

**НОРМАТИВНЫЙ ДОКУМЕНТ МИНТОПЭНЕРГО УКРАИНЫ.
МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ**

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЕ
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И КОНТАКТНЫХ СОЕДИНЕНИЙ
ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК И ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ
СРЕДСТВАМИ ИНФРАКРАСНОЙ ТЕХНИКИ**

СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007

Аутентичный перевод

**Киев
МИНИСТЕРСТВО ТОПЛИВА И ЭНЕРГЕТИКИ УКРАИНЫ
ГОСУДАРСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
"НАЦИОНАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ "УКРЭНЕРГО"
2007**

УДК 621.315.1:621.384.3

ББК 31.279.1

ТЗ8

- 1 РАЗРАБОТАНО: Дочернее предприятие "Научно-технический учебно-консультационный центр "АсЭлЭнерго" (ДП НТУКЦ "АсЭлЭнерго")
- 2 РАЗРАБОТЧИКИ: Р. Гобрей, В. Чернов, М. Юхименко,
В. Онищенко, Г. Гримуд, канд.техн.наук,
В. Абрамов, канд.техн.наук;
С. Меженный, канд.техн.наук,
В. Таловерья, канд.техн.наук,
Е. Удод, канд.техн.наук
- 3 ВНЕСЕНО: Отдел развития и методологического обеспечения
надежной работы электрических сетей Департамента
по вопросам электроэнергетики Минтопэнерго Украины,
В. Скрипниченко
- 4 СОГЛАСОВАНО: Заместитель Министра топлива и энергетики
Украины А. Шеберстов
- Департамент стратегической политики
и перспективного развития ТЭК Минтопэнерго
Украины, К. Фролов
- Департамент по вопросам электроэнергетики
Украины Минтопэнерго Украины, С. Меженный
- Департамент юридического обеспечения
Минтопэнерго Украины, Р. Ахметов
- 5 УТВЕРЖДЕНО И ВВЕДЕНО В ДЕЙСТВИЕ: приказ Министерства топлива и энергетики Украины
от 15 февраля 2007 г. № 89
- 6 НА ЗАМЕНУ: ГКД 34.20.302 — 2002 "Норми випробувань електрообладнання",
утвержденного прик. № 503 Минтопэнерго Украины
от 28.08.02, в части приложения "Е"
- 7 ТЕРМИН ПРОВЕРКИ: 2012 год

Право собственности на настоящий документ принадлежит ГП НЭК "Укрэнерго" и ДП НТУКЦ "АсЭлЭнерго".

Восстанавливать, тиражировать и распространять документ полностью или частично на любых носителях информации без официального разрешения запрещено.

Относительно урегулирования прав собственности следует обращаться к ГП НЭК "Укрэнерго" и ДП НТУКЦ "АсЭлЭнерго".

ISBN 978-966-96441-7-6

© ГП НЭК "Укрэнерго", 2007

©ДП НТУКЦ "АсЭлЭнерго", 2007

СОДЕРЖАНИЕ

	С.
1 Область применения	1
2 Нормативные ссылки	2
3 Термины и определения понятий	5
4 Обозначения и сокращения	12
5 Организация системы технического диагностирования электрооборудования, контактных соединений электроустановок и воздушных линий средствами инфракрасной техники	14
6 Технические требования к средствам инфракрасной техники и вспомогательному оборудованию	17
7 Основные факторы, влияющие на точность измерения температуры	19
7.1 Правильность калибровки измерительной аппаратуры, экспресс-калибровка	19
7.2 Излучательная способность поверхности контролируемого объекта	19
7.3 Настройки измерительной аппаратуры	19
7.4 Мгновенное поле зрения	20
7.5 Угол наблюдения поверхности объекта	20
7.6 Особенности структуры и геометрии обследуемой поверхности	20
7.7 Тепловой фон	20
7.8 Наведенное тепло от окружающих объектов	21
7.9 Солнечное излучение	21
7.10 Ветер, потоки воздуха при вентиляции	21
7.11 Прочие метеоусловия	22
7.12 Нагрев индукционными токами	22
7.13 Магнитные поля	22
7.14 Коронирование, разряды по поверхности объекта	22
7.15 Тепловая инерция обследуемых объектов	23
7.16 Фазовые превращения	23
8 Общие указания по выполнению обследований	23
8.1 Периодичность обследований	23
8.2 Подготовка к обследованию	24
8.3 Проведение обследований	25
9 Диагностирование открытых контактных соединений (контактов) и токоведущих частей электрооборудования и воздушных линий электропередачи	26
10 Диагностирование различных видов электрооборудования	40
10.1 Основные положения	40
10.2 Электрические машины постоянного и переменного тока	43

10.3 Силовые трансформаторы, автотрансформаторы и шунтирующие реакторы на напряжение свыше 1000 В	59
10.4 Коммутационные электрические аппараты с номинальным напряжением свыше 1000 В	68
10.5 Измерительные трансформаторы тока на напряжение свыше 1000 В	76
10.6 Измерительные электромагнитные и емкостные трансформаторы напряжения на напряжение свыше 1000 В	79
10.7 Сборные и соединительные шины, ошиновка распределительных устройств, высокочастотные заградители, бетонные токоограничивающие реакторы на напряжение свыше 1000 В	81
10.8 Вентильные разрядники	82
10.9 Нелинейные ограничители перенапряжений	84
10.10 Высоковольтные вводы	87
10.11 Комплектные экранированные токопроводы на напряжение свыше 1000 В	89
10.12 Конденсаторы связи, емкостных делителей напряжения и силовые конденсаторы	91
10.13 Фарфоровые опорно-стержневые, штыревые и проходные изоляторы	92
10.14 Фарфоровые подвесные изоляторы, гирлянды изоляторов	93
10.15 Воздушные линии электропередачи	94
10.16 Силовые кабельные линии	95
10.17 Комплектные распределительные устройства, комплектные трансформаторные подстанции на напряжение свыше 1000 В	97
10.18 Электроустановки и электрооборудование на напряжение ниже 1000 В	98
10.19 Электрооборудование систем возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов, систем бесперебойного питания, преобразователей частоты, компоненты электронных устройств	104
10.20 Аккумуляторные батареи	106
11 Оформление результатов диагностирования	107
12 Техника безопасности и охрана труда при проведении диагностирования	108
12.1 Общие положения	108
12.2 Выполнение работ в электроустановках свыше 1000 В	108
12.3 Выполнение работ в электроустановках ниже 1000 В	108
12.4 Выполнение работ в условиях радиационной опасности	109
12.5 Выполнение работ при аэроинспекции воздушных линий	109
Приложение А Коэффициенты излучения различных материалов	110
Приложение Б Расчет разности температур масла на входе и выходе охладителя системы охлаждения типа ДЦ	122
Приложение В Библиография	123

ВВЕДЕНИЕ

Техническое диагностирование электрооборудования и контактных соединений электроустановок и воздушных линий электропередачи (ВЛ) средствами инфракрасной техники (ТД ИКТ) является одним из наиболее эффективных направлений совершенствования системы технической диагностики.

Несмотря на то что ТД ИКТ присущий ряд факторов, усложняющих выполнение диагностики (влияние погодных условий, необходимость создания соответствующего режима электросети, значительная стоимость диагностического оборудования, необходимость подготовки специально обученного персонала), по сравнению с традиционными методами, этот метод диагностики электрооборудования обладает рядом достоинств и преимуществ:

- диагностику проводят на действующем оборудовании, она не требует его отключения, при этом не нарушается ни режим работы диагностируемого объекта, ни его техническое состояние, ни энергоснабжение потребителей;

- нет необходимости выполнять оперативные переключения и подготовку рабочего места;

- при проведении диагностики обеспечивается безопасность персонала, поскольку при этом используется дистанционный бесконтактный метод;

- при проведении диагностики обеспечивается высокая производительность труда;

- обеспечивается необходимая точность и достоверность результатов, использование тепловизора позволяет видеть тепловую картину целиком, что исключает пропуск дефектов;

- дефекты оборудования можно выявлять на ранней стадии их развития, что позволяет планировать ремонты для своевременного устранения этих дефектов, переходить от системы планово-предупредительных ремонтов оборудования к ремонтам по его техни-

ческому состоянию, а также обоснованно планировать и эффективно использовать рабочую силу и фонд запасных частей;

— в ряде случаев ТД ИКТ является единственным способом для обнаружения дефектов электрооборудования, контактных соединений и контактов без обесточения объекта диагностики.

Настоящие Методические указания разработаны с целью обеспечения единых технических требований к условиям и порядку проведения ТД ИКТ и оценке результатов такого диагностирования.

При разработке настоящих Методических указаний были учтены результаты работ по тепловизионному контролю электрооборудования и воздушных линий электропередачи, проводившихся в энергосистемах Украины и России, использованы информационные материалы зарубежных фирм-производителей средств инфракрасной техники и компаний, выполняющих диагностику средствами ИКТ.

УТВЕРЖДЕНО

Приказ Министерства топлива
и энергетики Украины
от 15 февраля 2007 г. № 89

СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007

НОРМАТИВНЫЙ ДОКУМЕНТ МИНТОПЭНЕРГО УКРАИНЫ. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

ТЕХНИЧЕСКОЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И КОНТАКТНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК И ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ СРЕДСТВАМИ ИНФРАКРАСНОЙ ТЕХНИКИ

Введен в действие 2007-03-15

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1 Настоящие Методические указания содержат методические указания по организации, проведению и оценке результатов технического диагностирования средствами инфракрасной техники (далее — ТД ИКТ) электрооборудования и контактных соединений (контактов) электроустановок и воздушных линий электропередачи напряжением 0,22—750 кВ, которые принимают участие в производстве, преобразовании, передаче и распределении электроэнергии.

1.2 Настоящие Методические указания распространяются на ТД ИКТ следующих видов электрооборудования и контактных соединений (контактов):

- контактные соединения и контакты всех видов и исполнений, применяемые в электрооборудовании и электроустановках напряжением 0,22—750 кВ;
- электрические машины постоянного и переменного тока всех мощностей и напряжений;
- силовые трансформаторы, автотрансформаторы, шунтирующие реакторы;
- высоковольтные вводы и изоляторы;
- электрические аппараты (коммутационные электрические аппараты, измерительные трансформаторы тока и напряжения, высокочастотные заградители, бетонные токоограничивающие реакторы, конденсаторы связи, емкостные делители напряжения и силовые конденсаторы, вентильные разрядники и ограничители перенапряжений);
- силовые кабельные линии;
- воздушные линии электропередачи;
- электроустановки и электрооборудование на напряжение до 1000 В;
- электрооборудование систем возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов;
- электрооборудование систем бесперебойного питания, полупроводниковые преобразователи частоты, компоненты их электронных узлов.

1.3 Настоящие Методические указания являются обязательными для выполнения всеми субъектами электроэнергетики, а также предприятиями и организациями, которые выполняют техническое диагностирование электрооборудования электроустановок и воздуш-

ных линий электропередачи на объектах электроэнергетики, независимо от их ведомственной принадлежности и форм собственности.

1.4 Для более эффективного использования ТД ИКТ, подготовки персонала и детального изучения вопросов, связанных с этим видом диагностики, рекомендуется совместно с настоящими Методическими указаниями использовать учебно-методическое пособие [1].

1.5 На основе настоящих Методических указаний на предприятиях можно разрабатывать местные инструкции и указания с учетом особенностей технических характеристик существующей инфракрасной техники и видов электрооборудования и контактных соединений, подлежащих техническому диагностированию, при этом в части нормативных требований местные инструкции и указания не должны противоречить настоящим Методическим указаниям.

1.6 Все действующие в энергетической отрасли Украины нормативные документы, а также местные инструкции и указания в части, относящейся к ТД ИКТ, должны быть приведены в соответствие с настоящими Методическими указаниями.

1.7 Если требования заводских инструкций и указаний относительно периодичности и норм ТД ИКТ не совпадают с требованиями настоящих Методических указаний, то в этом случае следует руководствоваться требованиями заводских инструкций.

2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящих Методических указаниях имеются ссылки на следующие нормативные документы:

ГОСТ 12.1.002—84 ССБТ Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах

ГОСТ 183—74 Машины электрические вращающиеся. Общие технические требования

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 839—80 Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия

ГОСТ 1983—89Е Трансформаторы напряжения. Общие технические условия

ГОСТ 2213—79Е Предохранители переменного тока на напряжение 3 кВ и выше. Общие технические условия

ГОСТ 2491—82 Пускатели электромагнитные низковольтные. Общие технические условия

ГОСТ 2585—81Е Выключатели автоматические быстродействующие постоянного тока. Общие технические условия

ГОСТ 3484—77 Трансформаторы силовые. Методы испытаний

ГОСТ 6815—79Е Шинопроводы магистральные и распределительные переменного тока до 1000 В. Общие технические условия

ГОСТ 8024—90 Аппараты и электротехнические устройства переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Нормы нагрева при продолжительном режиме работы

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

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 13781.0—86Е Муфты для силовых кабелей на напряжение до 35 кВ включительно. 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 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 19294—84Е Трансформаторы малой мощности общего назначения. Общие технические условия

ГОСТ 19431—84 Энергетика и электрификация. Термины и определения

ГОСТ 22789—94 (МЭК 439-1-85) 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 25034 — 85 Зажимы контактные винтовые. Классификация. Технические требования.

Методы испытаний

ГОСТ 25314—82 Контроль неразрушающий тепловой. Термины и определения

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—90Е (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

ДСТУ 1.5:2003 Національна стандартизація. Правила побудови, викладання, оформлення та вимоги до змісту нормативних документів (Национальная стандартизація. Правила построения, изложения, оформления и требования к содержанию нормативных документов)

ДСТУ 1983—2003 Трансформатори напруги. Загальні положення (Трансформаторы напряжения. Общие положения)

ДСТУ 2290—93 Контакти електричні. Терміни та визначення (Контакты электрические. Термины и определения)

ДСТУ 2389—94 Технічне діагностування та контроль технічного стану. Терміни та визначення (Техническое диагностирование и контроль технического состояния. Термины и определения)

ДСТУ 2815—94 Електричні й магнітні кола та пристрої. Терміни та визначення (Электрические и магнитные цепи и устройства. Термины и определения)

ДСТУ 2820—94 Тепловізійні системи. Терміни та визначення (Тепловизионные системы. Термины и определения)

ДСТУ 2860—94 Надійність техніки. Терміни та визначення

ДСТУ 2874—94 Системи оброблення інформації. Базы даних. Терміни та визначення (Системы обработки информации. Базы данных. Термины и определения)

ДСТУ 3020—95 Апарати комутаційні низковольтні. Общие технические условия

ДСТУ 3170—95 (ГОСТ 28243—96) Пірометри. Загальні технічні вимоги (Пирометры. Общие технические требования)

ДСТУ 3429—96 Електрична частина електростанції та електричної мережі. Терміни та визначення (Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения)

ДСТУ 3518—97 (ГОСТ 26167—98) Термометрія. Терміни та визначення (Термометрия. Термины и определения)

ДСТУ 3679—98 (ГОСТ 28167—98) Перетворювачі змінної напруги напівпровідникові. Загальні технічні вимоги (Преобразователи переменного напряжения полупроводниковые. Общие технические требования)

ДСТУ 7746—2003 Трансформатори струму. Загальні технічні умови (Трансформаторы тока. Общие технические условия)

РД 153-34.0-20.363—99 Основные положения методики инфракрасной диагностики электрооборудования и ВЛ

ГКД 34.03.601—95 Розподільчі пристрої та повітряні лінії електропередачі змінного струму напругою 330, 400, 500 і 750 кВ. Правила захисту обслуговуючого персоналу від дії електричного поля (Распределительные устройства и воздушные линии электропередачи переменного тока напряжением 330, 400, 500 и 750 кВ, Правила защиты обслуживающего персонала от действия электрического поля)

ГКД 34.03.602—96 Індивідуальні екрануючі комплекти спецодягу для роботи в електроустановках 220—750 кВ частотою 50 Гц. Інструкція з експлуатації (Индивидуальные экранирующие комплекты спецодежды для работы в электроустановках 220 - 750 кВ частотой 50 Гц. Инструкция по эксплуатации)

ГКД 34.20.302—2002 Норми випробувань електрообладнання (Нормы испытаний электрооборудования)

ГКД 34.20.502—97 Повітряні лінії електропередачі напругою 35 кВ і вище. Інструкція з експлуатації (Воздушные линии электропередачи напряжением 35 кВ и выше. Инструкция по эксплуатации)

ГКД 34.20.507—2003 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж: Правила (Техническая эксплуатация электрических станций и сетей: Правила)

ГКД 34.46.501—2003 Трансформатори силові: Типова інструкція з експлуатації (Трансформаторы силовые: Типовая инструкция по эксплуатации)

ГКД 34.47.502—2003 Маслонаповнені вводи напругою 110—750 кВ: Типова інструкція з експлуатації (Маслонаполненные вводы напряжением 110—750 кВ: Типовая инструкция по эксплуатации)

ДНАОП 0.00-4.03—01 Положення про порядок розслідування та ведення обліку нещасних випадків, професійних захворювань і аварій на виробництві (Положение о порядке расследования и ведения учета несчастных случаев, профессиональных заболеваний и аварий на производстве)

ДНАОП 0.00-8.02—93 Перечень работ с повышенной опасностью

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

ДНАОП 1.1.10-1.07—01 Правила эксплуатации электрозащитных средств

НАОП 1.1.10-5.05—86 Инструкция по оказанию первой помощи пострадавшим в связи с несчастными случаями при обслуживании энергетического оборудования

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

НРБУ—97 Нормы радиационной безопасности Украины

ПРБ АС—89 Правила радиационной безопасности при эксплуатации атомных станций

3 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОНЯТИЙ

Нижче приведені терміни, використані в наведених Методических вказаннях, и определения указанных ими понятий:

3.1 абсолютно черное тело

Тепловой излучатель, который при заданной температуре для всех длин волн имеет максимальную энергетическую яркость. Он полностью поглощает все падающее на него излучение, независимо от длины волны, направления ее падения и поляризации. Коэффициент излучения такого излучателя равен единице

3.2 аэроинспекция воздушной линии электропередачи

Облет воздушной линии электропередачи с целью определения ее технического состояния визуально и с применением технических средств диагностики

3.3 алгоритм технического диагностирования

Совокупность предписаний, определяющих последовательность действий при проведении диагностирования

3.4 атмосферная температура

Температура окружающего воздуха в районе диагностируемого объекта (в тени) на момент обследования

3.5 база данных

Совокупность взаимосвязанных данных, организованных в соответствии со схемой базы данных таким образом, чтобы с ними мог работать пользователь

3.6 бесконтактный метод измерения температуры

Метод измерения температуры, основанный на преобразовании теплового излучения объекта измерения

3.7 вывод электротехнического изделия (устройства)

Часть электротехнического изделия (устройства), предназначенная для его электрического соединения с другими изделиями и/или устройствами

3.8 излучение (электромагнитное)

Процесс или явление генерации, излучения в открытое пространство потока энергии в виде электромагнитных волн или фотонов

3.9 влияющая физическая величина

Физическая величина, не являющаяся измеряемой тепловизионной (термографической) системой, но оказывающая влияние на результаты измерений этой системой

3.10 градиент температуры

Вектор, направленный по нормали к изотермической поверхности в сторону увеличения температуры и численно равный частной производной от температуры в этом направлении

3.11 дефект

Каждое отдельное несоответствие продукции установленным требованиям

3.12 диагностирование

Операции, проводимые с целью установления причин неисправности и определения причин ее появления

3.13 диагностический параметр

Параметр объекта, используемый при его диагностировании

3.14 диапазон измеряемых температур

Область значений температуры, в которой возможно применение средства измерения данного типа с нормированными для него погрешностями измерения

3.15 длительный режим работы (электроустановки, присоединения)

Режим работы, практически неизменный длительное время

3.16 экспресс-диагностирование

Диагностирование по ограниченному числу параметров за заранее установленное время

3.17 электрооборудование

Совокупность электротехнических устройств, объединенных общими признаками

3.18 электроустановка

Комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенный для производства, распределения или потребления электрической энергии

3.19 эффективное значение температуры окружающего воздуха

Условное значение температуры окружающего воздуха, принимаемое при расчетах и испытаниях

3.20 средство технического диагностирования

Аппаратура и программы обеспечения, с помощью которых осуществляют диагностирование

3.21 переменный режим (электроустановки, присоединения)

Режим работы, в котором нагрузка и интервалы работы под нагрузкой изменяются в широких пределах

3.22 изотерма

Линия (зона) равной температуры, выделенная на термограмме диагностируемого объекта

3.23 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 погрешностью образцовой (эталонной) меры, по которой производится градуировка или поверка пирометра или тепловизора

3.24 инфракрасное излучение

Электромагнитное излучение, характеризующееся длинами волн в диапазоне от 0,78 мкм до 1 мм

3.25 класс (степень опасности) дефекта

Введенное в настоящих Методических указаниях 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 настоящих Методических указаниях приняты следующие классы дефектов:

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

3.26 коэффициент излучения

Отношение какой-либо энергетической величины (энергетической светимости, энергетической яркости) теплового излучателя и абсолютно черного тела при одинаковой температуре обоих излучателей

3.27 коэффициент дефектности контактного соединения (контакта)

Отношение максимальной измеренной температуры контактного соединения (контакта) к максимальной температуре, измеренной на целом (без любых соединений) участке провода (шины), отстоящем от контактного соединения (контакта) на расстоянии не менее 1 м.

3.28 контакт (электрический)

Совокупность токоведущих частей аппарата, предназначенных для обеспечения непрерывности цепи, когда они соприкасаются и которые вследствие их взаимного перемещения во время операции размыкают или замыкают цепь или в случае скользящих или шарнирных контактов сохраняют непрерывность цепи.

Соприкосновение токоведущих тел, обеспечивающее непрерывность электрической цепи

3.29 контактное соединение

Контакт электрической цепи, предназначенный только для проведения электрического тока и не предназначенный для коммутации электрической цепи, при заданном действии устройства

Совокупность токоведущих частей аппарата, предназначенных для обеспечения постоянной непрерывности цепи тока, отличительной особенностью которой является отсутствие взаимного перемещения контакт-деталей

3.30 угол наблюдения

Угол между нормалью к наблюдаемой поверхности и линией, соединяющей оптическую ось объектива тепловизора (пирометра) и геометрический центр этой поверхности

3.31 угловая разрешающая способность тепловизионной (термографической) системы

Предельный (минимальный) угол между двумя точечными излучателями, расположенными на фоне с постоянной заданной температурой, воспринимаемые в системе визуализации раздельно — отдельно друг от друга

3.32 линия профиля (термограммы), термопрофилограмма

График распределения температуры вдоль заданной линии на поверхности контролируемого объекта

3.33 локализация дефекта

Введенное в настоящих Методических указаниях 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, дополнительные сопротивления и т.п.) или дефектами внутренней структуры контролируемых объектов (например, дефекты структуры изоляционных конструкций, выполняющих роль кожухов, покрышек, опорных элементов и т.п.).

При необходимости проведения "локализации дефектов" (когда явная причина появления температурных аномалий не установлена), отчет (протокол) о результатах диагностики должен содержать рекомендации с указанием необходимых объемов дополнительных измерений и испытаний, анализов, обследований, осмотров и т.п.

3.34 максимальная температура (области, профиля)

Максимальная температура, зафиксированная внутри выделенной области или на линии профиля термограммы

3.35 мгновенное поле зрения тепловизионной (термографической) системы (английское название — Instantaneous Field of View - IFOV)

Область пространства, ограниченная плоскими углами ($v_{\text{в. мги}}$ — в вертикальной и $v_{\text{г. мги}}$ — в горизонтальной плоскостях), определяемыми фокусным расстоянием объектива $f_{\text{об}}$ и линейными размерами чувствительной площадки a приемника излучения:

$$\begin{aligned} v_{\text{в. мги}} &= \arctg(a_{\text{в}}/f_{\text{об}}) \\ v_{\text{г. мги}} &= \arctg(a_{\text{г}}/f_{\text{об}}) \end{aligned}$$

Используется для определения мгновенного значения пространственной разрешающей способности инфракрасной системы, т.е. наименьшего по размеру объекта, который система может "видеть" на заданном расстоянии, задается в радианах

3.36 мгновенное поле зрения по измерению (английское название — Instantaneous Field of View Measured — IFOV meas)

Наименьший по размеру объект, температуру которого система может измерить в любой момент времени на заданном расстоянии. Определяет пространственную разрешающую способность системы со сканированием и системы с многоэлементным (матричным) приемником в фокальной плоскости (FPA), задается в радианах

3.37 модель абсолютно черного тела

Тепловой излучатель, являющийся приближением к абсолютно черному телу и служащий для практического воспроизведения излучения абсолютно черного тела

3.38 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

3.39 наибольшее рабочее значение параметра электротехнического изделия (устройства)

Допускаемый верхний предел изменения рабочего значения параметра электротехнического изделия или устройства

3.40 наименьшая разность температур, различаемая тепловизионной (термографической) системой или тепловая чувствительность (английское название — Minimum Resolvable Temperature Difference — MRTD)

Минимальная разность температур объекта и фона, вызывающая выходной сигнал, пиковое значение которого равно среднеквадратичному значению шума. По сути пред-

ставляет собой наименьшую разность температур, которую может обнаружить инфракрасная система

3.41 нетоковедущая часть

Токопроводящая часть электрического оборудования, доступная непосредственному прикосновению и которая обычно не находится под напряжением, но может оказаться под напряжением в случае повреждения, например, при повреждении изоляции

3.42 номинальное значение параметра электротехнического изделия (устройства)

Значение параметра электротехнического изделия (устройства), указанное изготовителем, при котором оно должно работать, являющееся исходным для отсчета отклонений

3.43 номинальная нагрузка

Полная (комплексная) номинальная паспортная мощность (ток) объекта (для силовых электрических сборок и фидеров — сумма полных (комплексных) мощностей (токов) всех потребителей, питающихся от них)

3.44 номинальный режим работы электротехнического изделия (электротехнического устройства, электрооборудования)

Режим работы электротехнического изделия (электротехнического устройства, электрооборудования), при котором значения каждого из параметров режима равны номинальным

3.45 нормативный документ

Документ, устанавливающий правила, общие принципы или характеристики, касающиеся разных видов деятельности или их результатов

3.46 область (термограммы)

Участок термограммы, ограниченный замкнутой кривой для более детального анализа ее отдельных участков (обычно это — прямоугольник или круг, размеры и положение которых можно изменять)

3.47 оболочка (кожух) электротехнического изделия (устройства)

Часть или совокупность частей электротехнического изделия (устройства), окружающая его внутренние элементы и предназначенная для отделения их от внешней среды

3.48 обработка данных

Систематическое выполнение операций над данными

3.49 обследование (съемка)

Процесс обследования объекта с помощью тепловизора или пирометра с целью определения его теплового состояния

3.50 объект (технического диагностирования)

Изделие и/или его составные части, подлежащие техническому диагностированию

3.51 работа под нагрузкой

Работа устройства или цепи, которые отдают полезную мощность

3.52 превышение температуры (контактного соединения, контакта, контролируемого узла)

Разность между измеренной температурой контактного соединения (контакта, контролируемого узла) и температурой окружающей среды (воздуха, элегаза, масла и т.п.) при продолжительном режиме работы

3.53 пирометр (термометр излучения, радиационный пирометр)

Средство (совокупность средств) для 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

3.54 показатель визирования

Отношение минимального "видимого" детектором пирометра диаметра круга в плоскости излучателя, перпендикулярной оптической оси пирометра, к расстоянию от этой плоскости до переднего среза объектива

3.55 поле зрения (пирометра)

Проекция визируемой пирометром части объекта измерения на плоскость, расположенную перпендикулярно оптической оси и находящуюся на том же расстоянии, что и объект

3.56 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

3.57 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.

