", Москва, 1984.
92. Applied Infrared Training Course Manual, Edition II, Academy of Infrared Thermography, Sweden, 1989.

93. *Asetta Joseph S., Shumaker David L.*: The Infrared and Electro-Optical Systems Handbook, Volumes 1-8. — SPIE Optical Engineering Press, Bellingham, Washington, 1993.
94. *Baird, George S.*, Thermographic Aspects of Industrial Predictive Maintenance, Proceedings of SPIE, vol. 371, 1982.
95. *Baird, George S.*, Economics of Thermographic Predictive Maintenance Inspections, SPIE, vol. 520, Thermosense, v.11, 1984.
96. *Bramson Mikael A.*: Infrared Radiation, A Handbook for Applications. — Plenum press, N.Y.
97. *Evans J.*: Meteorology and Infrared Measurements. — Proc. SPIE "Thermosense IV", Vol. 313, USA, 1981.
98. *Lawrence Tim*, Thermography Reduces Maintenance Costs in Electricity Supply Industry, Infrared Observer, No. 8, AGEMA Infrared Systems AB, Sweden, 1992.
99. *Level 1 Training Manual*. — Academy of Infrared Thermography, Sweden, 1994.
100. *Mading R.P.*: Thermographic Instruments and Systems. — Madison, Wisconsin, University of Wisconsin — Extension, Department of Engineering and Applied Science.
101. *Miljure Robert*, Infrared Thermography Finds Process Hot Spots, Chemical Engineering Progress, USA, March 1992.
102. *Newport Ron*, Infrared Thermography a Unique Predictive Maintenance Tool, Report for International Maintenance Technology & Information Symposium, Calgary, Oct. 1991.
103. *Nondestructive Testing Handbook*, Vol. 3 "Infrared and Thermal Testing". — ASNT, USA, 2001.
104. *ThermaCam Reporter 2002, Operators Manual*. — Publ. 1 557 520, FLIR Systems AB, USA, 2002.
105. *Thermographic Inspection of Electrical Installation*. — Publ. 556 776, AGEMA Infrared Systems Inc., Sweden, 1985.
106. *Thermovision 800 series. Maintenance Manual*. — Publ. 556 556 803, Produced by John Carr & Associates, Printed in England, 1985.
107. *Training in Infrared Thermography at AGEMA Infrared Systems AB*. — Cronholm konsult, Sweden, 1995.
108. *Vicek J.*: Determination of Emissivity with Imaging Radiometers and Some Emissivities at $\lambda = 5$ microns. — Photogrammetric Engineering and Remote Sensing.
109. *Wolfe William L., Zissis George J.*: The Infrared Handbook. — Office of Naval Research, Department of Navy, Washington, D.C.
110. *Wolfe William L.*: Handbook of Military Infrared Technology, Office of Naval Research, Department of Navy, Washington, D.C.
111. *STANAG 4247*. Definition of Nominal Static Range Performance for Thermal Imaging Systems. 1995.
112. *STANAG 4349*. Measurement of Minimum Resolvable Thermal Difference (MRTD) of Thermal Cameras. 1995.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЕ И УЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ

Ключевые слова: техническое диагностирование, инфракрасная техника, термография, тепловизор, пирометр, электрооборудование, токоведущие части, контактные соединения и контакты всех видов и исполнений, электроустановки напряжением 0,22–750 кВ, электрические машины постоянного и переменного тока, синхронные генераторы и компенсаторы, силовые трансформаторы, автотрансформаторы, шунтирующие реакторы, высоковольтные вводы и изоляторы, электрические аппараты, силовые кабельные линии, воздушные линии электропередачи, системы возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов, системы бесперебойного питания, полупроводниковые преобразователи частоты, компоненты электронных узлов, организация диагностики, порядок проведения, методические указания, критерии отбраковки, база данных.

НАВЧАЛЬНО-МЕТОДИЧНЕ ВИДАННЯ

Гобрей Роман Миколайович
Чернов Віктор Федорович
Удод Євген Іванович

Діагностування електроустановок 0,4—750 кВ засобами інфрачервоної техніки

(українською та російською мовами)

Директор видавництва *В. В. Воробей*
Відповідальний за випуск *Є. В. Письмак*
Науково-технічний редактор *Є. І. Удод*
Комп'ютерна верстка *Г. Б. Войцехівська*

Оригінал-макет і друк
Видавництво "КВІЦ"

Передано в набір 2.04.2007 р. Підписано до друку 11.06.2007 р.
Формат 70x100¹/₁₆ Папір офсетний, 70 г/м². Гарнітура літературна.
Друк офсетний. Ум.-друк. арк. 60,45. Зам. № 121-07.

Видавництво "КВІЦ"
04080, м. Київ, вул. Фрунзе, 19-21, тел.: 417-21-72, 462-48-51, 417-53-70
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру суб'єктів видавничої справи
ДК № 461 від 23.05.2001 р.



**Євген Іванович
Удод**

Інженер-електрик



**Роман Миколайович
Гобрей**

Інженер-електрик



**Віктор Федорович
Чернов**

Інженер-електрик

Президент Української науково-технічної електроенергетичної асоціації. Віце-президент — виконавчий директор Всукраїнського енергетичного комітету Всесвітньої енергетичної Ради. Доктор технічних наук.

Закінчив Харківський політехнічний інститут.

Лауреат премії Ради міністрів СРСР в галузі науки і техніки.

Лауреат Державної премії України в галузі науки і техніки.

Лауреат премії Платона Української академії наук.

Автор більше 150 наукових праць і винаходів.

Керівник відділення енергетики Української академії наук.

Фахівець із експлуатації та діагностики електроустановок під робочою напругою.

Спеціаліст ДП "Науково-технічний учбово-консультаційний центр Української науково-технічної електроенергетичної асоціації.

Закінчив Львівський політехнічний інститут.

Працював начальником високовольтної лабораторії Центральної науково-дослідної лабораторії ВЕО "Донбасенерго", начальником ділянки спеціальних випробувань та вимірювань Чорнобильської АЕС, начальником відділу діагностики обладнання ВП "Атомремонт-сервіс" НАЕК "Енергоатом".

Автор семи винаходів, численних публікацій в періодичній науково-технічній пресі.

Нагороджений бронзовими медалями ВДІГ СРСР та УРСР.

Сертифікований фахівець із застосування інфрачервоної термографії в енергетиці.

Начальник лабораторії тепловізійного контролю та ультразвукової діагностики служби діагностики та захисту від перенапруг Донбаської енергетичної системи НЕК "Укренерго".

Працював на різних посадах в електротехнічних лабораторіях ВАТ "Донбасенерго".

Закінчив Харківський політехнічний інститут.

Видахідник, автор численних публікацій в періодичній науково-технічній пресі.

Нагороджений медаллю СРСР "За трудову доблесть", бронзовою медаллю ВДНГ СРСР, знаком НЕК "Укренерго" — "За заслуги".

Сертифікований фахівець із застосування інфрачервоної термографії в енергетиці.