

**Библиотека электротехника**

**С. А. Бажанов**

**ТЕПЛОВИЗИОННЫЙ  
КОНТРОЛЬ  
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ  
В ЭКСПЛУАТАЦИИ**

**(Часть 1)**

**ПРИЛОЖЕНИЕ К ЖУРНАЛУ**

Выходит из  
АО «Белорусское  
издательство  
Книга ГР»

**ЕНЕРГЕТИК**

## **Вниманию специалистов**

Вышли в свет следующие выпуски

### **"Библиотечки электротехника":**

Георгиади В. Х. **Поведение энергоблоков ТЭС при перерывах электроснабжения собственных нужд** (части 1 – 3).

Файбисович Д. Л., Карапетян И. Г. **Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 – 1150 кВ.**

Добрусин Л. А. **Фильтрокомпенсирующие устройства для преобразовательной техники.**

Киреева Э. А., Орлов В. В., Старкова Л. Е. **Электроснабжение цехов промышленных предприятий.**

Киреева Э. А. **Справочные материалы по электрооборудованию.**

Семенов В. А. **Противоаварийная автоматика в ЕЭС России.**

Торопцев Н. Д. **Асинхронные генераторы для автономных электрорознегетических установок.**

Иноземцев Е. К. **Ремонт асинхронных электродвигателей электростанций.**

Овчаренко Н. И. **Микропроцессорная автоматика синхронных генераторов и компенсаторов.**

Овчинников В. В., Удрик А. П. **Реле РНТ и ДЗТ в схемах дифференциальных защит (Часть 1. Устройство и конструкции; Часть 2. Принципы расчета уставок и техническое обслуживание).**

Александров В. Ф., Езерский В. Г., Захаров О. Г., Малышев В. С. **Цифровые устройства частотной разгрузки.**

Беляев А. В. **Противоаварийная автоматика в узлах нагрузки с мощными синхронными электродвигателями.**

Подписку можно оформить в любом почтовом отделении связи по объединенному каталогу **"ПРЕССА РОССИИ". Том 1. Российские и зарубежные газеты и журналы.**

### **Индексы "Библиотечки электротехника"**

— приложения к журналу "Энергетик"

**88983** — для предприятий и организаций;

**88982** — для индивидуальных подписчиков.

Адрес редакции

журнала "Энергетик":

115280, Москва, ул. Автозаводская, д. 14/23.

Телефон (095) 675-19-06

E-mail: [energy@mail.magelan.ru](mailto:energy@mail.magelan.ru)

# **Библиотечка электротехника**

— приложение к журналу “Энергетик”

Основана в июне 1998 г.

Выпуск 5 (77)

**С. А. Бажанов**

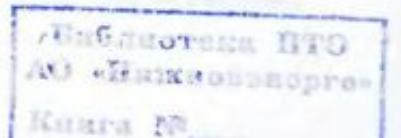
## **ТЕПЛОВИЗИОННЫЙ КОНТРОЛЬ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ В ЭКСПЛУАТАЦИИ**

(Часть 1)

Москва

НТФ “Энергопрогресс”, “Энергетик”

2005



УДК 621.313/316.002.12

ББК 31.29-5

Б16

Главный редактор журнала "Энергетик" А. Ф. ДЬЯКОВ

## РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

### "Библиоточки электротехника"

В. А. Семенов (*председатель*), И. И. Батюк (*зам. председателя*),  
Б. А. Алексеев, К. М. Антипов, Г. А. Безчастнов, А. Н. Жулев,  
В. А. Забегалов, В. Х. Ишキン, Ф. Л. Коган, В. И. Кочкарев,  
Н. В. Лисицын, Л. Г. Мамиконянц, Л. Ф. Плетнев, В. И. Пуляев,  
Ю. В. Усачев, М. А. Шабад

Бажанов С. А.

- Б16      Тепловизионный контроль электрооборудования в эксплуатации (Часть I) — М.: НТФ "Энергопрогресс", 2005. — 80 с.; ил. [Библиоточка электротехника, приложение к журналу "Энергетик". Вып. 5 (77)].

Рассмотрены вопросы инфракрасного контроля электрооборудования напряжением 0,4 кВ и выше. Даны рекомендации по выбору браковочных нормативов по температуре нагрева отдельных элементов электрооборудования. В необходимых случаях приведены пояснения причины возникновения тепловых аномалий в контролируемых объектах.

Для специалистов, занимающихся диагностикой электроустановок электрических станций и сетей.

## **Предисловие**

Надежность современных систем производства и распределения электроэнергии в значительной мере определяется безотказностью работы оборудования электроустановок. Аварийные повреждения, часто сопровождающиеся разрушением оборудования, приводят к нарушению электроснабжения и большому экономическому ущербу у потребителя.