По сути представляет собой наименьшую разность температур, которую может обнаружить инфракрасная система

3.58 присоединение (электрического распределительного устройства)

Часть распределительного устройства, относящаяся к трансформатору, генератору или другой цепи

3.59 прогнозируемые температурные параметры

Расчетные температуры, превышения температур контактных соединений (контактов, контролируемых узлов) 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 объекта

3.60 лучистый теплообмен

Теплообмен вследствие переноса теплоты путем излучения и поглощения лучистой энергии

3.61 рабочее расстояние (дистанция)

Расстояние от объекта диагностики, на котором должен находиться пирометр или тепловизор при измерении температуры этого объекта

3.62 разрешающая способность тепловизионной (термографической) системы

Наименьший угол между двумя штрихами измерительной меры (мишени), создающими одинаковую освещенность входной линзы объектива тепловизионной (термографической) системы, которые воспринимаются как два отдельных штриха меры на экране видеоконтрольного устройства

3.63 система технического диагностирования

Совокупность технических средств, объекта и исполнителей, необходимая для проведения диагностирования (контроля) в соответствии с правилами, установленными в технической документации

3.64 спектральная характеристика тепловизионной (термографической) системы

Зависимость выходного сигнала тепловизионной (термографической) системы от длины волны монохроматического излучения

3.65 спектральный рабочий диапазон тепловизионной (термографической) системы

Область длин волн, определяемая по заданному уровню спектральной характеристики тепловизионной (термографической) системы

3.66 температура

Физическая величина, являющаяся мерой интенсивности теплового движения атомов и молекул

3.67 температурное поле

Совокупность значений температуры, являющаяся скалярной функцией во всех точках пространства координат, рассматриваемого в данный момент времени

3.68 тепловая инерция тела

Свойство тел изменять свою температуру при изменении температуры окружающей среды не мгновенно, а с некоторым запаздыванием

3.69 тепловая чувствительность

Наименьшая разность температур, которую может обнаружить инфракрасная система

3.70 тепловидение (термография)

Научно-техническое направление, изучающее основы физики теплового излучения этих объектов, методы и приборы, обеспечивающие возможность наблюдения объектов благодаря их собственному тепловому излучению в инфракрасной области спектра путем преобразования излучения, не видимого глазом, в электрический сигнал, который подвергается усилению и автоматической обработке, а затем преобразуется в видимое изображение объекта для его визуального обнаружения и распознавания.

В настоящих Методических указаниях применен термин "термография" как более современный и повсеместно применяемый в развитых странах, под которым понимают вид технической диагностики, основанный на регистрации температурных полей объектов контроля, который использует в качестве диагностического фактора инфракрасное излучение на поверхности диагностируемого объекта, а в качестве технических средств — приборы инфракрасной техники (тепловизоры и инфракрасные пирометры)

3.71 тепловизионная (термографическая) система

Совокупность средств и вспомогательных устройств, соединенных между собой каналами связи, предназначенных для восприятия теплового излучения контролируемых объектов с последующим формированием их адекватных изображений, пригодных для наблюдения невооруженным глазом и удобных для автоматической обработки, пересылки и использования в автоматических системах управления

3.72 тепловизионная (термографическая) система с визированием

Тепловизионная (термографическая) система, в которой, для ее наведения на цель, имеется устройство визирования

3.73 тепловизионная (термографическая) система с матричным фотоприемным устройством

Тепловизионная (термографическая) система с фотоприемным устройством, имеющим в своем составе матрицу фоточувствительных элементов

3.74 тепловизионная (термографическая) система с цветной визуализацией

Тепловизионная (термографическая) система, в которой видеосигнал проходит через блок условного кодирования цветом и формируется в виде цветного изображения на экране видеоконтрольного устройства

3.75 тепловизионная (термографическая) система сканирующая

Тепловизионная (термографическая) система, в которой сканирование производится механическим перемещением оптических элементов

3.76 тепловизор

Прибор, предназначенный для преобразования теплового изображения объекта в видимое

3.77 тепловое излучение

Излучение, возникающее в результате теплового возбуждения частиц вещества (атомов, молекул). Энергия этого излучения определяется только температурой и оптическими свойствами излучающего тела

3.78 тепловое изображение объекта

Изображение объекта, создаваемое за счет собственного теплового излучения и/или различий в излучательной способности поверхности объекта контроля

3.79 тепловой поток

Количество теплоты, проходящей через изотермическую поверхность в единицу времени в направлении, противоположном градиенту температуры

3.80 теплоотдача

Теплообмен между поверхностью тела и окружающей средой

3.81 теплопередача

Теплообмен между двумя средами через границу их раздела, например, передача тепла от одного объекта к другому при их взаимном касании

3.82 теплопроводность

Физическая величина, характеризующая интенсивность кондуктивного теплообмена в веществе и равная отношению плотности теплового потока к градиенту температуры

3.83 термограмма

Тепловое изображение объекта контроля или его отдельной части. Представляет собой картину теплового поля объекта, отображенную на бумаге или в электронных средствах отображения информации

3.84 термопрофилограмма (линия профиля термограммы)

График распределения температуры вдоль заданной линии на поверхности объекта контроля

3.85 техническое диагностирование

Определение технического состояния объекта с заранее заданной точностью

3.86 техническое состояние объекта

Состояние объекта, которым характеризуется в определенный момент времени, при определенных условиях внешней среды и значениями параметров, установленных технической документацией на объект

3.87 установившийся режим работы электротехнического изделия (электротехнического устройства, электрооборудования)

Режим работы электротехнического изделия (электротехнического устройства, электрооборудования), при котором значения всех параметров режима практически неизменны

3.88 явный дефект

Дефект, для выявления которого в нормативной документации, обязательной для данного вида контроля, предусмотрены соответствующие правила, методы и средства

4 ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящих Методических указаниях имеются следующие обозначения и сокращения:

$\Delta T_{\text{кон}}$ — превышение температуры диагностируемых контактного соединения, контакта или узла электрооборудования, на момент диагностирования при протекании через них тока, равного $I_{\text{ном}}$;

$\Delta T_{\text{изм}}$ — превышение температуры диагностируемых контактного соединения, контакта или узла электрооборудования, на момент диагностирования, при протекании через них тока, равного $I_{\text{изм}}$;

$\Delta T_{\text{ш}}$ — превышение температуры контактного соединения над температурой, измеренной на целом участке провода (шины), отстоящем от диагностируемого контактного соединения на расстоянии не менее 1м;

$I_{\text{изм}}$ — ток, измеренный на момент диагностирования в цепи диагностируемых контактного соединения, контакта или узла электрооборудования;

$I_{ном}$ — номинальный ток цепи, содержащей диагностируемое контактное соединение, контакт или узел электрооборудования;

IFOV — мгновенное поле зрения (английское название — Instantaneous Field of View);

K_a — коэффициент дефектности диагностируемого контактного соединения;

MRTD — тепловая чувствительность (английское название — Minimum Resolvable Temperature Difference);

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

$\delta T_{0,5}$ — прогнозируемое значение избыточной температуры контактного соединения (контакта) при токе, равном $0,5I_{ном}$;

$T_{изм}$ — измеренная в момент диагностирования температура диагностируемого контактного соединения (контакта) или узла электрооборудования;

$T_{изм, мин}$ — температура контактного соединения другой фазы этого же присоединения (с наименьшей температурой);

$T_{ном}$ — прогнозируемая температура при протекании тока через контактное соединение (контакт), равного $I_{ном}$;

$T_{в} (T_{в,с})$ — температура окружающего воздуха, определенная либо термометром, либо средствами ИКТ (по участку поверхности аналогичного отключенного (обесточенного) контактного соединения (контакта) или узла электрооборудования, находящихся в тех же условиях теплообмена с окружающей средой, что и диагностируемое контактное соединение (контакт) или узел электрооборудования;

FOV — поле зрения (английское название — Field of View);

FPA — многоэлементный приемник в фокальной плоскости (английское название — Focal Plane Array);

АБ — аккумуляторная батарея;

АБП — агрегат бесперебойного питания;

ОРУ — открытое распределительное устройство;

ДВ — длинноволновой диапазон инфракрасного спектра (длина волны от 8 мкм до 12 мкм);

ИК — инфракрасный (спектр, излучение, камера, устройство, система и т.п.);

ИКТ — инфракрасная техника;

КА — коммутационный аппарат (выключатель, разъединитель и т.п.);

КВ — коротковолновой диапазон инфракрасного спектра (длина волны от 2 мкм до 5 мкм);

КСВ — конденсатор связи;

КЭТП — комплектный экранированный токопровод;

КРУ — комплектное распределительное устройство;

КРУН — комплектное распределительное устройство для наружной установки;

КТП — комплектная трансформаторная подстанция;

КТПН — комплектная трансформаторная подстанция для наружной установки;

НН — низкое напряжение;

ОЗМ — осеннее-зимний максимум нагрузок;

ОПН — ограничитель перенапряжений нелинейный;

ВЛ — воздушная линия электропередачи;

РУ — распределительное устройство;

РПН — регулирование напряжения под нагрузкой (в силовых трансформаторах);

СК — силовой конденсатор;

ТН — трансформатор напряжения;

ТТ — трансформатор тока;

ТУ — технические условия;

ХАРГ — хроматографический анализ газов, растворенных в масле, которое используется в маслonaполненном оборудовании в качестве изолирующей жидкости.

5 ОРГАНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, КОНТАКТНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК И ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ СРЕДСТВАМИ ИНФРАКРАСНОЙ ТЕХНИКИ

5.1 При организации системы ТД ИКТ на предприятии электроэнергетики необходимо руководствоваться следующими принципами:

- плановость (диагностирование выполняют в плановом порядке в соответствии с намеченным графиком);

- цикличность (в пределах года, на который приходится плановое обследование средствами ИКТ, диагностирование выполняется до и после ремонтной кампании путем выполнения взаимосвязанных процедур-циклов, когда до начала ремонтов выявляют дефекты, а после них — проверяют качество устранения дефектов);

- системный подход (совместное рассмотрение и согласование полученных результатов с результатами традиционных испытаний электрооборудования — высоковольтными испытаниями, ХАРГ, измерением 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.

5.2 Для эффективного использования системы ТД ИКТ на предприятии электроэнергетики рекомендуется создавать подразделение термографического контроля и диагностики. Организовывать ТД ИКТ по совмещению специалистами, постоянно занимающимися другими видами испытаний и измерений, не рекомендуется, поскольку специфичность ТД ИКТ требует специальных знаний, понимания процессов теплообмена в подконтрольном оборудовании, знания конструкций электрооборудования и большого практического опыта. Поэтому подразделение термографического контроля и диагностики должно быть укомплектовано своим штатом специалистов (не менее трех человек) и необходимыми техническими средствами для выполнения ИК обследований объектов и обработки их результатов.

5.3 В существующей организационной структуре энергетической отрасли Украины подразделение термографического контроля и диагностики рекомендуется вводить в состав подразделений (лаборатории, участка, службы, цеха), выполняющих диагностику и/или испытания и измерения. Наличие такого подразделения со своим штатом специалистов позволит наиболее полно реализовать представленный ниже алгоритм диагностики электрооборудования и контактных соединений (контактов) средствами ИКТ.

5.4 Рекомендуемые структурная схема и алгоритм диагностики электрооборудования и контактных соединений (контактов) средствами ИКТ и устранения дефектов по ее результатам состоят из комплекса взаимосвязанных циклов и приведены на рисунке 5.1.

5.5 Рекомендуется следующий алгоритм внедрения ТД ИКТ в традиционную систему диагностики электрооборудования и контактных соединений (контактов):

- предремонтное обследование электрооборудования и контактных соединений (контактов) средствами ТД ИКТ;
- анализ полученных данных, выявление дефектов, причина и локализация которых не вызывает сомнений (явные дефекты), планирование их устранения;
- выявление дефектов, причина, локализация и значимость которых не ясна, планирование их дообследования с применением других методов диагностики, в том числе традиционных, регламентированных ГКД 34.20.302;
- выполнение дообследования, анализ полученных результатов, сопоставление их с результатами ТД ИКТ, уточнение причины, локализации и значимости дефектов;
- ремонт (ревизия) дефектного оборудования, устранение дефектов;
- испытания и измерения отремонтированного электрооборудования и контактных соединений (контактов) в соответствии с ГКД 34.20.302;
- послеремонтное обследование электрооборудования и контактных соединений (контактов) средствами ТД ИКТ для окончательного подтверждения устранения дефекта.

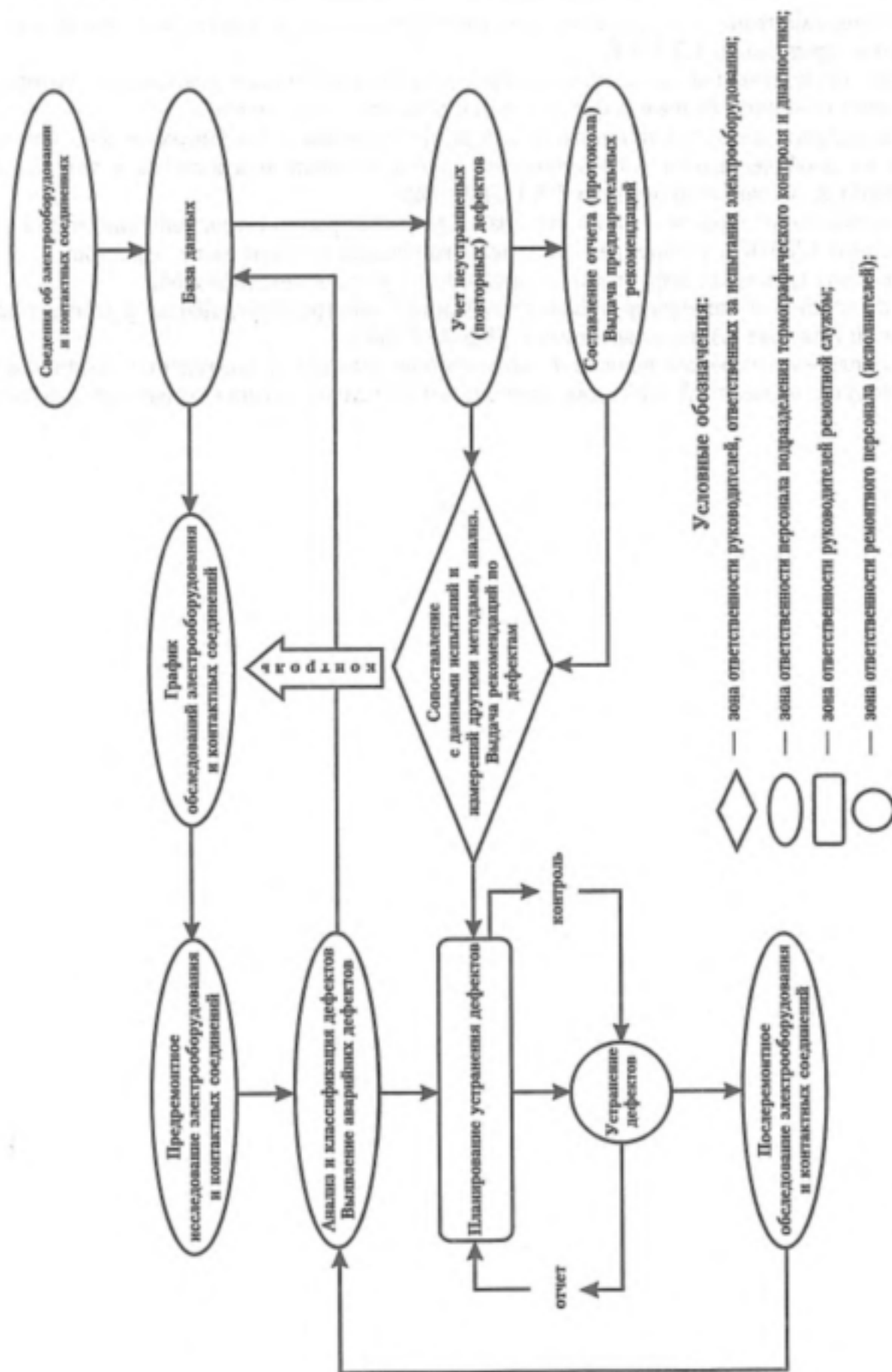


Рисунок 5.1 — Рекомендуемые структурная схема и алгоритм ТМ ИКТ и устранения дефектов по ее результатам

6 ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СРЕДСТВАМ ИНФРАКРАСНОЙ ТЕХНИКИ И ВСПОМОГАТЕЛЬНОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

6.1 В качестве технических средств для выполнения ТД ИКТ используют тепловизоры (термографические системы) и/или пирометры.

6.2 Основными техническими параметрами ИК приборов являются:

- спектральный диапазон;
- диапазон измеряемых температур;
- порог температурной чувствительности;
- инструментальная погрешность измерения температуры;
- поле (угол) зрения;
- мгновенное поле зрения;
- быстродействие.

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

- спектральный диапазон — от 3 мкм до 5 мкм или от 8 мкм до 12 мкм (предпочтительно длинноволновые тепловизоры: от 8 мкм до 12 мкм);
- диапазон измеряемых температур — от минус 10 °С до плюс 200 °С с возможностью расширения до плюс 500 °С;
- порог температурной чувствительности — не хуже 0,1–0,3 °С при температуре от 25 °С до 30 °С;
- инструментальная погрешность измерения температуры — не хуже 2 °С;
- поле (угол) зрения — от 18 до 24 угловых градуса (желательно наличие сменной оптики с углами зрения от 7–10 до 40 угловых градусов);
- мгновенное поле зрения — от 1,5 мрад до 3 мрад;
- быстродействие — не менее 12 кадров в секунду;
- питание — автономное, позволяющее работать от одного комплекта аккумуляторов не менее 2 ч;
- возможности работы с термограммами — запоминание на электронном или другом носителе не менее 100–200 термограмм, наличие программного обеспечения для обработки и печати термограмм;
- условия эксплуатации — окружающая температура от минус 10 °С до плюс 50 °С, вибрация — до 1 g, удары — до 15 g;
- масса — возможно меньшая, позволяющая длительное время работать с тепловизором одному человеку;
- параметры и возможности, наличие которых следует учитывать при выборе тепловизоров, — наличие детектора без охлаждения жидкими хладагентами, отсутствие механического сканирования, наличие выносного монитора, возможность записи речевых комментариев и изображения в видимой области спектра, наличие солнечного и атмосферного фильтров, возможность работы в условиях влияния электромагнитного поля, желательно наличие ручного управления фокусировкой.

6.4 Для ТД ИКТ следует применять пирометры, удовлетворяющие следующим техническим требованиям:

- спектральный диапазон — от 8 мкм до 12 мкм;
- диапазон измеряемых температур — от 0 °С до плюс 200 °С;
- порог температурной чувствительности — не хуже 0,5–1 °С;
- инструментальная погрешность измерения температуры — не хуже 2 °С;

- поле зрения (показатель визирования) — для электроустановок напряжением 0,22–20 кВ — не хуже 1:60, для электроустановок напряжением 35–110 кВ — не хуже 1:120;
- быстродействие — менее 2 с на одно измерение;
- питание — автономное, позволяющее работать от одного комплекта аккумуляторов не менее 2–3 ч;
- условия эксплуатации — окружающая температура от минус 10 °С до плюс 50 °С, вибрация — до 1 g, удары — до 15 g;
- масса — возможно меньшая, позволяющая длительное время работать с пирометром 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, возможность работы в условиях влияния электромагнитного поля.

6.5 Для качественного выполнения обследований персонал, выполняющий ТД ИКТ, должен быть оснащен следующим вспомогательным оборудованием:

- компьютерной системой и соответствующим программным обеспечением — для обработки, хранения и распечатки термограмм, изготовления отчетов (протоколов) по результатам выполненных обследований;
- ручным анемометром с диапазоном измерения до 8–10 м/с — для измерения скорости ветра;
- термометром с диапазоном от минус 30 °С до плюс 50 °С и ценой деления 1 °С — для измерения температуры окружающей среды;
- портативным оптическим или лазерным дальномером — для измерения расстояния до контролируемого объекта;
- портативным измерителем влажности — для измерения влажности воздуха в месте обследования;
- цифровым фотоаппаратом — для фотографирования контролируемых объектов (в случае, если тепловизор имеет канал отображения и запоминания изображений в видимой части спектра, потребность в фотоаппарате отпадает);
- токоизмерительными клещами — для измерения токов, протекающих через контролируемые объекты в электроустановках до 1000 В;
- биноклем или подзорной трубой — для визуального осмотра объектов, находящихся на большом расстоянии;
- электрическим фонарем — для облегчения работы в ночное время;
- фотоштативом — для фиксации 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);
- средствами мобильной или радиосвязи с диспетчерскими пунктами — для бригад, выполняющих работы по ТД ИКТ на ВЛ.

— стандартными средствами защиты, рекомендуемыми нормативными документами по охране труда (в зависимости от условий, в которых выполняют обследование).

6.6 Рекомендуется за подразделением, выполняющим ТД ИКТ, закреплять автомобиль повышенной проходимости для доставки бригады с аппаратурой к удаленным объектам и для работы на ВЛ. Автомобиль (спецлаборатория) должен быть постоянно готовым к выезду на объект обследования.

7 ОСНОВНІ ЧИННИКИ, ЯКІ ВПЛИВАЮТЬ НА ТОЧНІСТЬ ВИМІРЮВАННЯ ТЕМПЕРАТУРИ

7.1 Правильность калибровки измерительной аппаратуры, экспресс-калибровка

Все приборы, применяемые при ТД ИКТ, должны быть проверены в установленном порядке и иметь соответствующие аттестаты. Регулярная проверка калибровки необходима для любого измерительного прибора, в том числе и для приборов ИКТ. Рекомендуется проверять приборы перед началом каждой конкретной работы с ИК системой и по ее окончании.

Имеются несколько простых способов оценки калибровки ИК прибора в условиях предприятия электроэнергетики:

- проверка по внутренним уголкам глаз человека, температура которых у здорового человека равна примерно 36,6 °С.

Проверять калибровку пирометров с лазерным указателем линии визирования данным способом не допустимо, поскольку это может привести к травмированию глаз;

- проверка с помощью посуды с тающим льдом и кипящей воды, с поправкой (если требуется) на атмосферное давление;

- использование эталона абсолютно черного тела для того же диапазона температур, в котором работает ИК 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, ИК систему необходимо калибровать на предприятии-изготовителе.

7.2 Излучательная способность поверхности контролируемого объекта

Излучательная способность (коэффициент излучения) является самым значительным источником ошибки при измерении температуры ИК приборами.

Коэффициент излучения зависит от длины волны, состояния поверхности объекта, температуры, угла наблюдения поверхности контролируемого объекта.

Значения коэффициентов излучения различных материалов приведены в приложении А. В ответственных случаях лучше определять его экспериментально.

Калибровку ИКТ, как правило, проводят по абсолютно черному телу, а точнее — по его моделям, а коэффициент излучения реальных объектов учитывают в виде поправки, вводимой в схему измерения или в окончательные расчеты после снятия показаний с прибора.

7.3 Настройки измерительной аппаратуры

Для получения высокого качества ИК изображения необходимо:

- правильно выбирать тепловой уровень, температурный диапазон и интервал измерения температуры;

- точно определять и вводить в схему измерений поправки по температуре окружающей атмосферы, расстоянию до объекта, влажности воздуха, температуре окружающих предметов, коэффициент излучения;

- точно проводить фокусировку изображения;

- правильно выбирать ракурс обследования объекта;

- оптимально использовать цветовую палитру изображения.

7.4 Мгновенное поле зрения

Размер наименьшей контролируемой детали ИК изображения на экране монитора или видоискателя тепловизора не должен выходить за пределы его возможностей в части мгновенного поля зрения.

Получению необходимой точности измерения температуры маленьких деталей объекта способствует:

- правильно выбранный объектив, позволяющий видеть соответствующие детали и измерять их температуру;
- выбор соответствующего расстояния до объекта при конкретно применяемом объективе.

7.5 Угол наблюдения поверхности объекта

Угол наблюдения поверхности объекта влияет на значение коэффициента излучения. Максимальное значение коэффициента излучения имеет место, когда наблюдение поверхности выполняют в направлении нормали к этой поверхности (угол наблюдения равен нулю); при увеличении угла наблюдения до 180° значение коэффициента излучения уменьшается до нуля (наблюдение по касательной к поверхности объекта).

7.6 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 коэффициент излучения более высокий, чем коэффициент излучения окружающей поверхности, т.е. практически вся энергия падающего ИК излучения поглощается ими, и отраженная энергия практически отсутствует.

Если обследуется поверхность с низким коэффициентом излучения (высокой отражающей способностью), то полостные излучатели могут оказаться очень полезными, так как они позволяют получить данные о действительной температуре объекта. Температура отверстий под болты, резьбу, уголков, даже царапин, свидетельствует об истинном значении температуры поверхности объекта.

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

7.7 Тепловой фон

Тепловой фон — это излучающие тепло объекты, находящиеся позади ИК камеры или сбоку от нее. Испускаемое ими ИК излучение отражается от поверхности обследуемого объекта и других предметов, находящихся в поле зрения ИК камеры, и попадает в ее объектив.

Влияние теплового фона особенно значительно, если излучательная способность объектов переднего плана низкая, т.е. они являются хорошо отражающими ИК излучение объектами.

Для снижения влияния теплового фона следует:

- правильно выбирать угол наблюдения поверхности объекта;
- применять экраны, затеняющие поверхность обследуемого объекта;
- использовать объективы с небольшим углом зрения (узкоугольные объективы).

7.8 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 с помощью теплопроводности, конвекции и излучения.

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.

Конвекция может быть двух видов — естественная и принудительная. Естественная конвекция обусловлена изменениями плотности жидкости или газа. Когда жидкость или газ нагреваются, они стремятся подняться выше 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. При проведении обследований электроустановок нередко можно наблюдать за тем, что теплый воздух, поднимаясь из-за конвекции вверх, омывает некоторые компоненты оборудования и нагревает их сильнее, чем можно было бы ожидать. Например, нагрев контактного соединения вертикально расположенного контактора или автомата со стороны нагрузки (снизу) может привести к тому, что соединение со стороны источника (вверху) также будет казаться горячим.

Помимо теплопроводности и конвекции, тепло может передаваться и с помощью ИК излучения, которое является одной из форм электромагнитного излучения. Все объекты, температура которых выше абсолютного нуля, излучают инфракрасные лучи.

7.9 Солнечное излучение

Солнечное излучение при обследовании влияет на его результаты, а именно:

- на объектах с высокими значениями коэффициента излучения оно нагревает участки поверхности объекта, создавая ложные температурные пятна;
- на объектах с низкими значениями коэффициента излучения оно отражается от поверхности объекта, создавая впечатление о наличии высоких температур.

Эти явления особенно проявляются в ИКТ, работающей в спектральном диапазоне от 2 мкм до 5 мкм.

Для ослабления влияния солнечного излучения следует:

- проводить обследование в ночное время суток или в пасмурную погоду;
- использовать для обследования ИКТ со спектральным диапазоном от 8 мкм до 12 мкм;
- применять для обследования узкоугольные объективы;
- изменять угол наблюдения объекта для идентификации отражения солнечного излучения (при изменении угла зрения температурное пятно будет изменять свое положение на поверхности объекта);
- использовать солнечные фильтры в ИКТ со спектральным диапазоном от 2 мкм до 5 мкм.

7.10 Ветер, потоки воздуха при вентиляции

При проведении ТД ИКТ открытых электроустановок, а также закрытых электроустановок с интенсивной вентиляцией следует учитывать охлаждение объектов ветром или потоками воздуха при вентиляции. В противном случае измеренные температуры могут быть занижены по сравнению с условиями, когда скоростью потока воздуха (ветра) можно пренебречь (до 1 м/с).

Для приведения температуры к нормальным условиям (скорость ветра равна 1 м/с) следует использовать выражение, справедливое в диапазоне скоростей ветра от 1 м/с до 7 м/с:

$$\frac{\Delta T_2}{\Delta T_1} = \left(\frac{V_1}{V_2} \right)^{0,448},$$

где ΔT_1 — превышение температуры при скорости ветра V_1 ;

ΔT_2 — превышение температуры при скорости ветра V_2 .

7.11 Прочие метеоусловия

При прохождении ИК излучения через атмосферу его энергия ослабляется:

— поглощением газами, из которых состоит атмосфера (углекислый газ, метан, озон и т.д.);

— рассеиванием на частицах, находящихся в атмосфере (капли воды, снег, аэрозоли, пыль и т.п.).

Поглощение и рассеивание ИК излучения уменьшают чувствительность метода, увеличивают погрешность измерения температуры и искажают результаты обследования. Дождь, туман, мокрый снег в значительной степени могут вызвать охлаждение обследуемого объекта.

Для ослабления влияния этих метеоусловий на результаты обследования:

— используют для обследования ИКТ, работающую в длинноволновом спектральном диапазоне (длина волны от 8 мкм до 12 мкм);

— не проводить обследование при дожде, снеге, тумане и сильной запыленности или задымленности.

7.12 Нагрев индукционными токами

При ТД ИКТ электрооборудования и контактных соединений (контактов), которые обтекаются значительными по величине переменными токами, в ферромагнитных деталях и элементах конструкции могут возникать нагревы, обусловленные индукционными токами.

Нагревы от индукционных токов могут создавать ошибочное впечатление о нагреве элементов электрооборудования и контактных соединений (контактов) рабочим током электроустановки, поэтому к анализу термограмм, полученных в подобных условиях, следует подходить с особым вниманием.

7.13 Магнитные поля

При проведении ТД ИКТ в условиях сильных магнитных полей следует учитывать, что они оказывают значительное влияние на ИК приборы старых конструкций, индикаторные устройства которых выполнены на электронно-лучевых трубках.

Сильные магнитные поля могут искажать информацию, записанную на магнитный носитель. Современные ИК приборы практически не подвержены влиянию магнитных полей.

Для уменьшения влияния магнитных полей на ИК приборы устаревших конструкций следует:

— правильно выбирать место расположения и ориентацию ИК прибора;

— использовать узкоугольные объективы, чтобы иметь возможность выйти из зоны влияния магнитного поля;

— выносить видеоконтрольное устройство за пределы зоны влияния магнитного поля.

7.14 Коронирование, разряды по поверхности объекта

Коронирование и разряды по поверхности объекта могут восприниматься измерительной аппаратурой как ложные нагревы его поверхности. Особенно сильное влияние этих факторов сказывается на коротковолновых ИК приборах.

Для уменьшения влияния коронирования и разрядов по поверхности объекта следует использовать длинноволновые ИК приборы.

7.15 Тепловая инерция обследуемых объектов

Как правило, обследование проводят при стационарном тепловом состоянии обследуемого объекта. В редких случаях может быть использован его нестационарный режим.

Температуры разных материалов изменяются с различной скоростью. Поэтому необходимо учитывать тепловую постоянную объектов.

С целью установления теплового состояния обследуемого объекта (стационарное или нестационарное) рекомендуется уточнять время нахождения его в работе.

7.16 Фазовые превращения

Передача тепла при фазовых превращениях встречается при выполнении ТД ИКТ нечасто, но когда это происходит, ее влияние может быть существенным. Например, при ТД ИКТ наружных электроустановок на рассвете может произойти конденсация водяных паров на обследуемых поверхностях. При этом произойдет высвобождение скрытой теплоты парообразования, которая несколько нагреет поверхность объекта. Образовавшийся конденсат вскоре начнет испаряться, охлаждая поверхность объекта. Температурное поле объекта может исказиться и результаты обследования могут оказаться недостоверными. Поэтому, выполнять ТД ИКТ при резких перепадах атмосферной температуры не рекомендуется (за исключением определения уровня изоляционных жидкостей в баках и расширителях электрооборудования).

8 ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ОБСЛЕДОВАНИЙ

8.1 Периодичность обследований

8.1.1 Периодичность обследований электрооборудования приведена в таблице 8.1.

Таблица 8.1

№ п/п	Объект обследования	Периодичность обследований в эксплуатации, не реже
1	2	3
1	Генераторы	При испытании активной стали на нагрев
2	Электрооборудование РУ и контактные соединения 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 РУ всех напряжений	Один раз в три года Один раз в два года Ежегодно Ежегодно После коротких замыканий на шинах РУ, значительных ветровых нагрузок, землетрясений, сильного гололеда и т.п.

Конец таблицы 8.1

1	2	3
3	Контактные соединения ВЛ: – ВЛ, которые вводятся в эксплуатацию – болтовые соединения ВЛ, которые находятся в эксплуатации 30 лет и более, – проверку всех видов контактных соединений проводов выполняют в следующие сроки: при отбраковке болтовых контактных соединений (контактов) 5 % и более; при отбраковке болтовых контактных соединений (контактов) 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; – ВЛ, работающие с предельными токовыми нагрузками или питающие ответственных потребителей, а также ВЛ после воздействия больших ветровых и гололедных нагрузок	Проверка всех видов контактных соединений проводов выполняют в первый год после ввода в эксплуатацию Ежегодно Не реже одного раза в три года Один раз в шесть лет Не реже одного раза в десять лет По решению руководства предприятия электроэнергетики
4	Опорно-стержневая изоляция РУ 35 кВ и выше	Один раз в шесть лет
5	Системы охлаждения и очистки масла силовых трансформаторов и реакторов	Один раз в четыре года
Примечание. Электрооборудование, контактные соединения (контакты) и токоведущие части электрооборудования и ВЛ, которые вводятся в эксплуатацию впервые, следует обследовать в первый год после ввода в эксплуатацию.		

8.2 Подготовка к обследованию

8.2.1 При подготовке к обследованию необходимо собрать, изучить, упорядочить и задокументировать (по возможности – в электронной базе данных) следующие сведения об обследуемых электрооборудовании и контактных соединениях (контактах):

- перечень обследуемых электрооборудования и контактных соединений (контактов), оперативные наименования присоединений, количество обследуемых присоединений и единиц электрооборудования, количество обследуемых контактных соединений (контактов) в пределах этих присоединений и единиц электрооборудования;
- паспортные и другие данные об обследуемом электрооборудовании;

- электрические схемы и конструктивные особенности электрооборудования;
- дата ввода в работу.

8.2.2 Перед обследованием рекомендуется выполнить визуальный осмотр электрооборудования на месте его установки, уточнить его расположение в пределах РУ, уяснить конструктивное исполнение электрооборудования и особенности его конструкции.

8.3 Проведение обследований

8.3.1 Минимальная численность бригады, выполняющей обследование на объекте, должна быть 2 человека: руководитель работы и термографист (лицо, выполняющее диагностирование различных объектов с помощью технических средств ИКТ и/или обеспечивающее сбор, анализ полученных данных и выдачу рекомендаций по выявленным при диагностировании дефектам).

8.3.2 Руководитель работ непрерывно контролирует действия бригады в части выполнения правил техники безопасности, а также:

- в дневное время суток делает необходимые записи, касающиеся обследования;
- в ночное время суток обеспечивает термографисту местное освещение и выполняет необходимые записи, касающиеся обследования.

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

- наименование электростанции (подстанции, РУ, ВЛ и т.п.);
- место расположения электроустановки;
- дата обследования;
- оперативные наименования РУ;
- оперативное наименование присоединения, фаза;
- номер термограммы;
- краткое описание объекта съемки, термограммы и выявленного дефекта;
- токи нагрузки по фазам электрооборудования;
- окружающая температура на момент съемки термограммы;
- скорость ветра (для оборудования ОРУ).

8.3.4 При обследовании рекомендуется использовать цифровой фотоаппарат или канал записи тепловизора в видимой части спектра.

8.3.5 При обследовании следует учитывать тепловую инерцию контролируемого оборудования и другие влияющие факторы, приведенные в разделе 7.

8.3.6 По окончании обследования руководитель бригады должен провести предварительный анализ результатов с целью выявления аварийных дефектов. Сведения об аварийных дефектах записывают в журнал дефектов и доводят до оперативного персонала объекта.

Первичные сведения об остальных выявленных дефектах рекомендуется оставлять оперативному персоналу объекта.

8.3.7 После обработки и анализа результатов составляют отчет (протокол) обследования как минимум в двух экземплярах. Один экземпляр направляют в подразделение, осуществляющее эксплуатацию и/или ремонт оборудования, второй оставляют в подразделении термографического контроля и диагностики.

9 ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ОТКРЫТЫХ КОНТАКТНЫХ СОЕДИНЕНИЙ (КОНТАКТОВ) И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

9.1 Под открытыми контактами, контактными соединениями и токоведущими частями здесь и далее в этом разделе подразумевают контактные соединения (контакты), доступные для осмотра, и контактные соединения (контакты), находящиеся вне закрытых объемов и конструктивных элементов электрооборудования, а также вне жидких или твердых изоляционных сред.

9.2 В зависимости от способа соединения различают следующие виды открытых контактных соединений (контактов):

- сварные контактные соединения;
- опрессованные контактные соединения;
- болтовые контактные соединения;
- контактные соединения (контакты), выполненные скруткой;
- разъемные контактные соединения (контакты) электрических аппаратов.

9.3 Диагностическими параметрами оценки состояния контактных соединений (контактов) и токоведущих частей электрооборудования являются:

- наибольшая допустимая температура нагрева;
- наибольшее допустимое превышение температуры;
- избыточная температура;
- коэффициент дефектности.

9.4 Нормированные наибольшие допустимые значения температуры нагрева и превышения температуры приведены в таблице 9.1.

Таблица 9.1

№ п/п	Контролируемые части, узлы	Наибольшее допустимое значение		Документ, нормирующий температурные параметры
		Температуры нагрева, °С	превышения температуры, °С	
1	2	3	4	5
Контактные соединения, контакты и токоведущие части электрооборудования с номинальным напряжением свыше 1000 В^{1,2,3}:				
1	Токоведущие (за исключением контактов и контактных соединений) и нетоковедущие металлические части: — неизолированные и не соприкасающиеся с изоляционными материалами; — изолированные или соприкасающиеся с изоляционными материалами классов нагревостойкости по ГОСТ 8865 ⁴ : Y A E B F H C	120 90 100 120 130 155 180 >180 ⁵	80 50 60 80 90 115 140 >140 ⁵	ГОСТ 8024 ГОСТ 2213
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
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

Продолжение таблицы 9.1

1	2	3	4	5
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
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
6	Ошинковка ОРУ и провода ВЛ	90	–	ГОСТ 839
7	Болтовые соединения токоведущих выводов съемных вводов в воздухе/изоляционном масле	–	85/65	РД 153-34.0-20.363
8	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: – без покрытия; – с покрытием оловом	80 ⁸ 100 ⁸	45 ⁸ 65 ⁸	ГОСТ 10693
9	Контактные соединения токоограничивающих сухих реакторов	65	–	РД 153-34.0-20.363
10	Сварные и выполненные скруткой соединения многожильных проводов (в графе 4 приведено максимально допустимое значение избыточной температуры)	–	5	РД 153-34.0-20.363

Продолжение таблицы 9.1

1	2	3	4	5
11	Предохранители переменного тока на напряжение 3 кВ и выше: пружинные контакты из меди и медных сплавов: — без покрытия; — с покрытием серебром; — с покрытием оловом контактные (в том числе болтовые) соединения из меди, алюминия и их сплавов, включая выводы предохранителя: — без покрытия; — с покрытием серебром или никелем; — с покрытием оловом металлические части, используемые как пружины: — из меди; — из фосфористой бронзы и аналогичных ей сплавов; — из бериллиевой бронзы и куниала; — из углеродистой конструкционной стали	75 105 95 90 115⁹ 105 75 105 150 130	35 65 55 50 75⁹ 65 35 65 110 90	ГОСТ 2213
Контактные соединения, контакты и токоведущие части электрооборудования с номинальным напряжением ниже 1000 В:				
12	Контактные соединения выводов аппаратов с внешними проводниками: — проводники из меди, алюмомеди, алюминия и его сплавов без защитных покрытий рабочих поверхностей; — проводники из меди, алюмомеди, алюминия и его сплавов с защитными покрытиями рабочих поверхностей благородными металлами; — проводники из меди и ее сплавов без изоляции или с изоляцией классов В, F и H по ГОСТ 8865 с защитным покрытием рабочих поверхностей серебром	95 110¹⁰ 135	— — —	ГОСТ 403 ГОСТ 10434

Продолжение таблицы 9.1

1	2	3	4	5
13	Выводы КА на напряжение до 1000 В переменного тока и до 1500 В постоянного тока: – 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
14	Выводы пакетных переключателей (выключателей) с номинальным напряжением до 660В переменного тока и до 400В постоянного тока	–	65	ГОСТ 28668
Аппараты электрические на напряжение до 1000 В, предназначенные для работы в условиях по ГОСТ 15150 и ГОСТ 15543, 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 : – 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
16	Коммутирующие контакты вспомогательной цепи (в воздухе/трансформаторном масле): – с накладками из серебра или металлокерамических композиций на базе серебра ¹⁸	–	80/50	

Продолжение таблицы 9.1

1	2	3	4	5
17	Контактные соединения внутри аппаратов, разборные и неразборные, кроме паяных и сварных (в воздухе/трансформаторном масле)¹⁵: – 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 неблагородными металлами, обеспечивающими стабильность переходного сопротивления лучше меди; – из меди и ее сплавов, из низкоуглеродистой стали, защищенные от коррозии покрытием контактной поверхности серебром	– – –	55/50 65/50 95¹⁹/50	ГОСТ 403
18	Контактные соединения внутри аппарата, паяные мягкими оловянистыми припоями (в воздухе/трансформаторном масле): – когда пайка является главным способом, обеспечивающим механическую прочность соединения; – когда пайка частично разгружена от механических нагрузок (склепанные, свинченные и т.д.)	– –	60/50 –²⁰/50	
19	Контактные соединения внутри аппарата: – выполненные с помощью пайки твердыми припоями или сваркой	–	Не нормируется	
20	Детали из металла, работающие как пружины (в воздухе/трансформаторном масле)²¹: – из меди; – из фосфористой бронзы и аналогичных ей сплавов; – из бериллиевой бронзы и куняля; – из углеродистой конструкционной качественной стали	– – – –	35/35 65/50 110/50 80/50	

Продолжение таблицы 9.1

1	2	3	4	5
Автоматические быстродействующие выключатели постоянного тока с номинальным напряжением от 230 до 3300 В и номинальным током от 630 до 12500 А ^{15, 22} :				
21	Неизолированные токоведущие части: – массивные медные размыкаемые контакты; – массивные размыкаемые контакты с припаянными пластинками из серебра; – 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)	– – – – – – –	70 Температура нагрева ограничивается теплостойкостью соседних частей, но не должна превышать 200°C 50 65 130 ¹⁸ 65 130 ¹⁸	ГОСТ 2585

Продолжение таблицы 9.1

1	2	3	4	5
22	Токоведущие части и контактные соединения осветительных щитков переменного тока напряжением 380/220 В, устанавливаемых в промышленных и общественных зданиях: – шины; – разборные контактные соединения; – провода с пластмассовой изоляцией; – токоведущие части аппаратов, установленных в щитке	95¹¹ Пункт 12 данной таблицы По стандартам и ТУ на провода По стандартам и ТУ на аппараты	– – – –	ГОСТ 8709 ГОСТ 10434
23	Токоведущие части и контактные соединения низковольтных коммутационных устройств²³: – 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 Примечание 24 Примечание 25	– – –	ГОСТ 28668 ГОСТ 22789

Продолжение таблицы 9.1

1	2	3	4	5
24	Токоведущие части и контактные соединения однофазных и трехфазных осветительных шинопроводов переменного тока напряжением до 600 В, а также магистральных и распределительных шинопроводов переменного тока на напряжение до 1000 В и постоянного тока до 1200 В: – шины; – разборные и неразборные контактные соединения; – сварные контактные соединения; – разъемные контактные соединения; – жилы изолированных проводов	95¹¹ Пункт 12 данной таблицы 105 100 По стандар- там и ТУ на провода	– – – –	ГОСТ 26346 ГОСТ 6815
25	Токоведущие части и контактные соединения однофазных и трехфазных сухих силовых трансформаторов и автотрансформаторов общего назначения малой (не более 5кВ·А) мощности, включаемых в сеть переменного тока частоты 50 и 60 Гц с номинальным напряжением до 1000 В (кроме трансформаторов специального назначения, разделительных и защитных трансформаторов): – зажимы для присоединения внешних проводов и выключателей Изоляция внешних и внутренних проводов, включая соединительные шнуры: – из каучука; – из поливинилхлорида	– – –	Пункт 12 данной таблицы 40 50	ГОСТ 19294 ГОСТ 25034 ГОСТ 10434

Продолжение таблицы 9.1

Примечание 1. Значения превышения температуры даны для эффективной температуры окружающего воздуха, равной 40 °С. При других значениях эффективной температуры окружающего воздуха по ГОСТ 15543.1 или отличающихся от них, допустимые превышения температуры, указанные в таблице, следует изменить таким образом, чтобы температуры нагрева не превышали установленных норм. Значения эффективной температуры, отличающиеся от установленных ГОСТ 15543.1, указывают на аппараты конкретных типов.

Примечание 2. Для аппаратов, технические задания которых утверждены до 1.01.90 г., эффективную температуру окружающего воздуха принимают равной 35 °С.

Примечание 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.

Примечание 4. Материалы, входящие в указанные в таблице классы нагревостойкости, приведены в ГОСТ 8024.

Примечание 5. Для предохранителей с номинальным напряжением свыше 1000 В температурные параметры ограничиваются только особыми условиями работы металлических частей (плавкий элемент) и требованием отсутствия повреждений соседних частей.

Примечание 6. В соответствии с ГОСТ 14794 для токоограничивающих реакторов последовательного включения допускается принимать превышение температуры контактных соединений над температурой окружающего воздуха, равное 65 °С.

Примечание 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 °С.

Примечание 8. Для вводов исполнения классов У и ХЛ при эффективной температуре окружающего воздуха, равной 35 °С.

Примечание 9. Для выводов предохранителя допустимую температуру нагрева принимают равной 105 °С (соответствующее превышение температуры составляет 65 °С) независимо от наличия или отсутствия покрытия присоединяемого к выводу внешнего проводника.

Примечание 10. Допускается для проводников из меди без изоляции или с изоляцией классов В, F и H по ГОСТ 8865 повышать температуру до 135 °С, если возможность этого подтверждается результатами испытаний по ГОСТ 17516.1 и указана в стандартах или ТУ на конкретные виды электротехнических устройств.

Примечание 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 °С.

Примечание 12. Предел превышения температуры 70 °С относится к присоединительным кабелям в полихлорвиниловой оболочке.

Примечание 13. Значения допустимых превышений температуры относятся к работе аппарата при его номинальных: режиме работы, токе, частоте переменного тока и

Продолжение таблицы 9.1

напряжении на зажимах катушек напряжения, равном верхнему пределу, указанному в стандартах на конкретные типы аппаратов, но не ниже 1,05 номинального.

Примечание 14. Значения допустимых превышений температуры для аппаратов, работающих при температуре окружающего воздуха, отличающейся от принятой расчетной (40 °С), следует изменить так, чтобы допустимая температура частей аппарата, определяемая как сумма указанных в таблице превышений и расчетной температуры окружающего воздуха, сохранялась неизменной.

Примечание 15. Допустимая температура относится к чистым, неокисленным и неподгоревшим контактным поверхностям соответствующей токоведущей части.

Примечание 16. Температура ограничивается теплостойкостью соседних частей, если слой серебра не повреждается электрической дугой и не стирается при испытании на механическую износостойчивость, которое должно производиться при нагретых контактах. В противном случае эти контакты должны рассматриваться как не имеющие покрытия серебром.

Примечание 17. Температура нормируется в соответствии со свойствами материалов. Она должна быть указана в стандартах на отдельные виды, серии и типы аппаратов.

Примечание 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 следует рассматривать как не имеющие покрытия серебром.

Примечание 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.

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

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

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

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

Примечание 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).

Примечание 25. Температура определяется максимально допустимой температурой элементов оборудования, частью которого они являются.

9.5 При проведении обследований следует выполнять следующие дополнительные условия:

- при подготовке к обследованию или непосредственно перед его началом следует определять режимы работы присоединений с контролируемыми контактными соединениями (контактами) 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 обследование следует проводить в конце рабочего цикла изменения нагрузки;

- следует учитывать, что контактные соединения (контакты) обладают тепловой инерцией;

- следует помнить, что коэффициенты излучения контактных соединений (контактов), работающих в разных условиях внешней среды, имеющих разный срок эксплуатации ("возраст"), разный характер нагрузки и т.п., могут существенно различаться.

9.6 Оценку теплового состояния контактов и болтовых контактных соединений при токах нагрузки (0,5–1,0) $I_{ном}$ следует проводить по наибольшей допустимой температуре нагрева и превышениям температуры с проведением соответствующего перерасчета по выражению:

$$\frac{\Delta T_{ном}}{\Delta T_{изм}} = \left(\frac{I_{ном}}{I_{изм}} \right)^2,$$

где $\Delta T_{ном} = T_{ном} - T_{oc}$ — превышение температуры при токе $I_{ном}$ и температуре окружающей среды T_{oc} ;

$\Delta T_{изм} = T_{изм} - T_{oc}$ — превышение температуры при токе $I_{изм}$ и температуре окружающей среды T_{oc} .

9.7 При обследовании контактов и болтовых контактных соединений с токами нагрузки (0,3–0,5) $I_{ном}$ оценку их теплового состояния следует выполнять по избыточной температуре. В качестве норматива используют значение температуры, перерасчитанное к току 0,5 $I_{ном}$, при этом перерасчет следует выполнять, исходя из соотношений:

$$\frac{\delta T_{0,5}}{\delta T_{изм}} = \left(\frac{0,5 I_{ном}}{I_{изм}} \right)^2,$$

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

$\delta T_{изм}$ — значение избыточной температуры контактных соединений (контактов) при токе $I_{изм}$ (превышение измеренной температуры контролируемых контактных соединений (контактов) или токоведущей части над температурой аналогичных контактных соединений (контактов) или токоведущих частей других фаз (с наименьшей температурой), находящихся в одинаковых условиях: $\delta T_{изм} = T_{изм} - T_{изм, мин}$);

$I_{ном}$ — номинальный ток цепи, содержащей контролируемые контактные соединения (контакты) или токоведущих частей;

$I_{изм}$ — измеренный ток в цепи контролируемых контактных соединений (контактов) или токоведущей части, на момент съемки.