Поддержание необходимой степени надежности оборудования в процессе его эксплуатации обеспечивается системой технического обслуживания и ремонта. Необходимость совершенствования системы и традиционных методов эксплуатационного контроля электрооборудования определяется их недостаточной эффективностью и потребностью вывода оборудования из работы. В этом отношении применение средств инфракрасной (ИК) техники для оценки теплового состояния обеспечивает получение оперативной информации на работающем оборудовании.

Приборы инфракрасной техники получили за последнее десятилетие достаточно широкое распространение в энергетике при оценке теплового состояния электрооборудования и его токоведущих частей.

Результаты ИК-диагностики, характеризующие тепловое состояние контролируемого объекта, во многом зависят от его конструкции, очага расположения источника тепловыделения, его интенсивности, внешних воздействий и других факторов, требуют сравнения с результатами, полученными на других фазах или на идентичном оборудовании.

Можно считать, что в определенной степени ИК-диагностика, за небольшим исключением, является "индикаторным" средством оценки состояния объекта и зачастую требует для определения места и характера очага тепловыделения применения дополнительного объема испытаний и измерений, как-то: измерения изоляционных характеристик объекта, анализа газов в масле, определения уровня частичных разрядов (ЧР) или комплексной проводимости под рабочим напряжением, снятия зависимости интенсивности тепловыделения очага нагрева от режима работы объекта и т.п.

Таким образом, оценка теплового состояния диагностируемого объекта, за исключением внешних контактов и контактных соединений, как правило, должна осуществляться путем многопараметрического анализа результатов инфракрасного обследования, традиционных и иных методов контроля.

Ввиду небольшого объема настоящей брошюры в ней даны лишь минимальные сведения по проведению многопараметрического

анализа результатов инфракрасного обследования и иных методов контроля.

Более подробную информацию по данному вопросу можно почерпнуть в разрабатываемом автором методическом пособии "Дефектация электрооборудования при проведении инфракрасной диагностики" [1].

Процесс дефектации предусматривает:

- оценку опасности дефекта по выявленной тепловой аномалии и возможное прогнозирование его развития;
- определение объема и проведение многопараметрических измерений, избирательных к предполагаемому виду дефекта;
- учет погрешностей, которые могут возникнуть при проведении диагностических измерений;
- подготовку рекомендаций по дальнейшей эксплуатации оборудования (аварийное состояние объекта, учащенный эксплуатационный контроль, мониторинг состояния объекта с привлечением средств контроля изоляции под рабочим напряжением и т.п.).

Настоящая брошюра содержит информацию, учитывающую передовой опыт проведения ИК-диагностики рядом энергосистем (Свердловэнерго, Ленэнерго, Новгородэнерго и др.), несколькими НИИ, заводом "Мосизолятор", ООО "ИРТИС", зарубежными фирмами, бывшей лабораторией ИКТ ОРГРЭС и другими организациями и соответствует "Объему и нормам испытаний электрооборудования" (РД 34.45-51.300-97) [3].

В брошюре с учетом накопленного опыта развиваются вопросы методологии инфракрасных измерений, но опущен ряд проблем, связанных, например, с погрешностями, возникающими при проведении термографии, которые можно почерпнуть в [2].

Брошюра издается в двух частях. В часть 1 (Выпуск 5 (77)) включены сведения о вращающихся электрических машинах, силовых трансформаторах, трансформаторах тока и напряжения, а также выключателях, разъединителях и отделителях.

В части 2 (Выпуск 6 (78)) приведена информация о маслонаполненных вводах, конденсаторах связи, делительных и силовых конденсаторах, кабельных линиях, изоляторах и другом электрооборудовании.

Автор выражает благодарность инж. А. С. Бажанову за помощь в подготовке рукописи.

**Пожелания и замечания просят направлять по адресу:**

**115280, Москва, ул. Автозаводская, 14/23.**

**Редакция журнала "Энергетик".**

*Автор*

## ГЛАВА ПЕРВАЯ

# Общие положения

**Характеристика материалов.** Материалы, применяемые при изготавлении электрооборудования, по составу и характеру их назначения можно разделить на несколько групп: проводниковые, изолирующие (дизэлектрики), магнитные и полупроводниковые.

При работе оборудования под нагрузкой часть выдаваемой им электрической энергии переходит в тепловую. Так, выделение тепла в токоведущих частях имеет место вследствие сопротивления проводников протеканию по ним тока. Кроме того, в токоведущих частях и нетоковедущих металлических элементах могут возникать вихревые токи, которые также способствуют тепловыделению.

Вследствие наличия магнитного гистерезиса выделение тепла происходит и в магнитных материалах оборудования. В изоляции, находящейся под напряжением, тепловыделение обусловлено так называемыми дизэлектрическими потерями.