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

$$K_d = T_{изм} / T_{ш},$$

где K_d — коэффициент дефектности контактных соединений (контактов), равный отношению измеренной максимальной температуры контролируемых контактных соединений (контактов) к максимальной температуре, измеренной на целом участке провода (шины), отстоящем от контролируемых контактных соединений (контактов) на расстоянии не менее 1м;

$T_{изм}$ — максимальная температура контролируемых контактных соединений (контактов);

$T_{ш}$ — максимальная температура целого участка провода (шины), отстоящем от контролируемых контактных соединений (контактов) на расстоянии не менее 1м.

9.9 При токах через контактные соединения (контакты) менее $(0,25-0,3) I_{ном}$, точность оценки их температурного состояния существенно снижается, поскольку сравнительно небольшая погрешность измерения температуры даст при пересчете к номинальной нагрузке большую погрешность определения прогнозируемой температуры.

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

При приведении измеренных температурных параметров к нормированным условиям (50% и 100% от номинальных), персоналу, выполняющему диагностирование, следует действовать по одному из двух путей:

— при отсутствии специальной методики (программы) для приведения измеренных температурных параметров к нормируемым условиям вышеуказанные формулы следует применять, помня, что они завышают результат приведения температурных параметров и что для получения наиболее их точных прогнозируемых значений обследование следует проводить при токах нагрузки, близких к нормируемым;

— при наличии специальной методики (программы) приведения (например, [2]) обследования можно выполнять при любой нагрузке, начиная с 3 % от номинальной.

9.10 Критерии оценки контактных соединений (контактов) и рекомендуемые сроки устранения их дефектов приведены в таблице 9.2.

Таблица 9.2

№ п/п	Класс дефекта	Критерии оценки температурного состояния контактов и контактных соединений						Рекомендуемые сроки устранения дефектов
		Контакты электрических аппаратов и болтовые контактные соединения				Опрессованные контактные соединения		
		$I_{изм} =$ $=(0,3-0,5) I_{ном}$		$I_{изм} =$ $=(0,5-1,0)I_{ном}$		$I_{изм} =$ $=(0,3-1,0) I_{ном}$		
		Избыточная темпера- тура, °С	Коэффициент дефектности, о.е.	Темпе- ратура, °С	Превы- шение темпе- ратуры, °С	Избыточ- ная тем- пера- тура, °С	Коэффи- циент дефект- ности, о.е.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Дефект в начальной стадии развития	5 – 10	? 1,2	Мень- ше значе- ний, приве- ден- ных в таб- лице 9.1	? 10	5 – 10	? 1,2	Устранить при плановом выводе в ремонт, но не позднее, чем через 6 мес.
2	Развив- шийся дефект	10–30	1,2–1,5		От 10 до значе- ний, приве- ден- ных в таб- лице 9.1	10 – 30	1,2 – 1,5	Выполнять учащенный контроль один 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
3	Аварий- ный дефект	> 30	> 1,5	Больше значений, приведенных в таблице 9.1		> 30	> 1,5	Устранить по аварийной заявке

Примечание 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, приведенными в 9.6, или по специальной программе перерасчета (9.9).

Примечание 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 6 и 7), подлежат измеренные значения последних, пересчитанные к половине номинального тока в соответствии с соотношениями, приведенными в 9.7, или по специальной программе перерасчета (9.9).

10 ДИАГНОСТИРОВАНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

10.1 Основные положения

10.1.1 Оценка теплового состояния электрооборудования, а также контактных соединений (контактов), находящихся в среде изоляционных жидкостей и газов, отделенных от прямого наблюдения металлическими или изоляционными материалами, можно производить только косвенным способом, поскольку возможность непосредственного измерения температуры исключена.

10.1.2 Диагностическими параметрами оценки состояния электрооборудования являются:

- наибольшая допустимая нормированная температура нагрева частей электрооборудования;
- превышение температуры частей электрооборудования;
- избыточная температура (по сравнению с аналогичными зонами других фаз);
- наличие и характер температурных аномалий теплового поля поверхности контролируемой единицы или узла электрооборудования по сравнению с тепловым полем поверхности заведомо исправной и аналогичной по конструкции и режиму работы единицы или узла электрооборудования.

10.1.3 Окончательное решение о возможности дальнейшей эксплуатации электрооборудования следует принимать на основе комплексного анализа результатов, полученных:

- при ТД ИКТ;
- при испытаниях и измерениях традиционными методами в соответствии с ГKD 34.20.302;
- при анализе трансформаторного масла и ХАРГ (для маслонаполненного электрооборудования);
- по результатам измерения параметров частичных разрядов изоляции (при возможности такого измерения на контролируемом электрооборудовании), а также при исследовании его состояния другими доступными в каждом конкретном случае методами;

— по результатам анализа динамики состояния электрооборудования на основе имеющейся эксплуатационной документации и результатов его диагностики в предшествующий период.

10.1.4 Обследование электрооборудования целесообразно проводить в те же сроки, что и их контактных соединений (контактов), за исключением вентильных разрядников и ограничителей перенапряжений, обследование которых необходимо выполнять перед началом грозового сезона с установленной для соответствующего класса напряжения периодичностью.

10.1.5 Нормы нагрева частей электрических аппаратов и электротехнических устройств переменного тока напряжением свыше 1000 В по ГОСТ 8024 приведены в таблице 10.1.

Таблица 10.1

№ п/п	Наименование частей аппаратов и материалов, из которых они изготовлены	Наибольшая допустимая температура нагрева ¹ , °C	Допустимое превышение температуры над эффективной температурой окружающего воздуха 40°C ^{1,2,3} , °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- и молибдено- содержащие: — на основе меди; — на основе серебра	— /85 — /90	— /45 — /50
2 Контактные 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

Продолжение таблицы 10.1

1	2	3	4
3 Материалы, используемые в качестве изоляции и металлические детали в контакте с изоляцией следующих классов нагревостойкости (ГОСТ 8865):			
3.1	У	90	50
3.2	А	100	60
3.3	Е	120	80
3.4	В	130	90
3.5	Ф	155	115
3.6	Н	180	140
3.7	200 °С и выше	200 и выше ⁵	160 и выше ⁵
4 Верхние слои изоляционного масла:			
4.1	В маслонаполненных КА	90	50
5 Токоведущие (кроме контактов и контактных соединений) и нетоковедущие металлические части:			
5.1	Неизолированные 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 ТТ:			
8.1	Обмотки	—	10
8.2	Магнитопроводы	—	15

Примечание 1. Нормы нагрева, приведенные в данной таблице, не распространяются на части аппаратов, находящиеся в вакууме.

Примечание 2. При других значениях эффективной температуры окружающего воздуха (ГОСТ 15543.1) или при температурах, отличающихся от них, допустимые превышения температуры, указанные в данной таблице, следует изменить таким образом, чтобы температуры нагрева не превышали установленных норм. Значения эффективной температуры, отличающиеся от установленных ГОСТ 15543.1, указаны в действующих ГОСТ или ТУ для аппаратов конкретных типов.

Примечание 3. Для аппаратов, технические задания которых утверждены до 1.01.90, эффективную температуру окружающего воздуха принимают равной 35°С.

Примечание 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.

Примечание 5. При температуре соседних токоведущих частей, не превышающей значений, указанных в этой таблице.

10.2 Электрические машины постоянного и переменного тока

10.2.1 Конструктивные особенности электрических машин позволяют выполнять ТД ИКТ следующих их частей и систем:

- контактных соединений выводов (при снятой крышке коробки выводов);
- корпусов подшипников;
- щеточного аппарата, коллекторов и контактных колец (при их доступности для осмотра);
- встроенных ТТ на выводах крупных электрических машин;
- различных частей электрических машин (обмотки статора, активной части, болтов торцевых щитов и т.п.);
- системы охлаждения электрических машин;
- 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).

10.2.2 ТД ИКТ открытых контактных соединений выводов электрических машин выполняют в соответствии с указаниями раздела 9.

10.2.3 Допустимые температуры нагрева частей электрических машин приведены в таблице 10.2.

Таблица 10.2

№ 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: В F	130 155	ГОСТ 28295
2	Щеткодержатели вращающихся электрических машин: — цилиндрические; — остальные	80 ¹ 130 ¹	ГОСТ 24720
3	Щетки вращающихся электрических машин: — металлографитные; — других типов	120 ² 180 ²	ГОСТ 24689
4	Вкладыши масляных уплотнений: — торцевые; — кольцевые	80 ^{3,4} 90 ^{3,4}	ГОСТ 183
5	Подшипники: — скольжения; — качения	80 ^{3,4} 100 ^{3,4,5}	ГОСТ 533
6	Масло на выходе из подшипников	65 ^{3,4,6}	ГОСТ 533 ГОСТ 609
7	Обмотка статора и активная часть сердечника статора: — с изоляцией класса В по ГОСТ 8865; — с изоляцией класса F по ГОСТ 8865	120 ^{4,6} 140 ^{4,6}	ГОСТ 533 ГОСТ 609

Конец таблицы 10.2

Примечание 1. Требования к щеткодержателям, рассчитанным для работы в других условиях эксплуатации, устанавливаются в стандартах и ТУ на конкретные типы щеткодержателей.

Примечание 2. Если в стандартах на щетки не указана другая температура.

Примечание 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 явнополюсных компенсаторов с системами возбуждения горизонтального исполнения, с водородным охлаждением и предназначенных для улучшения коэффициента мощности и регулирования напряжения сети переменного тока частотой 50 Гц.

Примечание 4. Температура дана только для справки, поскольку данные части для прямого осмотра при работе не доступны.

Примечание 5. Более высокая температура должна быть обоснована в ТУ на конкретные типы машин.

Примечание 6. Для трехфазных синхронных явнополюсных компенсаторов с системами возбуждения горизонтального исполнения, с воздушным и водородным охлаждением.

10.2.4 Допускаемые превышения температуры частей электрических машин приведены в таблице 10.3.

Таблица 10.3

№ п/п	Части электрических машин	Предельные длительно допустимые превышения температуры для изоляции классов по ГОСТ 8865					Документ, нормирую- щий превышения температуры
		A	E	B	F	H	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Обмотки переменного тока машин мощностью 5000 кВт/А и выше или с длиной сердечника 1м и более	60	70	80	100	125	ГОСТ 183
2	Обмотки: – переменного тока машин мощностью менее 5000 кВт/А или с длиной сердечника менее 1м; – обмотки возбуждения машин постоянного и переменного тока с возбуждением постоянным током, кроме указанных в пунктах 3 – 5 данной таблицы; – якорные обмотки, соединенные с коллектором	50	65	70	85	105	ГОСТ 183

Продолжение таблицы 10.3

1	2	3	4	5	6	7	8
3	Обмотки возбуждения неявнополусных 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	ГОСТ 183
7	Неизолированные обмотки, постоянно 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	

Примечание 1. Для стержневых обмоток ротора асинхронных машин допускается по согласованию с заказчиком иметь превышение температуры по пункту 4 данной таблицы.

Примечание 2. Превышения температуры, указанные в пункте 9 данной таблицы, не должны превышать значений для соприкасающихся обмоток.

Примечание 3. Допускаемые превышения температуры коллекторов и контактных колец могут превышать значения, указанные в пункте 10 данной 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 пункта 2 и пунктах 3—5 данной таблицы для материалов соответствующих классов; повышение температуры не ухудшит коммутацию; температура не будет достигать значений, опасных для паяк соединений; при изоляции классов F и H применяют материал, сохраняющий твердость при повышенной рабочей и технологической температуре.

Примечание 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 на каждые 1000 В (или на какую-то часть от 1000 В) должны быть снижены на: 1°C — для электрических машин с номинальным напряжением выше 11000 В и до 17000 В; 0,5°C дополнительно — для электрических машин с номинальным напряжением свыше 17000 В.

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

Приложение 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 данной 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 значения 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 данной 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 температуре 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.

10.2.5 Выявление местных нагревов стали статора синхронных генераторов, крупных электрических машин и компенсаторов производится во время их ремонта. Критерии оценки изложены в ГКД 34.20.302 (п. 5.11).

10.2.6 Проверку состояния пайки лобовых частей обмотки статора проводят в соответствии с ГКД 34.20.302 (п. 5.33). Проверку производят при питании обмотки статора постоянным током от 0,5 до 0,75 номинального. Обмотку выдерживают под током до установления постоянной температуры. Ревизии подлежат паяные соединения, температуры которых отличаются от средней температуры всех соединений на 5 °С или избыточная температура которых составляет 5 °С.

10.2.7 Некоторые признаки и причины перегрева электрических машин и их частей приведены в таблице 10.4.

Таблица 10.4

№ п/п	Перегретые части, диагности- ческие признаки, сопутствующие перегреву	Возможная причина перегрева
1	2	3
1 Электрические машины всех видов		
1.1	Равномерно перегрета вся ма- шина. Других признаков не- нормальной работы нет	Машина перегружена Двигатель, предназначенный для кратковременной или повторно-кратковременной работы (например, крановый), эксплуатируется в продолжительном ре- жиме Засорены вентиляционные пути машины, активная часть и обмотки покрыты теплоизолирующим слоем мелких волокон и пыли Направление вращения машины, имеющей вентиля- тор, выбрано неправильно, что снижает подачу воз- духа Воздушный канал или трубопровод (у машин с подво- димым извне охлаждающим воздухом) имеет недоста- точное сечение или слишком много изгибов Засорились воздушные фильтры Неисправен воздухоохладитель

Продолжение таблицы 10.4

1	2	3
1.2	Перегрев подшипников скольжения	Недостаточна подача масла 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 многомашинного агрегата (при наличии одноопорных роторов) Чрезмерно велико радиальное давление на подшипник из-за слишком сильного натяжения ремня или одностороннего 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 электрической машины

Продолжение таблицы 10.4

1	2	3
1.3	Перегрев подшипников качения	Подшипник и/или смазка загрязнены пылью или какими-то другими мелкими частицами Избыток смазки в подшипнике Слишком велико трение между уплотняющей набивкой и валом В подшипнике отсутствуют осевые зазоры, необходимые для компенсации температурного удлинения вала (ротор легко проворачивается в холодном подшипнике, а в нагретом состоянии его "заклинивает") Изношены или разрушены детали подшипника Слишком велика нагрузка на подшипник (неправильно выбран подшипник), слишком туго натянут ремень передачи Подшипник неправильно установлен, центровка электрической машины с сопряженным с ней механизмом или другой электрической машины выполнена некачественно
Перегревы коллектора, контактных колец и щеточного аппарата¹		
1.4	1.4 Коллектор и щетки сильно нагреваются, щетки сильно вибрируют и шумят, коллектор почернел на всей окружности или на большей ее части, поверхность коллектора испещрена бороздками (волнообразна)	Коллектор негладкий или бьет под Действием центробежных сил, коллектор деформирован Отдельные коллекторные пластины выступают, между пластинами коллектора выступает изоляция Затяжка коллектора ослабла Неправильно поставлены щетки, вследствие чего коллектор изнашивается неравномерно

Продолжение таблицы 10.4

1	2	3
1.5	Арматура и медные проводники отдельных щеток сильно нагреваются, щетки искрят, края щеток раскаляются и обгорают	Плохие контакты в щеточном аппарате и цепях токоподводов щеток (плохой контакт в токосборных кольцах, ослаблены стяжные болты, загрязнены или окислены контактные поверхности в местах соединения бракетов щеткодержателей и токоподводных колец, между щеткодержателями и бракетами, между щетками и щеткодержателями) вследствие чего ток между отдельными щетками распределяется неравномерно Щетки не могут свободно двигаться в обойме щеткодержателя, что ухудшает контакт между контактными кольцами (коллектором) и щетками Щетки слабо прижаты к коллектору или контактным кольцам Ток неравномерно распределяется между отдельными щетками (это может быть вызвано плохим контактом в цепи щеткодержателей и токоподводов, неодинакового нажатия щеток, применения щеток различных марок, недостаточной запрессовкой токоподводов в щетках)
2 Машины постоянного тока		
Перегревы обмотки якоря²		
2.1	Вся обмотка якоря нагревается равномерно, наблюдается склонность к искрению, генератор отдает, а двигатель 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)	Машина перегружена

Продолжение таблицы 10.4

1	2	3
2.2	При номинальной нагрузке машины частота вращения меньше номинальной, вся обмотка якоря нагревается равномерно	Ухудшены условия вентиляции машины
2.3	Обмотка якоря сильно нагревается даже у ненагруженной машины, щетки одного полюса искрят сильнее щеток других полюсов	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 стояки 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 индуцируются различные электродвижущие силы, вследствие чего возникают внутренние уравнивательные токи. При значительной неравномерности зазоров уравнивательные токи (особенно в электрических машинах с небольшим числом уравнивательных соединений) служат причиной сильного нагрева якоря и искрения щеток
2.4	Сильные местные нагревы обмотки якоря, искрение щеток, генератор плохо возбуждается, двигатель плохо идет в разгон или работает с ненормальной частотой вращения	Некоторые соседние пластины коллектора замкнуты заусенцами, не удаленными после обточки коллектора Между петушками коллектора или хомутиками имеется замыкание В одной или нескольких якорных катушках имеется междувитковое замыкание

Продолжение таблицы 10.4

1	2	3
2.5	Катушки полюсов обмотки якоря нагреваются равномерно. Щетки одного полюса искрят сильнее других полюсов. Генератор выдает номинальное напряжение только при повышенной частоте вращения, двигатель при номинальном напряжении и номинальном сопротивлении регулировочного реостата вращается слишком быстро	Неправильное чередование главных полюсов вследствие неправильного соединения одной или нескольких катушек
2.6	То же, но катушки полюсов нагреваются неравномерно	Межвитковое замыкание в одной или нескольких катушках главных полюсов искажает магнитное поле
2.7	При возбуждении генератора от постороннего источника якорь тотчас же после включения возбуждения сильно нагревается, причем отдельные катушки нагреваются неравномерно. Генератор плохо возбуждается. Двигатель плохо идет в разгон, в некоторых случаях, якорь также идет в разгон с трудом разворачивается или с толчками	Межвитковое замыкание в одной или нескольких якорных катушках Заусенцы, образовавшиеся при обточке коллектора, вызвали короткое замыкание обмотки якоря через пластины коллектора Вследствие соединения между отдельными пластинами или коммутаторами коллектора произошло короткое замыкание обмотки якоря
Перегревы обмотки возбуждения³		
2.8	Все катушки обмотки возбуждения полюсов равномерно нагреваются выше нормы, двигатель при номинальном напряжении сети вращается слишком медленно	Слишком велик ток возбуждения, добавочное сопротивление в цепи возбуждения параллельной обмотки мало или отсутствует
2.9	Все катушки обмотки возбуждения полюсов равномерно нагреваются выше нормы, генератор при номинальной частоте вращения дает слишком высокое напряжение	Слишком велик ток возбуждения, регулятор возбуждения неисправен или не соответствует электрической машине

Продолжение таблицы 10.4

1	2	3
2.10	Некоторые катушки сильно нагреваются, часть катушек остается холодной. Щетки искрят. Якорь нагревается	Витковое 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 статора ⁴		
3.1	Активная сталь статора равномерно перегрета, хотя нагрузка машины не превышает номинальной	Напряжение сети выше номинального
3.2	Повышенный местный нагрев активной стали при холостом ходе двигателя и номинальном напряжении сети	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 из-за пробоя обмотки на корпус и короткого замыкания в обмотке статора
Перегревы обмотки статора ⁴		
3.3	Обмотка статора равномерно перегрета	Напряжение на зажимах двигателя ниже номинального, вследствие чего по ней протекает повышенный ток Обмотка статора соединена не звездой, а треугольником
3.4	Сильные местные перегревы обмотки статора, сила тока в отдельных фазах разная, двигатель сильно гудит и развивает пониженный крутящий момент, на холостом ходу ток может превышать номинальный	Межвитковое 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

Продолжение таблицы 10.4

1	2	3
Перегревы обмотки ротора²		
3.5	Ротор, а иногда и статор пере-греваются, двигатель гудит, ток в статоре сильно пульсирует. Нагру-женный двигатель плохо идет в разгон и не развивает номинальной частоты вращения, момент вращения меньше номинального	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 контакты узла для короткого замыкания ротора (в электрических машинах с коротко-замкнутым ротором) и подъема 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 (для двигателей с фазным ротором) Плохой контакт между стержнями коротко-замкнутого ротора и короткозамыкающими кольцами из-за отрыва стержней от колец или разрыва последних (в одном или двух местах). В некоторых случаях наблюдается разрыв отдельных стержней в пазовой части ротора
3.6	Двигатель с фазным ротором без нагрузки идет в ход при разомкнутой цепи ротора. При пуске в ход с нагрузкой двигатель 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

Продолжение таблицы 10.4

1	2	3
4 Синхронные машины		
Перегревы активной стали статора⁴		
4.1	Активная сталь равномерно перегрета, хотя нагрузка генератора не превышает номинальной	Генератор работает с перевозбуждением (напряжение выше номинального). С повышением напряжения увеличиваются потери 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)
4.2	Сильные местные перегревы активной стали на холостом ходу и номинальном напряжении генератора	См. соответствующий пункт данной таблицы, касающийся асинхронных электродвигателей
Перегревы обмотки статора⁴		
4.3	Вся обмотка равномерно перегрета	Машина перегружена Неисправен воздухоохладитель См. предыдущий пункт данной таблицы
4.4	Часть обмотки статора перегрета, межфазные напряжения неодинаковы, генератор сильно гудит	Межвитковое замыкание в обмотке статора Обмотка одной фазы имеет замыкания на землю в двух местах Короткое замыкание между двумя фазами
Перегревы обмотки возбуждения²		
4.5	Обмотка возбуждения нагрета выше нормы, ток возбуждения больше номинального	Генератор работает с напряжением выше номинального или частотой вращения ниже номинальной Генератор работает с пониженным коэффициентом мощности, т.е. его реактивная мощность слишком велика Межвитковое замыкание в обмотке возбуждения или замыкание ее на корпус в двух точках

Продолжение таблицы 10.4

1	2	3
Перегревы обмотки возбуждения²		
4.5	Обмотка возбуждения нагрета выше нормы, ток возбуждения больше номинального	Генератор работает с напряжением выше номинального или частотой вращения ниже номинальной Генератор работает с пониженным коэффициентом мощности, т.е. его реактивная мощность слишком велика Межвитковое замыкание в обмотке возбуждения или замыкание обмотки на корпус в двух точках
5 Местные перегревы в турбогенераторах		
5.1	Перегрев ребер и поперечных стенок корпуса статора, нажимных плит активной стали и шпонок крепления плит	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 % номинального). При этом, вследствие насыщения стали, часть основного магнитного потока машины (поток рассеяния) выходит за пределы сердечника статора и замыкается через металлические конструктивные элементы корпуса статора. Потоки рассеяния вызывают появление блуждающих токов, которые протекают 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 шпонки, крепящие нажимные плиты (шпоночное крепление плит встречается в некоторых старых типах турбогенераторов) и сегменты крайних пакетов сердечника статора в местах их соприкосновения с "ласточковыми хвостами" ребер. 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)

Конец таблицы 10.4

1	2	3
5.2	Перегрев щитов, стенок и обшивки корпуса, внутренних щитов и болтов, крепящих щиты к корпусу статора	Магнитный поток вытесняется за пределы сердечника статора
5.3	Перегрев лобовых частей обмотки статора, нажимных плит сердечника статора, шпонок, крепящих плиты, подшипниковых щитов статора и крайних пакетов сердечника	Перегрев вызван потоками рассеяния лобовых частей обмотки статора. Степень нагрева конструктивных элементов возникающими при этом вихревыми токами зависит от конфигурации и параметров магнитного поля вблизи лобовых частей обмотки статора, а также материала нажимных плит и бандажей обмотки ротора (так называемых капп).

Примечание 1. Обследование доступных для осмотра коллектора и контактных колец следует выполнять непосредственно после остановки машины, медленно проворачивая вал машины вручную. Обследование коллектора, контактных колец и щеточного аппарата машин закрытого исполнения возможно только после снятия одного или обоих подшипниковых щитов немедленно после остановки машины. Обследование контактных колец и щеточного аппарата машин с выносными подшипниками возможно после открытия его крышки или кожуха.

Примечание 2. Обследование доступных для осмотра обмотки якоря или ротора следует 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.

Примечание 3. Перегревы обмоток возбуждения машин постоянного тока (при невозможности их прямого обследования) выявляются по тепловым аномалиям на поверхности корпуса машины по сравнению с тепловыми картинами аналогичных исправных машин.

Примечание 4. Перегревы активной стали и обмотки статора выявляются по тепловым аномалиям поверхности корпуса машины по сравнению с тепловыми картинами аналогичных машин.

10.2.8 Рекомендуемые сроки устранения дефектов электрических машин приведены в таблице 10.5.

Таблица 10.5

№ п/п	Части и системы электрических машин, в которых найдены или подозреваются дефекты	Рекомендуемые сроки устранения дефектов	
		Турбо- и гидрогенераторы, синхронные компенсаторы, возбудители, электрические машины мощностью более 1 МВт и номинальным напряжением более 1 кВ	Остальные электрические машины
1	2	3	4
1	Контактные соединения	В соответствии с указаниями раздела 9	
2	Активная сталь и об- мотки во время работы	При значениях температур, превы- шающих значения, изложенные в таблицах 10.2 и 10.3, – по ава- рийной заявке В остальных случаях – 14 дней	При значениях темпе- ратур, превышающих значения, изложенные в таблицах 10.2 и 10.3, – по аварийной заявке В остальных случаях – 30 дней
3	Щеточный аппарат, коллекторы и контак- тные кольца		
4	Подшипники		
5	Встроенные трансформаторы тока	При значениях температур, пре- вышающих значения, изложенные в таблице 10.1, (пункт 9), – по аварийной заявке В остальных случаях – при ближайшем останове	–
6	Конструктивные элементы (болты торцевых уплотнений, кожухи и т.п.)	При значениях температур, пре- вышающих значения, изложенные в таблицах 10.1 и 10.2, – по аварийной заявке В остальных случаях – при ближайшем останове	При значениях темпе- ратур, превышающих зна- чения, изложенные в таблицах 10.1 и 10.2, – по аварийной заявке; В остальных случаях – при очередном ремонте
7	Система охлаждения	При достижении температур охла- ждающих 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	

10.3 Силовые трансформаторы, автотрансформаторы и шунтирующие реакторы на напряжение свыше 1000 В

10.3.1 Конструктивные особенности позволяют выполнять ТД ИКТ следующих систем и частей силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов (далее — трансформаторов):

- открытых контактных соединений выводов: дефекты болтовых соединений аппаратных зажимов, а также опрессованных соединений спусков ошиновки и оконцевателей кабелей (раздел 9);

- обмоток, их выводов и отпаек: дефекты внутренних контактных соединений выводов обмоток, отпаек и соединений; перегревы обмоток и их отдельных катушек из-за нарушения условий охлаждения (образование 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 ИКТ 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 соединитель "колокола" из-за вытеснения магнитного потока рассеяния на бак;

- маслонаполненных высоковольтных вводов и вводов с твердой изоляцией: (10.10);

- системы заземления: наличие короткозамкнутых контуров, дополнительных точек заземления магнитопровода на бак;

- системы охлаждения: проходимость труб радиаторов, загрязнение внешней поверхности ребер труб и межтрубного пространства; дефекты или отключенное состояние термосифонных и адсорбционных фильтров, дефекты электродвигателей вентиляторов системы обдува и масляных насосов; возможна количественная оценка эффективности работы системы охлаждения;

10.3.2 При выполнении ТД ИКТ и анализе их результатов следует учитывать следующее:

- поскольку оценку внутреннего теплового состояния элементов и частей трансформатора при ТД ИКТ осуществляют путем измерения и анализа параметров температурных полей поверхности его бака, необходимо считаться с характером теплопередачи между этой поверхностью и внутренними источниками тепла;

- 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 типов М и Д зоны интенсивного движения масла имеются только в областях, непосредственно прилегающих 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;

— в трансформаторах с системами охлаждения типов ДЦ и Ц разность между максимальной и минимальной температурами по высоте трансформатора, как правило, 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 плюс 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 мин, а по маслу — через 10–20 ч после включения трансформатора на постоянную нагрузку или после существенного изменения режима работы.

10.3.3 Допустимые температуры нагрева и превышения температуры частей трансформаторов при номинальной нагрузке приведены в таблице 10.6.

10.3.4 Граничные значения тока и температуры частей трансформаторов при нагрузках, превышающих номинальную, приведены в таблице 10.7 (по ГКД 34.46.501).

Таблица 10.6

№ п/п	Контролируемые части, узлы	Наибольшие допустимые значения		Документ, нормирующий температурные параметры
		температу ры нагрева, °С	превы- шения темпе- ратуры, °С	
1	2	3	4	5
1	Контактные соединения устройств РПН силовых трансформаторов из меди, ее сплавов, медесодержащих композиций без покрытия серебром при работе в воздухе/масле: — с соединением болтами или другими элементами, обеспечивающими жесткость соединения; — с нажатием пружинами и самоочищающиеся в процессе переключения; — с нажатием пружинами и несамоочищающиеся в процессе переключения	— — —	40/25 35/20 20/10	ГКД 34.46.501
2	Верхние слои масла трансформаторов с системами охлаждения типов: — М и Д; — ДЦ; — Ц (на входе в маслоохладитель)	95 75 70	— — —	ГКД 34.20.507 (п.12.3.12) ГКД 34.46.501

Таблица 10.7

№ п/п	Характер нагрузки	Распреде- лительные трансформа- торы мощностью до 2,5 МВ·А	Трансфор- маторы со средней мощностью до 100 МВ·А	Мощные силовые трансфор- маторы мощностью более 100 МВ·А
1	2	3	4	5
1	Номинальный режим систематических нагрузок: – ток, % от $I_{ном}$ – температура наиболее нагретой точки и металлических частей, которые соприкасаются с изоляционным материалом, °С – температура верхних слоев масла, °С	150 140 105	150 140 105	150 120 105
2	Режим систематических длительных аварийных перегрузок: – ток, % от $I_{ном}$ – температура наиболее нагретой точки и металлических частей, которые соприкасаются с изоляционным материалом, °С – температура верхних слоев масла, °С	180 150 115	150 140 115	130 130 115
3	Режим кратковременных аварийных перегрузок: – ток, % от $I_{ном}$ – температура наиболее нагретой точки и металлических частей, которые соприкасаются с изоляционным материалом, °С – температура верхних слоев масла, °С	200 160 115	180 160 115	150 160 115

10.3.5 Признаки и причины появления дефектов в отдельных системах и частях трансформатора приведены в таблице 10.8.

Таблица 10.8

№ п/п	Части трансформатора, на которых наблюдаются тепловые аномалии, характер аномалий	Возможная причина возникновения тепловых аномалий
1	2	3
1 Обмотки, их выводы и отпайки		
1.1	Бак трансформатора: – местные температурные аномалии в районе расположения обмоток, отпайек и контактных соединений с температурами, превышающими температуру в аналогичных частях бака в районе других фаз на 5 °С и более; – местные температурные аномалии в районе расположения обмоток с температурами, превышающими температуру в аналогичных частях бака в районе других фаз на 5 °С и более	Дефекты внутренних контактных соединений 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 зашламления изоляции)
1.2	Изоляторы выводов обмоток НН: – нагрев изоляторов, не связанный с нагревом внешних контактных соединений	Дефекты изоляторов (10.13)
2 Переключатели ответвлений обмоток:		
2.1	Бак РПН: местные температурные аномалии бака с температурами, превышающими температуру в аналогичных частях бака РПН на других фазах на 3 °С и более Крышка бака масляных трансформаторов 6/0,4 кВ, кожух сухого трансформатора: нагрев крышки (кожуха) в районе расположения переключателя без возбуждения	Дефекты контактной системы РПН с выносными баками Дефекты контактной системы переключателя без возбуждения

Продолжение таблицы 10.8

1	2	3
3 Магнитопровод		
3.1	Бак трансформатора: местные температурные аномалии в районе верхнего, нижнего и боковых ярем с температурами, превышающими температуру в аналогичных частях бака в районе других фаз на 5 °С и более	Местные перегревы отдельных частей за счет нарушения межлистовой изоляции Нарушение изоляции отдельных элементов магнитопровода (консоли, ярмовые балки, стяжные шпильки, прессующие кольца, бандажи, полубандажи, домкраты и т.п.)
4 Маслонаполненные высоковольтные вводы, вводы с твердой изоляцией		
4.1	ТДИКТ выполняют в соответствии с указаниями 10.10	
5 Бак трансформатора и расширитель		
5.1	Бак трансформатора, разъем бака: температурные аномалии на разъеме бака и в местах расположения магнитных шунтов с температурами, превышающими температуру в аналогичных частях бака в районе других фаз на 10 °С и более	Нагрев бака, болтов соединителя "колокола", магнитных шунтов и других конструктивных элементов потоками рассеяния
5.2	Бак трансформатора: местные температурные аномалии на баке с температурами, отличающимися от температур в аналогичных частях бака в районе других фаз на 5 °С и более	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
5.3	Бак РПН, расширитель: граница уровня масла в расширителе или баке РПН не соответствует требованиям завода-изготовителя и показаниям маслоуказателя	Сниженный или повышенный уровень масла в баке РПН и расширителе
5.4	Температура расширителя существенно ниже температуры верхней части бака трансформатора, уровень масла в расширителе не просматривается	Нарушение сообщения между баком и расширителем

Продолжение таблицы 10.8

1	2	3
6 Система заземления		
6.1	Наличие нагревов с температурами, отличающимися от температур в аналогичных частях бака в районе других фаз на 5 °С и более: – бака в районе расположения стяжных элементов магнитопровода и конструктивных элементов бака (домкратов, прессующих колец, ярмовых балок, амортизаторов, направляющих шипов, транспортных болтов и т.п.); – болтов верхней части соединительной втулки ввода 750 кВ в шунтирующих реакторах типа РОДЦ-110000/750	Наличие короткозамкнутых контуров, дополнительных точек заземления магнитопровода на бак Образование короткозамкнутого контура из-за замыкания нижней части соединительной втулки ввода на алюминиевое кольцо верхнего электромагнитного экрана обмотки реактора
7 Система охлаждения		
7.1	Теплообменники системы охлаждения (поверхности охлаждения): – температуры отдельных трубок охладителей существенно ниже остальных; – температурная "пятнистость" внешней поверхности охладителя системы типа ДЦ; – температура всего охладителя значительно ниже температуры соседних охладителей; – измеренная разность температур на входе и выходе охладителя системы типа ДЦ ниже расчетной	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 Снижение эффективности работы охладителя

Продолжение таблицы 10.8

1	2	3
7.2	Термосифонные и адсорбционные фильтры: отсутствует перепад температур между входом и выходом фильтра – в исправном фильтре он должен быть не менее чем 3 – 5 °С	Загрязнение (зашламление) термосифонных или адсорбционных фильтров Засорены маслопроводы, подводящие к фильтрам масло Отключенное состояние термосифонных или адсорбционных фильтров из-за закрытой запорной арматуры Отключен или поврежден маслосос охладителя, установленный последовательно с адсорбционным фильтром; неправильное направление вращения маслососа
7.3	Элементы принудительной циркуляции масла и дутья: температуры корпусов отдельных маслососов и /или их электродвигателей отличаются от соседних на 5 °С и более	Дефекты электродвигателей вентиляторов системы обдува и маслососов Дефекты маслососов
7.4	Маслопроводы и запорная арматура: температуры труб маслопроводов и запорной арматуры в тракте циркуляции масла имеют участки, отличающиеся по температуре на 5 °С и более	Запорная арматура ошибочно закрыта Сечение маслопроводов сужено из-за их засорения
8 Вспомогательные устройства		
8.1	Встроенные трансформаторы тока: местные температурные аномалии на корпусе встроенного ТТ с температурами, отличающимися от температур в аналогичных частях бака в районе других фаз на 5 °С и более	Обрывы в цепях вторичных обмоток встроенных трансформаторов тока; Витковые замыкания, местные замыкания в магнитопроводе
8.2	Короба обмотки НН: повышенный нагрев в месте стыковки с комплектным экранированным токопроводом	Повреждение изоляции в месте стыковки с комплектным экранированным токопроводом

Конец таблицы 10.8

1	2	3
8.3	Расширитель (уровень масла): – показания маслоуказателя не соответствуют действительному уровню масла, определенному по снятой термограмме Верхняя часть бака (температура): – показания термосигнализатора не соответствуют действительной температуре верхних слоев масла, определенной по снятой термограмме	Неисправность маслоуказателя Неисправность термосигнализатора
8.4	Шкафы ШАОТ: температура стенок шкафа в зимнее время практически равна температуре окружающего воздуха	Отсутствует обогрев шкафа

10.3.6 При анализе результатов ТД ИКТ и оценке состояния внутренних элементов и частей трансформатора следует учитывать:

- оценку его осуществляют косвенно — путем измерения значений температур на поверхности бака трансформатора;
- характер теплопередачи от внутреннего источника тепла к поверхности бака;
- конструкцию трансформаторов, способ охлаждения обмоток и магнитопровода.

10.3.7 При оценке состояния отдельных систем и частей трансформатора результаты ТД ИКТ должны сопоставляться с результатами испытаний и измерений, регламентируемых ГКД 34.20.302, а также результатами измерений, полученными другими методами.

10.3.8 Оценка эффективности работы системы охлаждения типа ДЦ производят путем сравнения расчетной и измеренной разности температур масла на входе и выходе охладителя. Определение расчетной разности температур масла на входе и выходе охладителя системы охлаждения типа ДЦ приведено в приложении Б.

10.3.9 Рекомендуемые сроки устранения дефектов трансформаторов приведены в таблице 10.9.

Таблица 10.9

№ п/п	Части и системы трансформатора, в которых найдены или подозреваются дефекты, характер дефектов	Рекомендуемые сроки устранения дефектов	
		Маслонаполненные трансформаторы и реакторы	Сухие трансформаторы
1	2	3	4
1	Открытые контактные соединения	В соответствии с указаниями раздела 9	
2	Высоковольтные вводы и изоляторы	В соответствии с указаниями 10.10 и 10.13	
3	Встроенные ТТ	При значениях температурных параметров превышающих значения таблицы 10.1, – по аварийной заявке В остальных случаях – при ближайшем отключении, но не позднее 30 дней	–
4	Бак трансформатора: – дефекты, связанные с нагревами обмоток, магнитопровода, нарушением изоляции отдельных элементов магнитопровода (консоли, ярмовые балки, стяжные шпильки, прессующие кольца, бандажи, полубандажи, домкраты и т.п.) – при выявлении местных температурных аномалий на поверхности бака, нагрев болтов разъема бака	При плановом капитальном ремонте при выполнении следующих условий: – температура верхних слоев масла не превышает значений, установленных в таблицах 10.6, 10.7, и заводской документации; – результаты испытаний, выполненных в соответствии с ГКД 34.20.302 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	По аварийной заявке	–

Конец таблицы 10.9

1	2	3	4
6	Обмотки, магнитопровод и переключатель отпаек, доступных для осмотра	—	При значениях температурных параметров, превышающих требования завода-изготовителя, — по аварийной заявке В остальных случаях — 30 дней
7	Навесные устройства РПН	При оценочных значениях температурных параметров, превышающих значения таблиц 10.6 и 10.7, — по аварийной заявке В остальных случаях — при ближайшем ремонте	—
8	Система охлаждения: загрязнение внешней поверхности ребер труб и межтрубного пространства; дефекты или отключенные термо-сифонные фильтры, дефекты электродвигателей вентиляторов системы обдува и маслонасосов	Если температура верхних слоев масла близка к значениям таблицы 10.6, — при ближайшем ремонте, но не позднее следующий сроков: — летом — в течение 30 дней; — зимой — в течение 60 дней Если температура верхних слоев масла достигает значений, указанных в таблице 10.7, — по аварийной заявке	—

10.4 Коммутационные электрические аппараты с номинальным напряжением свыше 1000 В

10.4.1 Конструктивные особенности КА позволяют выполнять ТД ИКТ следующих их частей:

- разъемных и неразъемных контактных соединений КА (наружных и внутренних);
- высоковольтных вводов КА (дефекты болтовых соединений, резьбовых соединений с токоведущей трубой, повышение диэлектрических потерь в изоляции вводов, наличие воздуха в адаптерах встроенных ТТ, незаземленные измерительные и специальные выводы вводов, снижение уровня масла и т.п.);
- элементов конструкции КА, выполненных из стеклопластика и склонных к образованию ползущих разрядов;
- опорных изоляторов КА;
- уровня масла в баках маслонаполненных КА, зашламление бака;
- систем подогрева КА (неправильная работа, включенное состояние в летнее время, дефекты и т.п.);

— токоведущей части и изоляции колец-ловителей подвесных разъединителей (плохие контакты, дефекты сварки, монтажа и т.п.).

10.4.2 ТД ИКТ открытых контактных соединений (контактов) КА выполняют в соответствии с указаниями раздела 9.

10.4.3 ТД ИКТ высоковольтных вводов коммутационных аппаратов выполняются в соответствии с указаниями 10.10.

10.4.4 ТД ИКТ опорных изоляторов коммутационных аппаратов выполняются в соответствии с указаниями 10.13.

10.4.5 Температуры нагрева и соответствующие превышения температуры частей электрических аппаратов и электротехнических устройств переменного тока 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, приведенных в таблице 10.1.

Этим же требованиям в соответствии с ГОСТ 17717 должны соответствовать и выключатели нагрузки на номинальные напряжения от 3 кВ до 10 кВ включительно переменного тока, частоты 50 Гц.

10.4.6 Температуры нагрева и превышения температуры над температурой окружающего воздуха открытых контактных соединений (контактов) и токоведущих частей КА не должны превышать значений, указанных в таблице 9.1 (пункты 1, 2, 4, 5, 7, 8, 11, 21), других частей КА — не должны превышать значений, указанных в таблице 10.1 (пункты 1–8).

10.4.7 В соответствии с ГОСТ 2585 допустимые превышения температуры над температурой окружающего воздуха 40°C изолированных токоведущих частей автоматических быстродействующих выключателей постоянного тока с номинальным напряжением от 230 В до 3300 В при номинальном токе не должны превышать значений, указанных в таблице 10.10.

Таблица 10.10

№ п/п	Наименование изолированных токоведущих частей	Допустимое превышение температуры для изоляционных материалов с классами нагревостойкости по ГОСТ 8865, °C, не более				
		A	E	B	F	H
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

10.4.8 Дефекты вводов и делительных конденсаторов воздушных выключателей можно выявить только в отключенном положении выключателя и собранной схеме присоединения. Необходимо, чтобы к контролируемым элементам было приложено рабочее напряжение и через них протекал ток утечки. Такие схемы в эксплуатации существуют только во время между отключением выключателя и разборкой схемы оперативным персоналом, т.е. кратковременно.

Необходимо использовать каждое приемлемое для диагностики вводов и делительных конденсаторов воздушных выключателей состояние схемы ОРУ, когда к ним приложено рабочее напряжение и через эти элементы протекают токи утечки. Особенно это необходимо делать для оборудования с большими сроками службы и большими фактическими межремонтными сроками.

10.4.9 Признаки и причины появления дефектов в отдельных частях КА приведены в таблице 10.11.

Таблица 10.11

№ п\п	Части КА, на которых наблюдаются тепловые аномалии, характер аномалий	Возможная причина возникновения тепловых аномалий
1	2	3
1 Маломасляные выключатели серии ВМТ		
1.1	Открытые контактные соединения	В соответствии с указаниями раздела 9
1.2	Нагрев верхней части колпака полюса (полуполюса) выключателя выше на 2 °С и более по сравнению с аналогичной точкой другой фазы, причем градиент температуры направлен от линейного вывода	Дефект резьбового контактного соединения между фланцем и втулкой дугогасительной камеры

Продолжение таблицы 10.11

1	2	3
1.3	Нагрев колпака полюса (полуполюса) выключателя на уровне аппаратного зажима выше на 2 °С и более по сравнению с аналогичной точкой другой фазы	Дефект болтового крепления фланца к основанию корпуса полюса
1.4	Равномерный нагрев по всему периметру нижней части колпака полюса (полуполюса), частично захватывающий верхнюю часть фарфоровой покрышки выключателя выше на 2 °С и более по сравнению с аналогичной точкой другой фазы	Дефект между неподвижным и подвижным контактами Дефект в роликовом контакте (токоотводе)
1.5	Нагрев корпуса токоотвода выключателя выше на 2 °С и более по сравнению с аналогичной точкой другой фазы	Дефект контактных соединений между корпусом токоотвода и направляющим стержнем
1.6	Температура покрышки опорного изолятора, на котором размещено дугогасительное устройство, выше на 2 °С и более по сравнению с аналогичной точкой другой фазы Температура покрышки опорного изолятора выше на 2 °С и более по сравнению с температурой фарфоровой покрышки дугогасящего устройства этой же фазы	Работает подогреватель только той фазы, где температура фарфоровой покрышки опорного изолятора выше, чем температура покрышки дугогасительного устройства
2 Маломасляные выключатели других серий		
2.1	Температура фланца дугогасительного устройства выше на 2 °С и более по сравнению с аналогичной точкой другой фазы	Дефект внутренних контактов дугогасительного устройства (корпуса) 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	Развитие ползущего разряда по внутренней поверхности изолятора (внутренний пробой)
3 Масляные баковые выключатели		
3.1	Открытые контактные соединения	В соответствии с указаниями раздела 9
3.2	Высоковольтные вводы	В соответствии с указаниями 10.10

Продолжение таблицы 10.11

1	2	3
3.3	Верхняя треть бака одной из фаз выключателя нагрета сильнее на 2 °С и более, чем баки других фаз в этой же зоне	Дефект внутренних контактов дугогасительного устройства
3.4	Адаптер ввода масляного выключателя нагрет сильнее на 2 °С и более по сравнению с другими фазами в этой же точке	Разомкнута вторичная цепь трансформатора тока Внутренний дефект трансформатора тока
3.5	Нижняя треть бака одной из фаз выключателя нагрета сильнее на 2 °С и более, чем баки других фаз в этой же зоне	Работает подогреватель на фазе с большей температурой
3.6	Район поддона бака одной из фаз выключателя холоднее на 2 °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 скопилась вода и/или 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 баке выключателя снижен
4 Воздушные, элегазовые и вакуумные выключатели		
4.1	Открытые контактные соединения и контакты	В соответствии с указаниями раздела 9
4.2	Температура фланца дугогасительного устройства или отделителя выше на 2 °С и более по сравнению с аналогичной точкой другой фазы	Дефект внутренних контактов дугогасительного устройства или отделителя
4.3	Температура опорного изолятора, на котором размещено дугогасительное устройство или отделитель, выше на 2 °С и более по сравнению с аналогичной точкой другой фазы	Дефект опорного изолятора (10.13)

Продолжение таблицы 10.11

1	2	3
4.4	Наличие температурных аномалий на поверхности опорного изолятора (фарфоровой крышки) с температурами выше на 2 °С и более по сравнению с аналогичными точками на остальной поверхности этого же изолятора (фарфоровой крышки)	Развитие ползущих разрядов в деталях из стеклопластика или другой изоляции из органических материалов, находящихся внутри крышки
4.5	Температура стенок шкафов управления некоторых полюсов (полуполюсов) существенно выше стенок соседних шкафов	Не работают подогреватели на соседних полюсах (полуполюсах)
5 Разъединители		
5.1	Открытые контактные соединения и контакты	В соответствии с указаниями раздела 9
5.2	Опорно-стержневые изоляторы	В соответствии с указаниями 10.13
5.3	Температуры отдельных ламелей разъединителя горизонтально-поворотного типа отличаются между собой на 10 °С и более	Разное контактное нажатие, загрязнение и окисление отдельных ламелей
5.4	Отдельные участки токоведущих башмаков, кольца-ловителя и опорных стоек подвесного разъединителя имеют локальные перегревы с температурой 10 °С и более по отношению к другим их частям	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
6 Отделители		
6.1	Открытые контактные соединения и контакты (для отделителей с открытой контактной системой)	В соответствии с указаниями раздела 9 и рекомендациями для разъединителей данной таблицы
6.2	Опорно-стержневые изоляторы	В соответствии с указаниями 10.13
6.3	Температуры отдельных частей отделителя выше на 2 °С 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 9

Конец таблицы 10.11

1	2	3
7.2	Опорно-стержневые изоляторы	В соответствии с указаниями 10.13
7.3	Температура фланца предохранителя выше на 10 °С и более по сравнению с аналогичной точкой другой фазы	Плохой контакт в месте присоединения плавкой вставки к фланцу предохранителя
7.4	Температура корпуса предохранителя равномерна и отличается на 3°С и более по сравнению с аналогичным предохранителем другой фазы	Ассиметрия токов по фазам из-за несимметрии нагрузки В данной фазе установлен предохранитель с сечением плавкой вставки, отличающейся от других
7.5	Температурная аномалия в средней части корпуса предохранителя, температура в этой области выше на 5 °С и более по сравнению с аналогичной точкой другой фазы	Внутренний дефект плавкой вставки предохранителя (плавкая вставка имеет заводской дефект или "подплавлена") Увлажнение кварцевого наполнителя предохранителя из-за нарушения герметичности его корпуса
8 Выключатели нагрузки и контакторы		
8.1	Открытые контактные соединения и контакты	В соответствии с указаниями раздела 9
8.2	Опорно-стержневые изоляторы	В соответствии с указаниями 10.13
8.3	Температура корпуса выключателя нагрузки или контактора с закрытой контактной системой выше на 2 °С и более по сравнению с аналогичной точкой другой фазы	Дефект внутренних контактов выключателя или контактора

10.4.10 Сроки устранения дефектов КА приведены в таблице 10.12.

Таблица 10.12

№ п/п	Части КА, в которых найдены или подозреваются дефекты, характер дефектов	Рекомендуемые сроки устранения дефектов
1	2	3
1	Открытые контактные соединения КА	В соответствии с указаниями раздела 9
2	Высоковольтные вводы баковых масляных выключателей	В соответствии с указаниями 10.10

Конец таблицы 10.12

1	2	3
3	Контактная система воздушных и масляных выключателей	При значениях температурных параметров превышающих значения таблицы 10.1, – по аварийной заявке В остальных случаях – при ближайшем выводе в ремонт, но не позднее чем через 60 дней
4	Встроенные ТТ баковых масляных выключателей	При значениях температурных параметров превышающих значения таблицы 10.1, – по аварийной заявке В остальных случаях – при ближайшем отключении, но не позднее чем через 30 дней
5	Элементы конструкции КА, выполненные из стеклопластика и склонные к образованию ползущих разрядов, – нагревы на поверхности фарфоровых покрышек и других оболочек выключателя, внутри которых находятся стеклопластиковые детали	Выполнить ревизию выключателя по аварийной заявке, осмотр и испытания стеклопластиковых деталей – в соответствии с ГKD 34.20.302
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	Зимой – по аварийной заявке, летом – до наступления ОЗМ
10	Выключатели нагрузки и контакторы	При дефектах открытых контактных соединений (контактов) – в соответствии с указаниями раздела 9 При других дефектах – по местным условиям (по решению технического руководителя предприятия электроэнергетики)
11	Разъединители	
12	Отделители	
13	Предохранители	

10.5 Измерительные трансформаторы тока на напряжение свыше 1000 В

10.5.1 Конструктивные особенности ТТ (ДСТУ 7746) позволяют диагностировать средствами ИКТ следующие дефекты:

- нарушение контактов в разъёмных и неразъёмных 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 и т.п.);
- дефекты вторичных обмоток и магнитопровода (витковые замыкания и обрывы во вторичных обмотках, замыкания между пластинами в магнитопроводе);
- снижение уровня масла в баках маслонаполненных ТТ;
- дефекты разрядников, установленных между элементами многоэлементных ТТ (на соединительных 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).

10.5.2 При выполнении ТД ИКТ открытых контактных соединений следует руководствоваться указаниями раздела 9.

10.5.3 Признаки и причины дефектов ТТ приведены в таблице 10.13.