Одновременно с выделением тепла в оборудовании происходит процесс отвода тепла с его внешней поверхности. Отвод тепла в этом случае может происходить естественным путем или с использованием принудительных средств охлаждения. Термальные характеристики проектируемого оборудования обычно зависят в зависимости от класса нагревостойкости изоляционных элементов, соприкасающихся с токоведущими частями, от назначения материалов, режима и условий эксплуатации и других факторов.

*Газообразные дизэлектрики* используются в виде воздуха, водорода, элегаза (шестифтогристая сера).

При равномерном электрическом поле воздух имеет электрическую прочность 15 – 25 кВ/см. При пробое воздушных промежутков, прилегающих к чистой поверхности, например изоляторов, разрядное напряжение снижается до 3 – 5 кВ/см, а к загрязненной – до 0,5 – 1 кВ/см. Газообразный дизэлектрик подвержен загрязнению и увлажнению, а элегаз при определенных условиях – раз-

ложению, что может существенно снизить его электрические характеристики.

**Жидкие изоляционные материалы**, прежде всего трансформаторное масло, получили широкое применение в электротехнике. Электрическая прочность трансформаторного масла при испытании в стандартном разряднике обычно поддерживается в пределах 80 – 200 кВ/см.

Значительное снижение пробивного напряжения масла, как правило, связано с его загрязнением или увлажнением даже в тех случаях, когда это имеет место в ничтожных количествах — сотых долях процента.

**Твердые изоляционные диэлектрики** могут состоять из органических и неорганических материалов.

К твердым материалам относят: волокнистые материалы (дерево, бумагу, картон), а также изготавляемые с их использованием слоистые пластики (бакелит, гетинакс и др.), керамические материалы (фарфор, стекло) и минеральные вещества, например слюду.

Электрическая прочность твердых диэлектриков значительно выше, нежели у газообразных и жидких, но зависит от вида, рода и состояния применяемых материалов.

Основными видами дефектов твердой изоляции являются: загрязнение, увлажнение, расслоение, потеря электрической и механической прочности, старение изоляции, необратимые химические процессы, изменяющие структуру материала, и др.

Дефекты в изоляции могут носить как распространенный, так и сосредоточенный характер. Последний вид дефекта трудноуловим традиционными методами технического контроля.

Сосредоточенные дефекты, если они обладают повышенной проводимостью, являются источниками локальных тепловыделений, превышающих уровень тепловых излучений с остальной поверхности диэлектрика.

**Проводники.** Локальные тепловыделения в токоведущих системах и контактных соединениях могут быть обусловлены следующими причинами.

В контактных соединениях, *выполненных сваркой*: подрезами, кавернами, непроварами, шлаковыми и газовыми включениями, пережогами металла, неровностью соединенных проводников и другими причинами.

Возникновение дефектов в контактных соединениях, *выполненных пайкой*, связано с неправильным подбором наконечников, не-пропаем, наличием каверн.

В дефектных контактных соединениях, выполненных опрессовкой, наблюдаются неправильный подбор наконечников, неполный ввод жилы в наконечник, недостаточная степень опрессовки, несоосность и асимметрия провода и гильзы.

Контактные соединения, выполненные с помощью болтов, чаще всего имеют дефекты из-за шайб при соединении медной жилы с плоским выводом из меди или сплава алюминия, отсутствия тарельчатых пружин, непосредственного подсоединения алюминиевого наконечника к медным выводам, размещения оборудования в помещениях с агрессивной или влажной средой.

**Магнитные материалы.** В магнитных материалах причинами дополнительных тепловыделений, в том числе и локального характера, могут быть: старение межлистовой изоляции магнитопровода, замыкания между отдельными пластинами или пакетами магнитопровода, некачественная сборка и стяжка пакетов, нарезка пластин магнитопровода не вдоль, а поперек оси проката листа, нарушение в общей системе заземления магнитопровода.

Ряд отмеченных выше дефектов выявляются с помощью традиционных методов технического контроля, однако их обнаружение связано с необходимостью вывода оборудования из работы.

**Инфракрасный контроль** (ИК-контроль) электрооборудования должен проводиться одним-двумя специалистами, имеющими группу по ТБ не ниже третьей, знающими основы тепловидения, конструкцию контролируемого оборудования, имеющими опыт высоковольтных испытаний и аттестованными соответствующим образом. ИК-контроль проводится с учетом требований "Объема и норм испытаний электрооборудования" (РД 34.45-51.300-97) [3].

При ИК-контроле электрооборудования должны учитываться систематические и случайные погрешности, могущие оказывать влияние на результаты измерения, и применяться тепловизоры с разрешающей способностью не хуже 0,1 °C, предпочтительно со спектральным диапазоном 3 мкм и выше.