Таблица 10.13

№ п/п	Признаки дефекта	Возможная причина возникновения тепловых аномалий
1	2	3
1 Переключатель коэффициента трансформации:		
1.1	Температуры контактных соединений внешнего переключателя коэффициента трансформации превышают значения для открытых контактных соединений (таблица 9.1)	Дефекты контактной системы внешнего переключателя коэффициента трансформации ТТ

Продолжение таблицы 10.13

1	1	2
1.2	Превышение температуры поверхности расширителя ТТ типа ТФЗМ в районе расположения внутреннего переключателя коэффициента трансформации составляет 60 °С и более и/или избыточная температура по отношению к другим фазам больше 5 °С	Дефекты контактной системы внутреннего переключателя коэффициента трансформации ТТ
2 Основная изоляция		
2.1	Температуры фарфоровых покрышек или расширителей маслonaполненных ТТ, измеренные в аналогичных зонах покрышек разных фаз, отличаются между собой на 2 °С и более. Покрышка (расширитель) каждой фазы нагрета равномерно	Повышение общих диэлектрических потерь основной изоляции ТТ из-за ее увлажнения и/или загрязнения продуктами разложения масла, а также старения изоляции; ухудшение качества масла
2.2	Локальные температурные аномалии на поверхности фарфоровой крышки ТТ типов: – ТФЗМ (напротив расположения "звена"); – ТФУМ (напротив мест наложения бандажей на изоляцию первичной обмотки)	Локальное повышение диэлектрических потерь в месте соприкосновения 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 включений, локальный нагрев изоляции

Конец таблицы 10.13

1	2	3
2.3	Локальные температурные аномалии на поверхности ТТ типов: – ТРН, ТФРМ (напротив "тройников" и верхней части рывовидной обмотки); – ТТ с литой эпоксидной изоляцией (температурные аномалии преимущественно ориентированы в направлении "потенциал-земля")	Локальные дефекты основной изоляции, вызванные увлажнением бумажно-масляной изоляции в процессе эксплуатации, наличие газовых включений в изоляции из-за ее неудовлетворительной термовакuumной обработки при изготовлении или ремонте ТТ Старение либо увлажнение изоляции, развитие процессов трекообразования в эпоксидной изоляции ТТ, работающих в условиях увлажнения, конденсации влаги и/или загрязнения внешней изоляции ТТ
3 Вторичные обмотки и магнитопровод		
3.1	Локальные температурные аномалии на поверхности ТТ с литой эпоксидной изоляцией. Возможен повышенный нагрев всей фазы ТТ по сравнению с другими фазами	Обрыв цепи вторичной обмотки, возможно также замыкание между пластинами (витками) трансформаторной стали сердечника Витковые замыкания во вторичных обмотках
3.2	Температуры фарфоровых покрышек маслonaполненного ТТ, измеренные в зонах покрышек трех фаз напротив размещения вторичных обмоток, отличаются между собой на 1 °С и более	Витковое замыкание во вторичной обмотке, возможно также замыкание между пластинами (витками) трансформаторной стали сердечника Обрыв цепи вторичной обмотки
4 Снижение уровня масла		
4.1	Температуры фарфоровых покрышек или расширителей разных фаз маслonaполненного ТТ отличаются между собой, причем на фазе с пониженным уровнем масла верхняя часть покрышки или расширителя более холодная чем нижняя с четко различимой границей между ними	Снижение уровня масла в маслonaполненном ТТ
5 Дефекты монтажа		
5.1	Нагрев потенциальной перемычки между линейным выводом Л2 и баком ТТ типа ТРН или ТФРМ	Ошибочное соединение при монтаже потенциальной перемычки между линейным выводом ТТ и его баком Ошибочное соединение при монтаже контактного вывода подвешного разъединителя с линейным выводом ТТ Ошибочное соединение при монтаже неподвижного контакта заземлителя подвешного разъединителя с линейным выводом Л1 ТТ при потенциальной перемычке, установленной на вывод Л2

10.5.4 Сроки устранения дефектов ТТ приведены в таблице 10.14.

Таблица 10.14

№ п/п	Части и элементы ТТ, в которых подозреваются дефекты, характер дефектов	Рекомендуемые сроки уточнения характера дефектов и их устранения
1	2	3
1	Открытые контактные соединения и наружные переключатели коэффициента трансформации	В соответствии с указаниями раздела 9
2	Внутренние переключатели коэффициента трансформации	При значениях температурных параметров, превышающих значения последних в соответствии с таблицей 10.1, – по аварийной заявке В остальных случаях – при ближайшем выводе в ремонт, но не позднее чем через 30 дней
3	Основная изоляция (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) – температурные аномалии на поверхности ТТ	При значениях температурных параметров, превышающих значения последних в соответствии с таблицей 10.1, – по аварийной заявке В остальных случаях для принятия решения выполнить испытания диэлектрических характеристик изоляции и масла в соответствии с ГКД 34.20.302
4	Вторичные обмотки и магнитопровод (витковые замыкания во вторичных обмотках, замыкания между пластинами в магнитопроводе) – температурные аномалии на поверхности ТТ	при ближайшем выводе в ремонт, но не позднее чем через 30 дней
5	Уровень масла в маслонаполненных ТТ снижен	По аварийной заявке
6	Нагрев разрядников, установленных между элементами многоэлементных ТТ (на соединительных обмотках)	

10.6 Измерительные электромагнитные и емкостные трансформаторы напряжения на напряжение свыше 1000 В

10.6.1 Конструктивные особенности ТН (ДСТУ 1983) позволяют средствами ИКТ диагностировать:

- дефекты контактных соединений (в основном, наружных).
- дефекты обмоток ТН и изоляционных стоек, поддерживающих активную часть ТН серии НКФ;
- дефекты обмоток сухих ТН и ТН с литой изоляцией (им присущи те же дефекты, что и маслонаполненным ТН);

— дефекты магнитопровода;
 — снижение уровня масла в маслонаполненных ТН;
 — дефекты конденсаторов делителя напряжения ТН типа НДЕ;
 — дефекты вспомогательных электрических аппаратов (разъединителей, разрядников и т.п.), присутствующих в электрической схеме ТН типа НДЕ.

10.6.2 ТД ИКТ открытых контактных соединений выводов ТН выполняют в соответствии с указаниями раздела 9.

10.6.3 Температуры нагрева и превышения температуры открытых контактных соединений (контактов) и токоведущих частей измерительных ТН не должны превышать значений, указанных в таблице 9.1 (пункты 1, 4, 5). Превышения температуры других элементов трансформаторов напряжения, предназначенных для применения в электрических цепях переменного тока на напряжение 0,38—750 кВ включительно и исполнения классов У, УХЛ, ХЛ по ГОСТ 15150 и ГОСТ 1553, не должны превышать значений, указанных в таблице 10.15.

Таблица 10.15

№ п/п	Элемент ТН	Класс нагревостойкости по ГОСТ 8865	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 ТН	А Е В F Н	60 75 85 110 135
5	Масло в верхних слоях: — исполнение герметичное или с устройством, полностью защищающим масло от контакта с окружающим воздухом; — в остальных случаях	— —	55 50

10.6.4 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.

10.6.5 Сроки устранения дефектов ТН приведены в таблице 10.16.

Таблица 10.16

№ п/п	Части и элементы ТН, в которых найдены или подозреваются дефекты, характер дефектов	Рекомендуемые сроки уточнения характера дефектов и их устранения
1	2	3
1	Открытые контактные соединения	В соответствии с указаниями раздела 9
2	Основная изоляция обмоток ТН и изоляционных стоек, поддерживающих активную часть ТН серии НКФ, магнитопровод ТН – температурные аномалии на поверхности ТН и отличие температуры на 2 °С и более по сравнению с аналогичными точками других фаз	При значениях температурных параметров, превышающих значения таблицы 10.15, – по аварийной заявке В остальных случаях для принятия решения выполнить испытания диэлектрических характеристик изоляции и масла в соответствии с ГКД 34.20.302 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 10.12
6	Вспомогательные электрические аппараты, присутствующие в электрической схеме ТН типа НДЕ (КА, разрядники и т.п.)	См. 10.4 – 10.9, 10.12, 10.13

10.7 Сборные и соединительные шины, ошиновка распределительных устройств, высокочастотные заградители, бетонные токоограничивающие реакторы на напряжение выше 1000 В

10.7.1 Конструктивное исполнение сборных и соединительных шин и ошиновки РУ позволяет выявить в них такие дефекты, которые сопровождаются температурными аномалиями:

- дефекты контактных соединений проводов и шин, аппаратных зажимов;
- 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.

10.7.2 ТД ИКТ открытых контактных соединений выполняют в соответствии с указаниями раздела 9.

10.7.3 ТД ИКТ опорных и подвесных изоляторов и гирлянд изоляторов выполняют в соответствии с указаниями подразделов 10.13 и 10.14.

10.7.4 Нормы нагрева обмоток, конструктивных элементов и болтовых соединений токоограничивающих реакторов и реакторов высокочастотных заградителей в продолжительном режиме принимают по ГОСТ 8024 (см. пункты 1, 2, 4, 5 и 9 таблицы 9.1).

10.7.5 В соответствии с ГОСТ 14794 при использовании в конструкции бетонных реакторов изоляции обмоток класса нагревостойкости F в сочетании с изоляцией провода классов A и E допускается принимать превышение температуры обмотки, соответствующее следующему за ним классу нагревостойкости. Например, при применении в бетонном реакторе провода с классом нагревостойкости обмотки A допустимое превышение температуры равно плюс 80 °C.

10.7.6 Устранение дефектов электрооборудования, описанных в данном подразделе, выполняют в соответствии со сроками, установленными в разделе 9 (таблица 9.2).

10.8 Вентильные разрядники

10.8.1 Посредством ТД ИКТ можно выявить следующие дефекты разрядников:

- 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 двух и более элементов одной фазы (в многоэлементных разрядниках) и единственного элемента (в одноэлементных разрядниках напряжением до 35 кВ) возможно перекрытие разрядника при рабочем напряжении, его разрушение током короткого замыкания 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);

- закорачивание искровых промежутков.

10.8.2 Признаками исправного состояния вентильного разрядника являются:

- одинаковый нагрев элементов разрядника в местах расположения шунтирующих резисторов во всех фазах;

- распределение температуры по элементам фазы разрядника практически одинаково во всех его фазах (в пределах фазы оно изменяется в диапазоне от 0,5 °C до 5 °C в зависимости от количества элементов в фазе разрядника).

10.8.3 При дефектации разрядников с активной шунтировкой искровых промежутков следует руководствоваться следующей последовательностью сравнения температур и критериями определения дефектов:

- производят сравнение температур наиболее нагретых точек элементов разрядника одной фазы. Если разница температур нагрева между элементами менее 3 °C, то фазу следует считать бездефектной, при разнице температур в 3 °C и более — фаза разрядника дефектная. При этом дефектный элемент имеет меньшую температуру нагрева;

- для определения вида дефекта сравнивают 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 закороченные искровые промежутки. 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.

10.8.4 Диагностировать вентильные и искровые элементы разрядников типов РВМК-330П и РВМК-500П средствами ИКТ невозможно, поскольку они взаимно шунтируют друг друга, а энергия, рассеиваемая в рабочем режиме на вентильном элементе, весьма мала из-за его малого сопротивления.

10.8.5 Разрядники с емкостной шунтировкой искровых промежутков, например типов РВМК-400В и РВМК-750М, тоже подлежат диагностированию. В этих разрядниках 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 покрышки на опорных конструкциях, состоящих из стеклопластиковых деталей. При потере элементом разрядника герметичности поверхности этих деталей могут увлажняться, вследствие чего по их поверхности могут развиваться "ползущие" разряды ("треки"), представляющие собой дорожки, насыщенные углеродом, которые шунтируют блоки искровых промежутков. В местах появления "треков" может рассеиваться значительная активная энергия, проявление которой выразится в виде температурных аномалий на поверхности фарфоровой покрышки элемента разрядника, которые свидетельствуют о дефекте внутри элемента. При выявлении таких аномалий разрядник следует подвергать внеочередным испытаниям традиционными методами.

10.8.6 Диагностирование одноколونковых многоэлементных разрядников 220–750 кВ имеет свои особенности. Несмотря на наличие элементов, предназначенных для выравнивания деления рабочего напряжения по элементам этих разрядников и учитывая их значительную высоту, добиться равномерного деления рабочего напряжения по элементам разрядника удастся 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, который может превышать 5 °С. Это может привести к ложной отбраковке элементов разрядника. Поэтому следует обращать внимание на распределение температур по высоте всех трех фаз разрядника. Если распределение температур примерно одинаково по всем фазам, то неравномерность температуры по высоте каждой фазы вызвана вышеуказанными причинами. Если же одна из фаз имеет явные температурные аномалии по сравнению с двумя другими, то в ней можно подозревать наличие дефекта.

10.8.7 Признаки и причины дефектов разрядников приведены в таблице 10.17.

Таблица 10.17

№ п/п	Характер температурных аномалий	Возможные причины температурной аномалии
1	2	3
1	Отсутствует характерный нагрев элемента разрядника в месте расположения шунтирующих сопротивлений; температура элемента практически равна температуре окружающей среды; повышение температуры других элементов фазы на 2 °С и более по сравнению с элементами других фаз	Потеря элементом герметичности, увлажнение элемента
2	Один или несколько элементов фазы разрядника имеют огибающую термопрофилограммы вдоль оси элемента с двумя или несколькими пиками, при этом температура других элементов этой же фазы ниже на 2°С и более температуры таких же элементов двух других фаз.	Обрыв шунтирующих сопротивлений в элементах с двумя и более пиками на термопрофилограмме
3	Изменение места расположения характерного нагрева элемента разрядника в месте расположения шунтирующих сопротивлений	Дефект монтажа элемента в фазе Дефект сборки элемента при ремонте

10.8.8 Для разрядников, в которых по результатам ТД ИКТ подозревается наличие внутреннего дефекта, необходимо проводить внеочередные испытания в соответствии с ГКД 34.20.302. По результатам испытаний принимают решение о возможности дальнейшей эксплуатации разрядника.

10.8.9 Рекомендуемые сроки уточнения наличия дефектов разрядников и/или их устранения приведены в таблице 10.18.

Таблица 10.18

№ п/п	Возможные причины дефекта	Рекомендуемые сроки уточнения наличия дефектов и/или их устранения
1	2	3
1	Потеря элементом герметичности	Измерение тока проводимости под рабочим напряжением (для разрядников, оборудованных устройствами для таких измерений) – в течение семи дней При отсутствии возможности измерения тока проводимости под рабочим напряжением и необходимостью вывода разрядника из работы – до начала грозового сезона, но не более семи дней (для одноэлементных разрядников) и не более 30 дней (для многоэлементных разрядников)
2	Обрыв шунтирующих сопротивлений	
3	Закорачивание искровых промежутков	

10.9 Нелинейные ограничители перенапряжений

10.9.1 ТД ИКТ позволяет выявлять в ОПН следующие дефекты:

— 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.

10.9.2 Если обнаружено, что температурное поле одного из элементов ОПН равномерно и элемент имеет температуру, отличающуюся на 2 °С и более, чем такие же элементы других фаз, то в этом элементе возможно наличие дефекта. Вероятной причиной этого является общее увлажнение кварцевого наполнителя или внутренней поверхности силиконовой покрывки. При этом в одноэлементных ОПН будет наблюдаться повышение температуры элемента из-за увеличения тока утечки, а в многоэлементных ОПН - ее уменьшение (ток утечки практически не меняется, поскольку он определяется сопротивлением "здоровых" элементов, а сопротивление дефектного элемента снижено).

10.9.3 Если при ТД ИКТ 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. Вероятной причиной аномалии может быть локальное увлажнение кварцевого наполнителя (в ОПН с фарфоровой покрывкой) или внутренней поверхности силиконовой покрывки (в ОПН с силиконовой покрывкой), а также пробой варисторов.

В ОПН с фарфоровой покрывкой в местах "подсосов" влажного воздуха наполнитель будет увлажняться, это вызовет изменение тока утечки в этих местах и температурные аномалии на поверхности покрывки. Заполнение элемента ОПН на заводе непросушенным песком существенно расширит размер этих аномальных зон.

В ОПН с силиконовой покрывкой конденсация влаги на внутренней поверхности покрывки (соседствующей с местами разгерметизации) также вызовет изменение тока утечки и температуры в этих местах.

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, поскольку он определяется сопротивлением "здоровых" элементов, а сопротивление увлажненной зоны дефектного элемента снижено). В одноэлементных ОПН температура зависит от объема, конфигурации, месторасположения увлажненных зон в теле элемента и степени их увлажнения. Например, при небольшом объеме увлажненной зоны, по сравнению с общим объемом ОПН по ее радиальной ориентации температура в этой зоне будет ниже средней (ток утечки практически не меняется, поскольку он определяется сопротивлением "здоровой" зоны, а сопротивление увлажненной зоны снижено). При большом объеме увлажненной зоны или ее расположении практически по всей высоте в виде вертикальной полосы ее температура может быть выше средней из-за увеличения общего тока утечки элемента.

10.9.4 Признаки и причины дефектов ОПН приведены в таблице 10.19.

Таблица 10.19

№ п/п	Характер температурных аномалий	Возможные причины температурной аномалии
1	2	3
1	Отличие температуры элемента на 2°C и более по сравнению с аналогичными элементами других фаз (10.9.2)	Нарушение герметичности элемента Общее увлажнение кварцевого наполнителя
2	Локальная температурная аномалия на поверхности элемента с температурой, отличающейся от средней на 2 °C и более (10.9.3)	Локальное увлажнение кварцевого наполнителя (в ОПН с фарфоровой покрывкой) или внутренней поверхности силиконовой покрывки (в ОПН с силиконовой покрывкой)
3	Локальное снижение температуры на поверхности элемента на 2°C и более по сравнению с его средней температурой	Пробой варистора (варисторов)

10.9.5 Для ОПН, в которых по результатам ТД ИКТ подозреваются наличие дефекта, необходимо провести их внеочередные испытания в соответствии с ГКД 34.20.302 и с учетом рекомендаций заводов-изготовителей. По результатам испытаний принимают решение о возможности дальнейшей эксплуатации ОПН.

10.9.6 Рекомендуемые сроки уточнения наличия дефектов ОПН и/или их устранения приведены в таблице 10.20.

Таблица 10.20

№ п/п	Возможная причина дефекта	Рекомендуемые сроки уточнения наличия дефекта и/или их устранения
1	2	3
1	Потеря элементом герметичности	Измерение тока проводимости под рабочим напряжением для ОПН, оборудованных устройствами (для таких измерений), – в течение пяти дней При отсутствии возможности измерения тока проводимости под рабочим напряжением и необходимости вывода ОПН из работы – до начала грозового сезона, но не более пяти дней (для одноэлементных ОПН) и не более 30 дней (для многоэлементных ОПН)
2	Общее увлажнение кварцевого наполнителя	
3	Обрыв шунтирующих элементов	
4	Пробой варистора (варисторов)	

10.10 Высоковольтные вводы

10.10.1 ТД ИКТ высоковольтных вводов (ГКД 34.47.502) осложняется характерным размещением их на силовом трансформаторе или масляном выключателе и отсутствием возможности обследования нижней части ввода. Примерно от 20 % до 50 % высоты ввода, в зависимости от его номинального напряжения, обследовать не удастся. Это осложняет получение достаточной информации о техническом состоянии ввода.

10.10.2 ТД ИКТ вводов позволяет выявить в них:

- дефекты внешних (открытых) контактных соединений;
- дефекты внутренних контактных соединений (недостаточное натяжение 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 микродугами на пружинах, стяжных шпильках, направляющих и других деталях узла стяжки с разложением масла и образованием в нем 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 ввода, эллипсности остова, несоосности склейки частей покрышки и/или шламообразования на уступах остова, неправильной установки центрирующих сухарей (вкладышей);
- повреждение или незаземленное состояние измерительного или специального вывода ввода;
- наличие "желто-бурого" налета на внутренней поверхности фарфоровой покрышки ввода из-за образования в масле коллоидных структур — данный дефект особенно характерен для проходных вводов, расположенных горизонтально или почти горизонтально, изготовленных до 1986 года и залитых маслом марки Т-750;
- увеличение диэлектрических потерь в основной изоляции из-за ее увлажнения или старения;
- разряды с нажимного кольца верхнего торца остова на внутреннюю поверхность фарфоровой покрышки (для негерметичных вводов 220 кВ с усиленной внешней изоляцией).

10.10.3 ТД ИКТ открытых контактных соединений вводов выполняют в соответствии с указаниями раздела 9.

10.10.4 Температуры нагрева и превышения температуры металлических деталей конденсаторных вводов герметичного исполнения на напряжения от 110 кВ до 750 кВ включительно, предназначенных для трансформаторов (автотрансформаторов), реакторов, масляных выключателей, линейных вводов, а также вводов с твердой изоляцией на напряжение 110 кВ для трансформаторов, не должны превышать значений, указанных в таблице 10.21 (ГОСТ 10693).

Таблица 10.21

№ п/п	Металлические детали ввода	Наибольшая допустимая температура нагрева, °С	Превышение температуры над температурой окружающего воздуха 35 °С для вводов исполнения классов У и ХЛ
1	2	3	4
1	Нетоковедущие металлические части, соприкасающиеся с трансформаторным маслом	100	65

10.10.5 При ТД ИКТ вводов следует обращать внимание на разность температур оголовников вводов и фарфоровой крышки на разных фазах, распределение температуры по высоте ввода, наличие локальных нагревов на его поверхности.

10.10.6 Признаки и причины дефектов высоковольтных вводов приведены в таблице 10.22.

Таблица 10.22

№ п/п	Характер температурных аномалий	Возможная причина температурной аномалии
1	2	3
1	Нагрев крышки ввода на 1°C и более по сравнению с другими фазами	Внутренний дефект изоляции ввода
2	Местный нагрев крышки ввода на 1°C и более по сравнению со средней температурой, которая представляет собой арифметическую полусумму наибольшей и наименьшей температур крышки ввода, измеренных между ребрами крышки	Внутренний дефект изоляции ввода
3	Нагрев оголовника или верхней части ввода на 2°C и более по сравнению с другими фазами	Дефект внутренних контактов ввода Наличие короткозамкнутого контура в оголовнике
4	Изменение характера распределения температуры по высоте ввода, локальные температурные аномалии на его фарфоровой крышке	Снижение уровня масла Нарушение циркуляции масла (например, из-за нарушения установки центрирующих сухарей (вкладышей) Разряды с нажимного кольца верхнего торца остова на внутреннюю поверхность фарфоровой крышки (для негерметичных вводов 220 кВ с усиленной внешней изоляцией)
5	Нагрев корпуса измерительного или специального вывода ввода на 3°C и более по сравнению с аналогичными точками других фаз	Некачественное заземление вывода

10.10.7 Если при ТД ИКТ выявлен ввод, у которого подозревается наличие внутреннего дефекта, то для принятия решения о возможности его дальнейшей эксплуатации следует выполнить комплексный анализ результатов внеочередных испытаний и измерений другими методами.

10.10.8 Рекомендуемые сроки устранения дефектов вводов приведены в таблице 10.23.

Таблица 10.23

№ п/п	Части и элементы ввода, в которых найдены или подозреваются дефекты, характер дефектов	Рекомендуемые сроки уточнения характера дефектов и/или их устранения
1	2	3
1	Открытые контактные соединения	В соответствии с указаниями раздела 9
2	Внутренние контактные соединения (недостаточное натяжение резьбовых соединений с токоведущей трубой, некачественная пайка, дефекты гибких связей в токоведущей системе оголовника ввода и т.п.)	Если температурные параметры частей ввода превышают значения таблицы 10.21 и результаты ХАРГ при этом неудовлетворительные, – по аварийной заявке В остальных случаях – при ближайшем отключении, но не позднее 30 дней
3	Наличие нагревов оголовника ввода из-за короткозамкнутых контуров	
4	Наличие нагревов фарфоровой крышки ввода из-за увеличения диэлектрических потерь в основной изоляции или местном пробое фарфоровой крышки	Для принятия решения выполнить ХАРГ масла, испытания диэлектрических характеристик изоляции и масла в соответствии с ГКД 34.20.302 при ближайшем выводе в ремонт, но не позднее чем через 30 дней
5	Наличие температурных аномалий на фарфоровой крышке ввода, связанных с нарушением во вводе циркуляции масла из-за разбухания изоляции, резиновых прокладок в месте соединения частей крышки ввода или шламообразования на уступах остова	
6	Снижен уровень масла во вводе	По аварийной заявке с выполнением
7	Наличие нагревов, связанных с повреждением или незаземленным состоянием измерительного или специального вывода ввода	внеочередных испытаний диэлектрических характеристик изоляции и масла в соответствии с ГКД 34.20.302 и ХАРГ масла

10.11 Комплектные экранированные токопроводы на напряжение свыше 1000 В

10.11.1 ТД ИКТ позволяют выявлять дефекты следующих частей КЭТП:

- разъемных и неразъемных контактных соединений (наружных – экранов и внутренних – шин и болтовых соединений в местах присоединения к электрооборудованию);
- нарушение изоляции кожухов КЭТП относительно земли с появлением второй точки замыкания на землю и короткозамкнутых контуров;
- выключателей и разъединителей и других электрических аппаратов, встроенных в токопровод;
- повреждений изоляторов КЭТП;
- эффективность и дефекты вентиляционной установки (при ее наличии).

10.11.2 При выполнении ТД ИКТ открытых контактных соединений следует руководствоваться указаниями раздела 9.

10.11.3 ТД ИКТ комплектных экранированных токопроводов рекомендуется проводить в межсезонье – весной или осенью. При этом внутри КЭТП создаются условия для образования конденсата, что способствует выявлению дефектов изоляторов. В крайнем случае обследование КЭТП лучше выполнять при влажной погоде.

10.11.4 Эффективность и дефекты вентиляционной установки КЭТП можно выявить, сняв и сопоставив тепловые картины поверхности его экранов при отключенном и включенном состоянии вентиляционной установки.

10.11.5 Температуры нагрева и превышения температуры над температурой окружающего воздуха открытых контактных соединений и токопроводов не должны превышать значений, указанных в таблице 9.1 (пункты 1, 4, 5), других частей токопроводов — значений, указанных в таблице 10.1 (пункты 3, 5—8).

10.11.6 Признаки и причины дефектов КЭТП приведены в таблице 10.24.

10.11.7 Рекомендуемые сроки устранения дефектов КЭТП приведены в таблице 10.25.

Таблица 10.24

№ п/п	Характер температурных аномалий	Возможная причина температурной аномалии
1	2	3
1	Нагрев КЭТП в районе крышки изолятора на 1°C и более по сравнению с соседними	Дефект изолятора КЭТП
2	Наличие локальных нагревов на поверхности экранов, мест их присоединения к трансформатору и металлоконструкциям	Нарушение изоляции кожухов КЭТП относительно земли Дефекты монтажа КЭТП (некачественная сварка экранов и т.п.)

Таблица 10.25

№ п/п	Части и элементы КЭТП, в которых найдены или подозреваются дефекты, характер дефектов	Рекомендуемые сроки уточнения характера дефектов и их устранения
1	2	3
1	Открытые контактные соединения	В соответствии с указаниями раздела 9
2	Аппараты, встроенные в КЭТП (выключатели, разъединители, ТТ, ТН, разрядники и т.п.)	В соответствии с указаниями соответствующих подразделов, касающихся этих аппаратов
3	Схема заземления КЭТП — нагревы кожухов и конструктивных элементов КЭТП, связанные с появлением второй точки замыкания на землю	Если температурные параметры превышают значения таблицы 10.1, — по аварийной заявке В остальных случаях — в течение 30 дней
4	Дефекты изоляторов: — один или несколько нагретых изоляторов в одной и той же фазе КЭТП; — нагретые изоляторы в разных фазах КЭТП	Для принятия решения о сроках устранения дефектов выполнить испытания изоляции КЭТП в соответствии с ГКД 34.20.302 при ближайшем отключении, но не позднее чем через 30 дней Для принятия решения о сроках устранения дефектов выполнить испытания изоляции КЭТП по аварийной заявке в соответствии с ГКД 34.20.302

10.12 Конденсаторы связи, емкостных делителей напряжения и силовые конденсаторы**10.12.1 ТД ИКТ КСВ и делителей напряжения позволяют выявить в них:**

- 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 крышки);
- пробой отдельных секций конденсатора.

10.12.2 При выполнении ТД ИКТ открытых контактных соединений следует руководствоваться указаниями раздела 9.

10.12.3 Температуры нагрева и превышения температуры над температурой окружающего воздуха открытых контактных соединений КСВ и емкостных делителей напряжения не должны превышать значений, указанных в таблице 9.1 (пункты 1, 4, 5).

10.12.4 Допустимые температуры нагрева СК приведены в таблице 10.26.

Таблица 10.26

№ п/п	Материал СК	Наибольшая допустимая рабочая температура нагрева, °С
1	2	3
1	Синтетический диэлектрик	95
2	Минеральное масло	65

10.12.5 Признаки и причины дефектов КСВ, делительного конденсатора высоковольтного выключателя и СК приведены в таблице 10.27.

Таблица 10.27

№ п/п	Характер температурных аномалий	Возможная причина температурной аномалии
1	2	3
	Температура всего элемента на 3 °С и более выше температуры других элементов	Общее увеличение тангенса угла диэлектрических потерь изоляции
	Наличие на поверхности локальных нагревов с температурой на 3°С и более выше средней температуры элемента	Местное увеличение тангенса угла диэлектрических потерь изоляции или пробой отдельных секций конденсаторов
	Температура элемента практически равна температуре окружающего воздуха	Пробой элемента

10.12.6 При выявлении средствами ИКТ дефектов КСВ, делительного конденсатора высоковольтного выключателя СК его окончательную отбраковку следует проводить только после подтверждения дефекта традиционными испытаниями и измерениями.

10.12.7 Сроки устранения дефектов КСВ, делительного конденсатора высоковольтного выключателя и СК приведены в таблице 10.28.

Таблица 10.28

№ п/п	Возможная причина дефекта	Рекомендуемые сроки уточнения характера дефектов и их устранения
1	2	3
1	Открытые контактные соединения	В соответствии с разделом 9
2	Внутренний дефект элемента	Температура корпуса СК больше значений, приведенных в таблице 10.26, – по аварийной заявке температура корпуса СК меньше значений, приведенных в таблице 10.26, – выполнить внеочередные испытания в соответствии с ГKD 34.20.302 в течение 14 дней

10.13 Фарфоровые опорно-стержневые, штыревые и проходные изоляторы

10.13.1 ТД ИКТ позволяет выявить следующие дефекты опорно-стержневых, штыревых и проходных изоляторов:

- некачественное изготовление фарфора изолятора;
- трещины фарфора;
- электрический пробой изолятора.

10.13.2 Признаки и причины дефектов опорно-стержневых, штыревых и проходных изоляторов приведены в таблице 10.29.

Таблица 10.29

№ п/п	Характер температурной аномалии	Возможная причина температурной аномалии
1	2	3
1	Наличие на поверхности изолятора локальных нагревов с температурой на 1°C и более по отношению к средней температуре изолятора	Трещины фарфора Некачественное изготовление изолятора (неоднородности и заводские дефекты фарфора)
2	Равномерный нагрев одноэлементных изоляторов на 1°C и более по отношению к средней температуре изоляторов других фаз или соседних изоляторов	Некачественное изготовление изолятора (повышенные электрические потери) Электрический пробой изолятора (нагрев, обусловленный увеличением тока утечки через дефектный изолятор)
3	В многоэлементных изоляционных конструкциях один из изоляторов имеет температуру, меньшую на 1°C и более, относительно средней температуры изоляторов других фаз или соседних изоляторов	Некачественное изготовление изолятора (повышенные электрические потери) Электрический пробой изолятора (температура изолятора уменьшена потому, что ток утечки через него практически не изменяется, он определяется сопротивлением «здоровых» изоляторов, а сопротивление дефектного изолятора снижено)

10.13.4 Рекомендуемые сроки устранения дефектов изоляторов приведены в таблице 10.30.

Таблица 10.30

№ п/п	Возможная причина дефекта	Рекомендуемые сроки устранения дефектов
1	2	3
1	Некачественное изготовление изолятора	Провести обследование изолятора (ультразвуковое или другими методами) или заменить изолятор в течение 30 дней
2	Трещины фарфора и пробой изолятора	Провести замену изолятора по аварийной заявке

10.14 Фарфоровые подвесные изоляторы, гирлянды изоляторов

10.14.1 Выполнить достоверную оценку технического состояния подвесных изоляторов (гирлянд изоляторов) по результатам ТД ИКТ практически не представляется возможным. Это обусловлено незначительными изменениями их теплового состояния при реально возможных дефектах (электрический пробой в шапке изолятора - так называемые "нулевые" изоляторы; снижение электрического сопротивления изолятора из-за дефектов в изоляции силового узла (шапки) изолятора; промышленные, солевые и другие загрязнения поверхности изоляторов и гирлянд) 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 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 ГKD 34.20.302) до десятков тысяч мегаом. В реальных гирляндах с исправными изоляторами характер распределения напряжения (а значит, и нагрев отдельных изоляторов гирлянды) 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 десятки доли градуса, это еще больше усложняет выявление дефектных изоляторов в гирлянде.

10.14.2 Учитывая вышесказанное, настоящие Методические указания не устанавливают обязательных требований к проведению ТД ИКТ подвесных фарфоровых изоляторов и гирлянд изоляторов.

10.14.3 ТД ИКТ стеклянных изоляторов в настоящих Методических указаниях не рассматривается, поскольку дефекты их изоляции вызывают разрушения "юбок" изоляторов, в результате чего дефектные изоляторы видны визуально.

10.15 Воздушные линии электропередачи

10.15.1 ТД ИКТ ВЛ можно осуществлять следующими способами:

- наземным (пешим порядком, с автомобиля, вездехода и т.п.);
- водным (при пересечении ВЛ водных пространств) — с катера, лодки;
- воздушным (аэроинспекция) — с вертолета, легкого самолета, мотодельтаплана и т.п.

10.15.2 Первые два способа в части ТД ИКТ особенностей не имеют и ничем не отличаются от диагностирования ошиновки ОРУ.

10.15.3 Термографическая система, предназначенная для ТД ИКТ при аэроинспекции ВЛ, дополнительно должна соответствовать следующим требованиям:

— тепловизор должен быть длинноволновым (спектральный диапазон от 8 мкм до 12 мкм);

— желательно, чтобы ИК камера не требовала периодической заливки хладагента (жидкого азота);

— электропитание тепловизора должно быть автономным и/или совместимым с бортовой сетью летательного аппарата;

— тепловизор должен обязательно иметь канал отображения и регистрации видимого изображения, а также возможность вести запись речевых комментариев во время полета;

— желательно, чтобы ИК камера имела автоматическую настройку диапазона измеряемых температур и чувствительности (уровня), если это не так, то необходимо предусмотреть управление этими параметрами дистанционно;

— ИК камеру при аэроинспекции крепят снаружи, на пыле-влагозащищенной, гиросtabilизированной, виброгасящей и дистанционно управляемой по трем осям платформе. В крайнем случае съемку можно осуществлять "с рук";

— тепловизор, если его исполнение моноблочное, 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.

10.15.4 Аэроинспекцию ВЛ осуществляют два оператора (не считая пилота летательного аппарата):

— первый оператор управляет процессом ИК съемки (тепловизором), записывает речевые комментарии, касающиеся снятых термограмм, руководит действиями второго оператора по ориентации платформы и режима полета;

— второй оператор, руководствуясь указаниями первого оператора, постоянно удерживает платформу с тепловизором в таком положении, чтобы провода ВЛ находились в поле зрения ИК камеры, и руководит действиями пилота летательного аппарата относительно режима полета.

Примечание. Съемку с двухместного мотодельтаплана выполняет один оператор. Он совмещает функции первого и второго операторов, выполняя съемку "с рук".

10.15.5 Рекомендуемая скорость движения летательного аппарата вдоль трассы ВЛ составляет от 70 км/ч до 100 км/ч. В районе анкерных опор ВЛ (ГКД 34.20.502) ее желательно снижать до 55 км/ч до 60 км/ч. При использовании вертолета (в необходимых случаях) пилот может осуществлять "зависание" для более детального изучения и съемки обнаруженного дефекта.

10.15.6 Между всеми участниками аэроинспекции во время полета должна поддерживаться непрерывная двухсторонняя связь.

10.15.7 Расстояние между ИК камерой и проводами ВЛ во время полета должно выдерживаться в пределах от 25 м до 100 м. Это определяется правилами безопасности полетов и необходимой степенью детализации дефекта.

10.15.8 Уверенное обнаружение дефектов контактных соединений достигается при нагрузке ВЛ, составляющей не менее 50% номинальной.

10.15.9 При выполнении аэроинспекции желательно иметь на борту летательного аппарата карту, с трассой контролируемой 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 их паспортным номерам осуществляют при обработке термограмм в лаборатории.

10.15.10 Для ВЛ характерны те же дефекты, что и для ошиновки ОРУ (10.7), включая протекание тока через дистанционные распорки в расщепленных фазах и их нагрев из-за плохих контактов в контактных соединениях отдельных проводов расщепленной фазы.

10.15.11 Температуры нагрева и превышения температуры над температурой окружающего воздуха открытых контактных соединений и токоведущих частей ВЛ не должны превышать значений, указанных в таблице 9.1 (пункты 1, 6, 10).

10.15.12 Устраняют дефекты контактных соединений ВЛ в соответствии со сроками, установленными в разделе 9 (таблица 9.2).

10.16 Силовые кабельные линии

10.16.1 ТД ИКТ кабельных линий позволяет выявить в них следующие дефекты:

- внешних контактных соединений — в местах подключения кабеля к аппаратным выводам электрооборудования и внутренних контактных соединений — (в муфтах, доступных для осмотра);

- загрязнение и увлажнение разделок кабелей;

- перегрев кабелей в местах огнестойких проходок через перекрытия, перегородки и стены;

- выявление (в доступных для осмотра участках) кабелей с повышенными значениями диэлектрических потерь в изоляции (особенно в кабелях со значительным сроком службы и большим перепадом высоты прокладки);

- перегрузка кабелей, определяемая по температуре токоведущих жил в местах разделок и по температуре оболочек кабелей;

- несимметричная токовая нагрузка по фазам кабеля (для кабелей 0,4 кВ), выражающаяся в повышенном нагреве нулевой жилы кабеля.

10.16.2 ТД ИКТ открытых контактных соединений кабельных линий выполняют в соответствии с указаниями раздела 9.

10.16.3 При выполнении ТД ИКТ высоковольтных кабелей коротковолновой камерой легко спутать нагрев его сухой разделки повышенными токами утечки (увлажнение, загрязнение изоляции) с повышенным коронированием в месте разделки. Поэтому для ТД ИКТ в этом случае необходимо применять тепловизоры, работающие в длинноволновом диапазоне.

10.16.4 Температуры нагрева и превышения температуры над температурой окружающего воздуха открытых контактных соединений кабелей не должны превышать значений, указанных в таблице 9.1 (пункты 1, 4, 5).

10.16.5 Длительно допустимая температура элементов кабелей не должна превышать значений, приведенных в таблице 10.31.

Таблица 10.31

№ п/п	Наименование частей кабельной линии и материалов, из которых они изготовлены	Наибольшая допустимая температура нагрева, °C	Документ, регламентирующий температурный параметр
1	2	3	4
1	Контактные соединения кабельных линий	В соответствии с таблицей 9.1	
2	Токоведущие жилы силовых кабелей в длительном (аварийном) режиме с изо- ляцией: – из поливинилхлоридного пластика и по- лиэтилена; – из вулканизированного полиэтилена; – из резины; – из резины повышенной теплостойкости; – из пропитанной бумажной изоляции при вязкой (обедненной) пропитке и но- минальном напряжении кВ: – 1 и 3 – 6 – 10 – 20 – 35	70 (80) 90 (130) 65 (–) 90 (–) 80 (80) 65 (75) 60 (–) 55 (–) 50 (–)	РД 153-34.0-20.363
3	Токоведущие жилы силовых кабелей в муфтах при изоляции кабеля из пропи- танной бумаги при напряжении кабеля, кВ: – 3 и 6 – 10 – 20 – 35	80 70 65 60	ГОСТ 13781.0
4	Токоведущие жилы силовых кабелей в муфтах при изоляции кабеля из поли- винилхлоридного пластика, полиэтилена и самозатухающего полиэтилена	70	
5	Токоведущие жилы силовых кабелей в муфтах при изоляции кабеля из вулка- низирующегося полиэтилена	90	

10.16.6 Признаки и причины дефектов кабельных линий приведены в таблице 10.32.

Таблица 10.32

№ п/п	Характер температурной аномалии	Возможная причина температурной аномалии
1	2	3
1	Температура жил кабеля больше значений, указанных в таблице 10.31	Перегрузка кабеля Повышенная температура окружающей среды
2	Температуры жил разных фаз одного и того же кабеля отличаются на 10 °С и более	Несимметричная токовая нагрузка по фазам
3	Нагрев оболочки кабеля на входе в соединительную муфту на 5°С и более по сравнению со средней температурой	Дефект соединения жил кабеля в соединительной муфте
4	Общий или локальный нагрев воронки разделки кабеля на 5°С и более по сравнению с его средней температурой	Загрязнение и увлажнение разделок кабеля Внутренний дефект изоляции воронки разделки кабеля

10.16.7 Сроки устранения дефектов кабельных линий приведены в таблице 10.33.

Таблица 10.33

№ пп	Возможная причина дефекта	Рекомендуемые сроки устранения дефектов
1	2	3
1	Открытые контактные соединения	В соответствии с таблицами 9.1 и 9.2
2	Перегрузка кабеля	При значениях температуры жил кабеля, приведенных в таблице 10.31, – немедленно установить и устранить причину повышения температуры
3	Несимметричная токовая нагрузка	При значениях температуры жилы наиболее нагруженной фазы кабеля, приведенных в таблице 10.31, – в течение десяти 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

10.17 Комплектные распределительные устройства, комплектные трансформаторные подстанции на напряжение свыше 1000 В

10.17.1 Конструктивное исполнение большинства КРУ внутренней установки не позволяет оперативно выполнить ТД ИКТ, потому что все контактные соединения, токоведущие

части и установленное в ячейках КРУ электрооборудование закрыты сплошными металлическими оболочками (кожухами), шторками и т.п., снятие которых требует обесточения КРУ и определенных затрат времени. При снятии задней стенки ячейки КРУ доступ к большинству контактных соединений, токоведущих частей и электрооборудования открывается и в этом случае выполнение ТД ИКТ возможно.

10.17.2 Конструктивное исполнение части КРУН, а также большинства КТП позволяет оперативно получить доступ к контактным соединениям (контактам), токоведущим частям и электрооборудованию ячеек, поскольку оболочки, их закрывающие, выполнены в виде легко открывающихся отсеков.

10.17.3 При выполнении ТД ИКТ открытых контактных соединений (контактов) ячеек КРУ, КРУН и КТП следует руководствоваться указаниями раздела 9 настоящих Методических указаний.

10.17.4 ТД ИКТ электрооборудования, установленного в ячейках КРУ, КРУН и КТП (КА, измерительные ТТ и ТН, аппараты защиты от перенапряжений и т.п.), описано в 10.4–10.9; 10.12; 10.13; 10.16 настоящих Методических указаний.

10.17.5 Температуры нагрева и превышения температуры открытых контактных соединений (контактов) и токоведущих частей КРУ и КТП не должны превышать значений, указанных в таблице 9.1 (пункты 1, 2, 4, 5, 7, 9, 11).

10.17.6 Температура нагрева частей 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 связано со значительным усложнением или удорожанием конструкции, допускается нагрев этих частей до 70°C.

10.17.7 Вывод КРУ и КТП из работы для выполнения его испытаний в соответствии с требованиями ГKD 34.20.302 выполняют по аварийной заявке, если температуры и превышения температур его элементов больше приведенных в соответствующих подразделах настоящих Методических указаний, в остальных случаях (дефекты открытых контактных соединений) этот срок не должен превышать требований раздела 9 (таблица 9.2).

10.18 Электроустановки и электрооборудование на напряжение ниже 1000 В

10.18.1 Конструктивное исполнение РУ и электрооборудования с номинальным напряжением ниже 1000 В позволяет выявить:

- дефекты открытых и внутренних контактных соединений (контактов) КА (автоматов, рубильников, магнитных пускателей и т.п.);
- дефекты низковольтных силовых и разделительных трансформаторов, трансформаторов безопасности, измерительных ТТ и ТН, электродвигателей с напряжением 0,4 кВ и ниже – витковые замыкания обмоток, дефекты магнитопровода и т.п.;
- дефекты обмоток электромагнитов управления (магнитных пускателей – особенно распространенный дефект, контакторов и т.п.);
- дефекты предохранителей, разрядников и ОПН низкого напряжения – перегревы, обрывы, перегорания и т.п.;
- дефекты встроенных комплектующих электронных элементов (перегревы);
- дефекты устройств обогрева (охлаждения) оборудования (работоспособность, снижение эффективности и т.п.);

— недопустимые перегревы оболочек (корпусов), к которым возможно прикосновение обслуживающего персонала, и ручек (рычагов) управления.

10.18.2 При выполнении ТД ИКТ открытых контактных соединений (контактов) электрооборудования с номинальным напряжением ниже 1000 В следует руководствоваться указаниями раздела 9 настоящих Методических указаний.

10.18.3 Обследование электрооборудования с номинальным напряжением ниже 1000 В особенностей не имеет, оно значительно проще, поскольку при его выполнении значительная часть влияющих факторов отсутствует.

10.18.4 Температуры нагрева открытых контактных соединений (контактов) и токоведущих частей электрооборудования с номинальным напряжением ниже 1000 В не должны превышать значений, указанных в таблице 9.1 (пункты 12–25); других частей электрооборудования — не должны превышать значений, указанных в таблице 10.34 (пункты 1, 2).

10.18.5 Превышения температуры открытых контактных соединений (контактов) и токоведущих частей электрооборудования с номинальным напряжением ниже 1000 В не должны превышать значений, указанных в таблице 9.1 (пункты 12–25); других частей электрооборудования — не должны превышать значений, указанных в таблице 10.35 (пункты 1–5).

10.18.6 Вывод электрооборудования с номинальным напряжением ниже 1000 В из работы для выполнения его испытаний в соответствии с ГKD 34.20.302 выполняется по аварийной заявке, если температурные параметры его элементов больше приведенных в таблицах 10.34 и 10.35, в остальных случаях (дефекты открытых контактных соединений) этот срок не должен превышать требований раздела 9.

Таблица 10.34

№ п/п	Наименование частей электрооборудования и материалов, из которых они изготовлены	Предельная температура нагрева, °C	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 1000 В (переменного) и до 1200В (постоянного) токов:			
1.1	Нагревающиеся части выключателей	В соответствии с ГОСТ 17441 и ТУ на конкретные типы выключателей	ГОСТ 9098

Конец таблицы 10.34

1	2	3	4
2 Прочее электрооборудование:			
2.1	Элементы корпусов осветительных токопроводов, предназначенных для 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	По ТУ на шинопроводы конкретных типов	ГОСТ 26346
2.2	Элементы корпусов магистральных и распределительных токопроводов переменного (на напряжение до 1000 В) и постоянного (до 1200 В) токов, установленных с учетом эффективного значения температуры окружающего воздуха, соответствующей климатическому исполнению по ГОСТ 15543	По ТУ на шинопроводы конкретных типов	ГОСТ 6815
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 возможно прикосновение; — к которым нежелательно прикосновение	70 80	ГОСТ 2491
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 10.35

№ п/п	Наименование частей аппаратов и материалов, из которых они изготовлены	Допустимое превышение температуры, °C ³	Документ, нормирую- щий превышение температуры
1	2	3	4
1 Аппараты электрические на напряжение до 1000 В, предназначенные для работы в условиях по ГОСТ 15150 и ГОСТ 15543, включая аппараты, встраиваемые в КРУ^{1,2}:			
1.1. Обмотки многослойных катушек с изоляционными материалами классов нагревостойкости по ГОСТ 8865 в воздухе/трансформаторном масле ⁴ :			ГОСТ 403
1.1.1	У	50/ –	
	А	65/60	
	Е	80/60	
	В	90/60	
	F	115/ –	
	Н	140/ –	
	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 А до 12500 А и номинальные напряжения от 230 В до 3300 В:			
2.1 Многослойные обмотки большого сопротивления (параллельные обмотки) с изоляционными материалами классов нагревостойкости по ГОСТ 8865 ⁴ :			ГОСТ 19294
2.1.1	А	60	
	Е	75	
	В	85	
	F	105	
	Н	125	
2.2 Единичные проводники, однослойные обмотки, многослойные обмотки малого сопротивления (последовательные обмотки) с изоляционными материалами классов нагревостойкости по ГОСТ 8865 ⁴ :			
2.2.1	А	65	
	Е	80	
	В	90	
	F	110	
	Н	130	

Продолжение таблицы 10.35

1	2	3	4
3 Сухие силовые трансформаторы и автотрансформаторы однофазные и трехфазные общего назначения малой мощности (не более 5 кВ·А), 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, указанных в ГОСТ 19294):			
3.1 Обмотки и другие части трансформатора при номинальной нагрузке⁶:			
3.1.1	Обмотки трансформатора с изоляцией классов нагревостойкости по ГОСТ 8865: А Е В F Н	75 90 95 115 140	ГОСТ 19294
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; – из изоляционных материалов	30 50	
3.1.4	Внешние оболочки, рукоятки, рычаги и аналогичные органы управления, которые при работе находятся непродолжительное время в руке: – из металла; – из изоляционных материалов	35 60	
3.1.5	Изоляционные материалы (кроме изоляции обмоток) из: – каучука; – диэлектриков, состоящих из нескольких слоев, пропитанных фенолформальдегидом, меламинформальдегидными и фенолфурфурольными смолами; – диэлектриков, состоящих из нескольких слоев, пропитанных карбамидформальдегидными смолами; – пропитанного дерева; – пропитанной или лакированной ткани или прессованного картона	50 85 65 60 70	
3.1.6	Прессованные части из: – 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	

Продолжение таблицы 10.35

4 Коммутационные аппараты на напряжение до 1000 В переменного тока и до 1500 В постоянного тока:			
4.1. Части аппаратов ⁷ :			
4.1.1	Механизм ручного управления: – металлический; – неметаллический	15 25	ДСТУ 3020 ГОСТ 28668 ГОСТ 22789
4.1.2	Части, доступные для прикосновения: – металлические; – неметаллические	30 40	
4.1.3	Части, к которым в нормальных условиях прикоснуться невозможно: – металлические; – неметаллические	40 50	
4.1.4	Части, к которым прикасаться в нормальных условиях нет необходимости ⁸ : – 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 1000 В:			
5.1 Встроенные комплектующие элементы:			
5.1.1	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 действующими ТУ на комплектующие элементы или инструкциями изготовителя	ГОСТ 28668 ГОСТ 22789

Примечание 1. Значения 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, указанному в стандартах на конкретные типы аппаратов, но не выше 1,05 номинального.

Примечание 2. Значения допустимых превышений температуры для аппаратов, работающих при температуре окружающего воздуха, отличающейся от принятой расчетной (40°С), должны быть изменены так, чтобы допустимая температура частей аппарата, определяемая как сумма указанных в таблице превышений и расчетной температуры окружающего воздуха, сохранялась неизменной.

Примечание 3. Температура окружающего воздуха принята равной 40°С, а высота над уровнем моря — не более 1000 м, за исключением пункта 3 таблицы, где температура равна 25 °С.

Примечание 4. Допустимая температура неизолированных токоведущих частей выключателя, если они соприкасаются с какой бы то ни было изоляцией, не должна превышать установленной для изолирующего материала.

Примечание 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, применяемые при установке этих аппаратов в месте эксплуатации, устанавливаются в стандартах на эти аппараты.

Примечание 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 допускаемые превышения температуры, указанные в данной таблице.

Примечание 7. В стандарте на аппараты могут быть указаны другие значения для других условий, но они не должны превышать значения данной таблицы более чем на 10 °С.

Примечание 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 °С выше установленных.

10.19 Электрооборудование систем возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов, систем бесперебойного питания, преобразователей частоты, компоненты электронных устройств

10.19.1 Конструктивное исполнение электрооборудования систем возбуждения, систем и АБП и преобразователей частоты позволяет выявить:

- дефекты открытых и внутренних контактных соединений (контактов) агрегатов и элементов систем возбуждения, систем и АБП, преобразователей частоты;
- дефекты электрических машин (в электромашинных и высокочастотных системах возбуждения, электромашинных АБП и преобразователях частоты);
- дефекты пускорегулирующей и КА, шунтовых и серийных реостатов, балластных сопротивлений и т.п.;
- дефекты измерительных ТТ и ТН, магнитных усилителей, дросселей и других электромагнитных устройств, содержащих обмотки;
- дефекты СК;
- дефекты силовых электронных приборов: вентилях, тиристорах, силовых транзисторах и т.п. - перегревы, неравномерное распределение тока в параллельных ветвях;
- неравномерное распределение напряжения в высокочастотных и тиристорных системах возбуждения, электронных системах бесперебойного питания и преобразователях частоты;
- дефекты систем охлаждения силовых электронных приборов;
- нарушение теплового режима элементов электронных устройств, блоков управления, сигнализации и защиты.

10.19.2 ТД ИКТ открытых контактных соединений (контактов) вышеуказанного электрооборудования выполняются в соответствии с указаниями раздела 9 настоящих Методических указаний.

10.19.3 ТД ИКТ электрооборудования, установленного в вышеуказанных системах и устройствах (силовые трансформаторы, КА, разрядники, ОПН, измерительные трансформаторы и т.п.) описана в соответствующих подразделах данного раздела, и особенностей она не имеет.

10.19.4 Температуры нагрева и превышения температуры открытых контактных соединений (контактов) и токоведущих частей электрооборудования систем возбуждения, систем и агрегатов бесперебойного питания и преобразователей частоты не должны превышать значений, указанных в таблице 9.1 (пункты 1–5, 9, 11–25); других частей систем возбуждения — значений, указанных в соответствующих разделах настоящих Методических указаний, в заводской документации, действующих ТУ, а также в таблице 10.36 (пункты 1–3).

10.19.5 Вывод электрооборудования систем возбуждения, систем и агрегатов бесперебойного питания и преобразователей частоты из работы для выполнения его испытаний в соответствии с ГКД 34.20.302 выполняют по аварийной заявке, если температурные параметры его элементов больше приведенных в таблице 10.36 или в соответствии с заводской документацией и действующими ТУ. В остальных случаях (дефекты открытых контактных соединений (контактов) этот срок не должен превышать требований раздела 9.

Таблица 10.36

№ п/п	Контролируемые части, узлы	Наибольшее допустимое значение температуры нагрева, °С	Документ, нормирующий температурные параметры
1	2	3	4
1	Металлические части в наиболее нагретых точках, соприкасающихся с изоляционными материалами классов нагревостойкости по ГОСТ 8865: У А Е В F Н С	90 100 120 130 155 180 >180	ГОСТ 26416
2	Поверхность внешней оболочки АБП и полупроводниковых преобразователей переменного напряжения в наиболее нагретой точке.	70	ГОСТ 26416 ДСТУ 3679

Конец таблицы 10.36

1	2	3	4
3	Воздух внутри АБП около его составных частей	Температура не должна превышать значений, установленных в стандартах и действующих ТУ на агрегаты конкретных серий и типов. Контрольные точки для проверки температуры нагрева и значения температуры должны быть установлены в конструкторской документации	ГОСТ 26416

Примечание При установке агрегатов и преобразователей в рабочей зоне, если это указано в стандартах и действующих ТУ на агрегаты конкретных серий и типов, температура поверхности внешней оболочки не должна превышать 45°C.

10.20 Аккумуляторные батареи

10.20.1 Конструктивное исполнение АБ позволяет выявить:

- дефекты открытых и внутренних контактных соединений (болтовых и паяных);
- наличие короткозамкнутых банок;
- зашламливания банок АБ, вызывающие короткие замыкания между пластинами разной полярности;
- наличие путей утечки тока саморазрядки, вызванных неправильной эксплуатацией АБ и приводящих к неконтролируемому саморазряду АБ (например, загрязнение кромок стеклянных корпусов АБ в местах подвешивания пластин). Несмотря на то что температурные аномалии в местах загрязнений небольшие (десятые доли градуса), их можно выявить тепловизором.

10.20.2 ТД ИКТ АБ рекомендуется выполнять при контрольных разрядах, когда ток АБ достаточно большой, что способствует выявлению дефектов в их начальной стадии.

10.20.3 При выполнении ТД ИКТ открытых контактных соединений АБ следует руководствоваться указаниями раздела 9 настоящих Методических указаний.

10.20.4 При обследованиях следует обращать внимание на разницу температур отдельных аккумуляторов в батарее. При работе АБ в режиме разрядки температура банки АБ с коротким замыканием между пластинами в начальной стадии будет выше, чем температура исправных банок, а по мере разрядки банки она будет снижаться до температуры окружающей среды.

10.20.5 Температура корпуса банки АБ, в которой скопился шлам, будет неодинаковой по высоте банки, в месте скопления шлама возникнет температурная аномалия.

10.20.6 Температура электролита (она практически равна температуре корпуса АБ) не должна превышать значений, указанных в заводской документации на конкретный тип АБ.

10.20.7 В случае превышения указанных температур необходимо снизить зарядный ток АБ.

10.20.8 Вывод АБ из работы для устранения дефектов контактных соединений не должен противоречить требованиям раздела 9.

11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ

11.1 Результаты ТД ИКТ должны быть оформлены в виде отчета или протокола обследования.

11.2 Для повышения эффективности диагностики, уточнения, классификации и правильного планирования устранения выявленных дефектов, результаты обследования перед оформлением отчета (протокола) обязательно следует сопоставлять с результатами традиционных испытаний и измерений и диагностики электрооборудования другими способами (методами).

11.3 В отчете (протоколе) обследования электрооборудования и контактных соединений (контактов) рекомендуется предоставлять следующую информацию:

— реквизиты объекта (наименование предприятия электроэнергетики, электростанции (подстанции, РУ, КТП, ВЛ и т.п.), место расположения на предприятии электроэнергетики, оперативное наименование присоединения, фаза и т.п.);

— номер и дату утверждения;
 — дату проведения обследования;
 — тип и заводской номер используемого ИК прибора;
 — перечень присоединений (оборудования), отключенных на момент обследования;
 — рабочие страницы с термограммами, таблицами и результатами их обработки (с обязательным учетом поправок на ветер и потоки воздуха при вентиляции, параметрами съемки, локализацией объектов съемки, комментариями к термограммам и классификацией по степеням опасности (классе) дефектов.

— нагрузка по присоединениям на момент обследования;
 — перечень выявленных дефектов электрооборудования;
 — перечень выявленных дефектов контактных соединений (контактов);
 — выводы и рекомендации относительно сроков устранения дефектов;
 — подписи исполнителей и лица, утвердившего отчет (протокол).

11.4 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 т.п., по фазам данного присоединения).

11.5 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 ИК 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).

11.6 Отчет (протокол) обследования оформляют в двух экземплярах, один экземпляр остается у исполнителя, а другой передают в подразделение, ответственное за эксплуатацию (ремонт) электрооборудования.

12 ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНА ТРУДА ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ

12.1 Общие положения

12.1.1 Выполнение работ по ТД ИКТ можно сравнить с обычным осмотром электроустановки, технические мероприятия для ее проведения выполнять не требуется.

В соответствии с 5.2.1 ДНАОП 1.1.10-1.01 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 предприятию электроэнергетики.

В соответствии с 5.1.4 и 6.15.5 ДНАОП 1.1.10-1.01 в неотложных случаях работы по ТД ИКТ допускается выполнять одним работником (термографистом) с группой по технике безопасности не ниже III под наблюдением оперативного, оперативно-производственного работника или работников из состава руководителей или специалистов предприятия.

12.1.2 При выполнении работ по ТД ИКТ запрещено приближаться к токоведущим частям, находящимся под напряжением, на расстояния, ближе от указанных в ДНАОП 1.1.10-1.01.

12.1.3 При выполнении работ в действующих электроустановках работниками сторонних организаций следует руководствоваться разделом 22 ДНАОП 1.1.10-1.01.

12.1.4 При несчастном случае во время выполнения ТД ИКТ для оказания первичной медицинской помощи пострадавшему следует руководствоваться указаниями НАОП 1.1.10-5.05 и ДНАОП 0.00-4.03.

12.1.5 При работах по ТД ИКТ на ВЛ, осуществляемых наземным (водным) способом, следует руководствоваться указаниями 16.7 ДНАОП 1.1.10-1.01.

12.1.6 Бригады, выполняющие работы по ТД ИКТ на ВЛ, должны быть оснащены средствами связи с диспетчерскими пунктами.

12.2 Выполнение работ в электроустановках свыше 1000 В

12.2.1 При работе в зоне влияния электрического поля следует руководствоваться указаниями ДНАОП 0.03-3.21, ДНАОП 1.1.10-1.01, ГОСТ 12.1.002, ГKD 34.03.601.

12.2.2 При использовании средств защиты от влияния электрического поля следует руководствоваться указаниями ГKD 34.03.602, НАОП 1.1.10-6.04.

12.3 Выполнение работ в электроустановках ниже 1000 В

12.3.1 При использовании для измерения рабочего тока электроустановки ниже 1000 В токоизмерительных клещей следует руководствоваться указаниями 5.2.7 ДНАОП 1.1.10-1.01. 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.

12.3.2 Дверцы шкафов КРУ следует открывать, находясь под их защитой во избежание попадания под напряжение и действие электрической дуги при случайном перемещении

(падении) плохо закрепленных частей ячейки, находящихся под напряжением внутри ячейки КРУ.

12.4 Выполнение работ в условиях радиационной опасности

12.4.1 При работах по ТД ИКТ в условиях радиационной опасности следует руководствоваться указаниями НРБУ, ПРБ АС, ДНАОП 00-8.02 и местными действующими нормативными документами по радиационной безопасности.

12.5 Выполнение работ при аэроинспекции воздушных линий

12.5.1 В случае работ при аэроинспекции ВЛ следует дополнительно руководствоваться медицинскими требованиями к персоналу посторонних предприятий, участвующих в полетах, и правилами, регламентирующими безопасность полетов, действующими на авиапредприятии, летательный аппарат которого используют при выполнении ТД ИКТ на ВЛ.

Приложение А
(обязательное)

КОЭФФИЦИЕНТЫ ИЗЛУЧЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ

Таблица А.

Вид материала	Вид и состояние поверхности	Температура, °С	Коэффициент излучения	
			КВ	ДВ
2	3	4	5	6
Металлы, окислы металлов, сплавы				
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 $T = 600\text{ }^{\circ}\text{C}$	200–600	0,11–0,19	
	шероховатый	27	0,28 (3 мкм)	0,18 (10 мкм)
	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	
Бронза	полированная	50	0,1	
	необработанная, чистая	50–150	0,55	
	фосфористая	70	0,08	0,06
	в порошке	–	0,76–0,80	
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	
Жесть белая	старая	20	0,28	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6
5	Железо	полированное	38–200	0,21	–
			400–1000	0,14–0,38	–
		электролитическое, тщательно отполированное	175–225	0,05–0,06	
		сварочное, тщательно отполированное	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 $T = 600^{\circ}\text{C}$	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	
		необработанное литое	925–1115	0,79–0,95	
		шероховатая ровная поверхность	50	0,95–0,98	
		шлифованное, листовое	750–1050	0,52–0,56	
		вороненое, листовое	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, листовое	50	0,56	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6
5	Железо	горячей прокатки	20	0,77	
			130	0,6	
		холодной прокатки	70	0,2	0,09
		листовое ржавое	20	0,91–0,96	0,69
		расплавленное	1300	0,28	
		луженое, листовое	24	0,064	
		никелированное полированное	23	0,045	
		никелированное неполированное	20	0,37–0,48	
6	Золото	полированное	100–635	0,018–0,035	
		тщательно отполированное	200–600	0,02–0,03	
7	Латунь	полированная	100	0,05	
		окисленная	70	0,04–0,09	0,03–0,07
			200–600	0,6	
		окисленная при $T = 600\text{ }^{\circ}\text{C}$	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	
8	Магний	полированный	20	0,07	
			260	0,13	
			538	0,18	
		в порошке	–	0,86	
9	Манган	блестящий, прокатанный	120	0,05	
10	Медь	полированная	20–100	0,03 (3 мкм)	0,02 (10 мкм)
		полированная, отожженная	–	–	0,01 (10 мкм)
		электролитическая, полированная	–34	0,006	
		электролитическая, тщательно отполированная	80	0,018	
		окисленная до черноты	5	0,88	
		окисленная	50	0,6–0,7	
		окисления при $T = 600\text{ }^{\circ}\text{C}$	200–600	0,55–0,57	
		сильно окисленная	20	0,78	
		с тонкой оксидной пленкой	20	0,037	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6
10	Медь	оксидированная	20	0,78	0,7–0,8
			100–200	0,6–0,73	
		на токосъемниках, блестящая	20–100	0,3	
		на токосъемниках, матовая или оксидированная	20–100	0,5	
		окись, красная, в порошке	–	0,7	
		двуокись, в порошке	–	0,84	
		растопленная	1100–1300	0,13–0,15	
11	Молибден	полированный	100	0,071	
		неполированный	600–1000	0,08–0,13	
		нить	700–2500	0,1–0,3	
			1500–2000	0,19–0,26	
12	Никель	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 $T = 600\text{ }^{\circ}\text{C}$	200–600	0,37–0,438	
		электролитический	22	0,04	
			38	0,06	
			260	0,07	
			538	0,1	
		электролитический, неполированный	20	0,11	
		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	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6
13	Нихром	после прокатки	700		0,25
		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
14	Олово	блестящее	25		0,043–0,064
		двуокись в порошке	–		0,40
15	Пермалой	окисленный	20		0,11
16	Платина	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
			1400		0,18
17	Ртуть	чистая	0–100		0,09–0,12
18	Свинец	блестящий	250		0,08
		неокисленный, полированный	100		0,05
		неокисленный, чистый	125–225		0,057–0,075
		серый, неокисленный	20		0,28
		окисленный при $T = 200\text{ }^{\circ}\text{C}$	200		0,63
19	Серебро	полированное	38–370		0,02–0,03
20	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
		оксидированная при $T = 800\text{ }^{\circ}\text{C}$	200	0,79	–
		с блестящим слоем окиси	25		0,82

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6
20	Сталь	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 $T = 600\text{ }^{\circ}\text{C}$	200–600	0,79	
		нержавеющая, окисленная при $T = 800\text{ }^{\circ}\text{C}$	60	0,85	
		нержавеющая оксидированная	60	0,85	–
		нержавеющая, сильно окисленная	50	0,88	
			500	0,98	
		нержавеющая, окисления шероховатая	40–370	0,94–0,97	
21	Титан	нержавеющая, после прокатки	700	0,45	
		нержавеющая необработанная шероховатая	70	0,28	0,35
		полированный	200	0,15	
			500	0,20	
			1000	0,36	
		окисленный при $T = 540\text{ }^{\circ}\text{C}$	200	0,40	
			500	0,50	
			1000	0,60	
22	Хром	полированный	50	0,08–0,10	
			500–1000	0,28–0,38	
		неполированный	38–538	0,08–0,26	
23	Хромо- никель		52–1035	0,64–0,76	
24	Цинк	полированный	200–300	0,04–0,05	
		окисленный при $T = 400\text{ }^{\circ}\text{C}$	400	0,11	
		с окисленной поверхностью	1000–1200	0,50–0,60	
		листовой	50	0,20	
		в порошке	–	0,82	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6
25	Циркония окись	в порошке	–	0,16–0,20	
26	Чугун	полированный	200	0,21	
		оксидированный	100	0,64	
		окисленный при $T = 600\text{ }^{\circ}\text{C}$	200–600	0,64–0,78	
		шероховатый, сильно окисленный	40–250	0,95	
		обточенный	830–990	0,60–0,70	
		расплавленный	1300–1400	0,29	
		в болванках	1000	0,95	
		литье	50	0,81	
Разные материалы и изделия					
27	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	
28	Асбошифер		20	0,96	
29	Асфальт	укатанный	0–20	0,88–0,98	0,93–0,97
		сыпучий	–	0,95	
30	Хлопок-сырец	разной влажности	25–30	0,93–0,96	
31	Бетон	гладкий	–	0,63	
		стены литые, необработанные	–	0,55	
		тротуарный	5	–	0,974
		шероховатый	20	0,92–0,97	0,9
		сухой	35	0,95 (5 мкм)	–
32	Битум	кровельный, на плоскости	–	0,96	
		жидкий	–	1,0	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6
33	Известняк		36	0,96 (5 мкм)	—
34	Известь	раствор	17	0,87	—
		сухая	36	0,94 (5 мкм)	—
35	Вода	слой более 0,1 мм	0–100	0,95–0,96	
		пленка на металлической поверхности	20	0,98	
		дистиллированная	20	0,96	
		лед гладкий	–10	0,96	
		кристаллы инея	–10	0,98	
		снег	–10	0,85	
36	Уголь	древесный, в порошке	—	0,96	
		каменный	25–30	0,95	
		очищенный (0,9 % золы)	125–625	0,81–0,79	
37	Угольная нить		1040–1405	0,53	
38	Гипс		20	0,8–0,9	
39	Глина	обожженная	70	0,91	
40	Глинозем		25–30	0,96	
41	Гравий		25–30	0,94	
42	Графит	в порошке	—	0,97	
43	Гранит	полированный	20	—	0,85
		необработанный	21	—	0,88
			36	0,96 (5 мкм)	
			70	0,95–0,97	0,77–0,87
44	Резина	Мягкая, серая, шероховатая	24	0,95	
		твердая	20	0,95	
		черная	20	0,97 (5 мкм)	—
45	Дерево	лиственных пород, поперек волокон	17	0,82	—
		лиственных пород, вдоль волокон	17	0,68–0,73	—
		береза строганая	25–30	0,92	
		хвойных пород	70	0,67–0,75	0,81–0,89
		брус	20	0,8–0,9	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6
45	Дерево	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
46	Земля (почва)	опилки хвойные	25–30	0,96	
		сухая	20	0,92	
		смоченная водой	20	0,95	
		мерзлая	–	–	0,93
47	Каолин	в порошке	–	0,30	
48	Каучук	твердый	20	0,95	
		мягкий	20	0,86	
49	Кварц	плавленый шероховатый	20	0,932	
			100–500	0,67–0,77	
50	Кремнезем	Гранулированный, в порошке	–	0,48	
51	Кремний	окисленный	20	0,77	
52	Лак	бакелитовый	80	0,83	
		белый, эмалированный, на железной шероховатой пластине	23	0,91	
		алюминиевый	100	0,2–0,4	0,3–0,5
		алюминиевый, на шероховатой поверхности	20	0,40	
		жароупорный	100	0,92	
		черный, матовый	40–95	0,96–0,98	
		черный блестящий, распыленный на железо	25	0,88	
		термостойкий	100	0,92	
53	Листья	зеленые, свежие	–	0,95–0,98	
54	Масло мас- тительное	пленка 0,03 мм	20	0,27	
		пленка 0,05 мм	20	0,46	
		пленка 0,13 мм	20	0,72	

Продолжение таблицы А.1

1	1	2	3	4	5
55	Масло	мастильное, масса	17	0,87	–
		мастильное, толстый шар	20	0,82	–
		трансформаторное	25–30	0,93	
56	Мрамор	полированный	22	0,93	
57	Наждак	грубозернистый	80	0,85	
58	Нефть		25–30	0,95	
59	Бумага	белая	20	0,68	0,95
		желтая	20	0,72	–
		зеленая	20	0,85	
		красная	20	0,76	
		матовая	20	0,93	
		темно-синяя	20	0,84	
		черная	20	0,90	
		черная, 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	
60	Песок		20	0,90	–
		кварцевый	25–30	0,93	
		речной, чистый	25–30	0,95	
61	Пластмассы	черная	–	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
62	Пластмассы	стеклопластик	0	0,86	–
		склопластик ламинированный	70	0,94	0,91
		винил твердый	0	0,84	–
		плексиглас	25–30	0,95	
		пинопласт изоляционный	20–37	0,60	
		текстолит	20	0,93	
		фторопласт	20	0,95	
		эбонит	–	0,89	
63	Раствор строительный	Сухой	36	0,94	–

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6
64	Рубероид		20	0,91–0,93	
65	Сажа угольная		20	0,95	
66	Стекло	матовое	20	0,96	
		оконное	25–30	0,91	
		химическое, полупрозрачное	35	0,97 (5 мкм)	–
67	Слюда	толстый шар	–	0,72	
		в тонком порошке	–	0,44	
68	Смола, деготь		–	0,79–0,84	
69	Спирт	этиловый	25–30	0,89	
70	Лента электроизоля- ционная		35	0,95–0,97 (5 мкм)	–
71	Сурик свинцовый	в порошке	100	0,93	
72	Сукно	черное	20	0,98	
73	Ткань	грубой выделки		0,87	–
74	Трава	жидкая	–	0,84	
75	Краска	эмаль белая	20	0,90	
		алюминиевая, разной степени старости	50–100	0,27–0,67	
		кобальтовая синяя	–	0,7–0,8	
		кадмиевая желтая	–	0,28–0,33	
		хромовая зеленая	–	0,65–0,70	
		масляная	17	0,87	–
		масляная разных цветов	100	0,92–0,96	
		масляная черная, 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
		черная крилон, на плоскости	50	–	0,95 (10 мкм)
		акриловая эмаль	0	0,34	–

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6
76	Фарфор	белый, блестящий	–	0,70–0,75	
77	Фибра		25–30	0,93	
78	Кирпич	красный	20	0,93	0,9
		водостойкий	17	0,87	–
		силиманит, 33% Si ₂ , 64% Al ₂ O ₃	1500	0,29	
		кремнеземный, 95% Si ₂	1230	0,66	
		динасовый кремнеземный огнеупорный	1000	0,66	
		динасовый кремнеземный неглазурованный огнеупорный	1000	0,8	
		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	
			1200	0,59	
79	Цемент		25–30	0,93	
80	Черепица	глазурованная	17	0,94	–
81	Кожа	дубленая	–	0,75–0,80	
		человека	36	0,98	
82	Шлаки котельни		0–100	0,97–0,93	
			200–500	0,89–0,78	
			600–1200	0,76–0,70	
			1400–1800	0,69–0,67	
83	Штукатурка	обычная	20	0,86–0,90	–
		известковая	10–90	0,91	
		грубая, черная	35	0,97 (5 мкм)	–

Приложение Б
(обязательное)

**РАСЧЕТ РАЗНОСТИ ТЕМПЕРАТУР МАСЛА НА ВХОДЕ И ВЫХОДЕ
ОХЛАДИТЕЛЯ СИСТЕМЫ ОХЛАЖДЕНИЯ ТИПА ДЦ**

В соответствии с ГОСТ 3484 расчетная разность температуры масла на входе и выходе охладителя может быть определена по формуле:

$$\Delta t = \frac{P_{\text{охла}}^{\text{расч}}}{V \cdot \rho \cdot c}$$

где $P_{\text{охла}}^{\text{расч}}$ — расчетный тепловой поток охладителя, Вт;

V — производительность насоса, м³/с;

ρ, c — соответственно плотность и удельная теплоемкость масла, определяемые в зависимости от температуры масла (см. таблицу ниже).

Расчетный тепловой поток охладителя определяется по выражению:

$$P_{\text{охла}}^{\text{расч}} = 2,136 \cdot \Delta T^{1,238}$$

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

Таблица Б.1 — Некоторые теплофизические характеристики трансформаторного масла

Температура , °С	Плот- ность, кг/м ³	Удельная теплоемкость, Дж / (кг • °С)	Темпера- тура, °С	Плот- ность, кг/м ³	Удельная теплоемкость, Дж / (кг • °С)
0	898,5	1566	50	866,7	1867
5	895,5	1596	55	863,5	1897
10	892,1	1626	60	860,3	1928
15	889,0	1656	65	857,1	1958
20	885,8	1686	70	854,0	1988
25	882,6	1717	75	850,8	2018
30	879,4	1747	80	847,6	2048
35	876,2	1777	85	844,4	2078
40	873,0	1807	90	841,2	2108
45	869,9	1837	—	—	—

Приложение В
(справочное)

БИБЛИОГРАФИЯ

- 1 Гобрей Р.М., Чернов В.Ф. Техническое диагностирование электрооборудования средствами инфракрасной техники. — Киев, 2007
- 2 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 г., зарегистрированное 4.09.2000 г.

Код УКНД 29 240

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 токов, 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.

СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007

**ТЕХНІЧНЕ ДІАГНОСТУВАННЯ
ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ТА КОНТАКТНИХ З'ЄДНАНЬ
ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК І ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ
ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ ЗАСОБАМИ ІНФРАЧЕРВОНОЇ ТЕХНІКИ**

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЕ
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И КОНТАКТНЫХ СОЕДИНЕНИЙ
ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК И ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ
ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ СРЕДСТВАМИ ИНФРАКРАСНОЙ ТЕХНИКИ**

Редагування, верстку виконав ГП "Науково-інженерний енергосервісний центр"
інституту "Укрсільенергопроект" Мінпаливенерго України
04112, Київ-112, вул. Дорогожичка, 11/8, тел.: (044) 205-49-38

Підписано до друку 4.04.07. Формат 60×84/8. Папір офсетний.
Наклад 500 прим. Зам. 471-07

Видавець — ДП "НТУКЦ "АсЕлЕнерго"
03057, м. Київ, вул. Смоленська, 19, тел.: (044) 241-93-60, факс: (044) 241-93-62
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру видавців
ДК № 1275 від 17.03.2003 р.

Друк — "Комп'ютерно-видавничий, інформаційний центр" (КВІЦ)
04080, м. Київ, вул. Фрунзе, 19—21, тел.: 417-21-72, 417-53-70
Свідоцтво про внесення до
Державного реєстру суб'єктів видавничої справи
ДК № 461 від 23.05.2001 р.