При **ИК-контроле контактных соединений** ошиновки электроустановок 0,4 – 35 кВ, щеточных аппаратов вращающихся машин и других устройств допускается применение радиационных пиromетров, желательно в сочетании с тепловизорами обзорного действия (например, тепловизоры на пировидиконе), если это допустимо по точности измерения и эффективности.

При **подготовке к ИК-контролю** должны быть проведены, по меньшей мере, следующие подготовительные работы:

- изучена документация по контролируемому объекту (длительность и условия эксплуатации, объем и характер проведенных ре-

монтажных работ и профилактических измерений, характер выявленных дефектов, количество КЗ и значения токов КЗ, марка залитого в объект масла, способ защиты его от увлажнения и т.п.);

- составлен оптимальный план обследования электрооборудования РУ или маршрут облета ВЛ с фиксацией токовых режимов, ветровых воздействий и др.;
- в рабочем журнале оператора-тепловизионщика должно быть зафиксировано оборудование, находящееся в нерабочем состоянии;
- проверена предварительная работоспособность средств ИК-контроля;
- обеспечен инструктаж по ТБ оператора-тепловизионщика и сопровождающих его лиц.

При *проведении ИК-контроля* в рабочем журнале оператора-тепловизионщика рекомендуется фиксировать: наименование контролируемого объекта, его подстанционный (станционный) номер, название присоединения, токовую нагрузку, скорость ветра, погодные условия, внешнее состояние поверхности объекта и др.

ИК-контроль электрооборудования рекомендуется осуществлять с двух-трех точек обзора, обеспечивающих видимость всего токоведущего контура объекта, и с учетом его конструктивных особенностей. Так, у силовых трансформаторов — по возможности осуществлять покадровое обследование всей поверхности бака (по периметру), у выключателей — с двух сторон в пределах видимости контактных зажимов и зон расположения дугогасительных камер, у трансформаторов тока и вводов — с двух-трех противоположных сторон с охватом зон возможного пробоя бумажно-масляной изоляции, у ограничителей перенапряжений — с трех сторон для возможности определения состояния параллельных столбов варисторов и т.п.

Выбор температурного диапазона измерения инфракрасного прибора следует осуществлять с учетом его температурных возможностей, возможного местоположения узла контроля (поверхностный или глубинный), температуры окружающей среды, нагрузки.

Угол обзора (наблюдения) контролируемой поверхности объекта должен быть не более 60°.

Одновременно с записью теплового изображения на видеокассету или карту памяти, в зависимости от конструкции инфракрасного прибора, необходимо осуществлять запись звукового сопровождения, поясняющего условия проведения съемки или номер (код) записи теплового изображения.

Сведения, необходимые для дальнейшей обработки результатов съемки, оператор-тепловизионщик записывает в рабочей тетради и

в последующем передает необходимую информацию в банк данных компьютера.

**Оценка результатов ИК-контроля.** Оценка теплового состояния внешних контактов аппаратов и контактных соединений токоведущих шин РУ и проводов ВЛ должна осуществляться согласно РД 34.45-51.300-97 по нормативным значениям температуры нагрева (превышению температуры) или по избыточной температуре или по коэффициенту дефектности. При определении абсолютного значения температуры нагрева объекта обращается внимание на возможность правильного выбора коэффициента излучения материала  $\epsilon$ . В противном случае оценка состояния объекта производится путем пофазного сравнения результатов измерения.

Оценка теплового состояния "глубинных" контактов аппаратов и контактных соединений осуществляется согласно РД 34.45-51.300-97 путем сравнения измеренных значений температуры на поверхности объекта в пределах фазы и между фазами с заведомо исправными участками или элементами.

Оценка тепловых процессов в охлаждающей среде или материале электрооборудования осуществляется по динамике изменения температуры во времени с изменением нагрузки, локального изменения характера тепловыделения в объеме контролируемого объекта, с учетом условий работы охлаждающих устройств, температуры окружающего воздуха и других факторов.

Браковка по одному показателю ИК-контроля осуществляется применительно к внешним контактам аппаратов и контактным соединениям ошиновки РУ и проводов ВЛ, а также вентильным разрядникам и ограничителям перенапряжений, если на этот счет отсутствуют указания завода-изготовителя.

При получении неудовлетворительных результатов инфракрасного контроля маслонаполненного оборудования и аппаратов производятся дополнительные испытания (измерения) последних, например хроматографический анализ состава газов в масле, измерение сопротивления контактов постоянному току, измерение тока холостого хода, диэлектрических потерь, пробивного напряжения масла и т.п.

Дефекты, выявленные при ИК-контроле и носящие аварийный характер, должны фиксироваться на энергообъектах с постоянным дежурством в журнале дефектов и неполадок оборудования. В остальных случаях информация о выявленных аварийных дефектах должна доводиться до сведения дежурного диспетчера, руководителя структурного подразделения (службы) ПЭС.

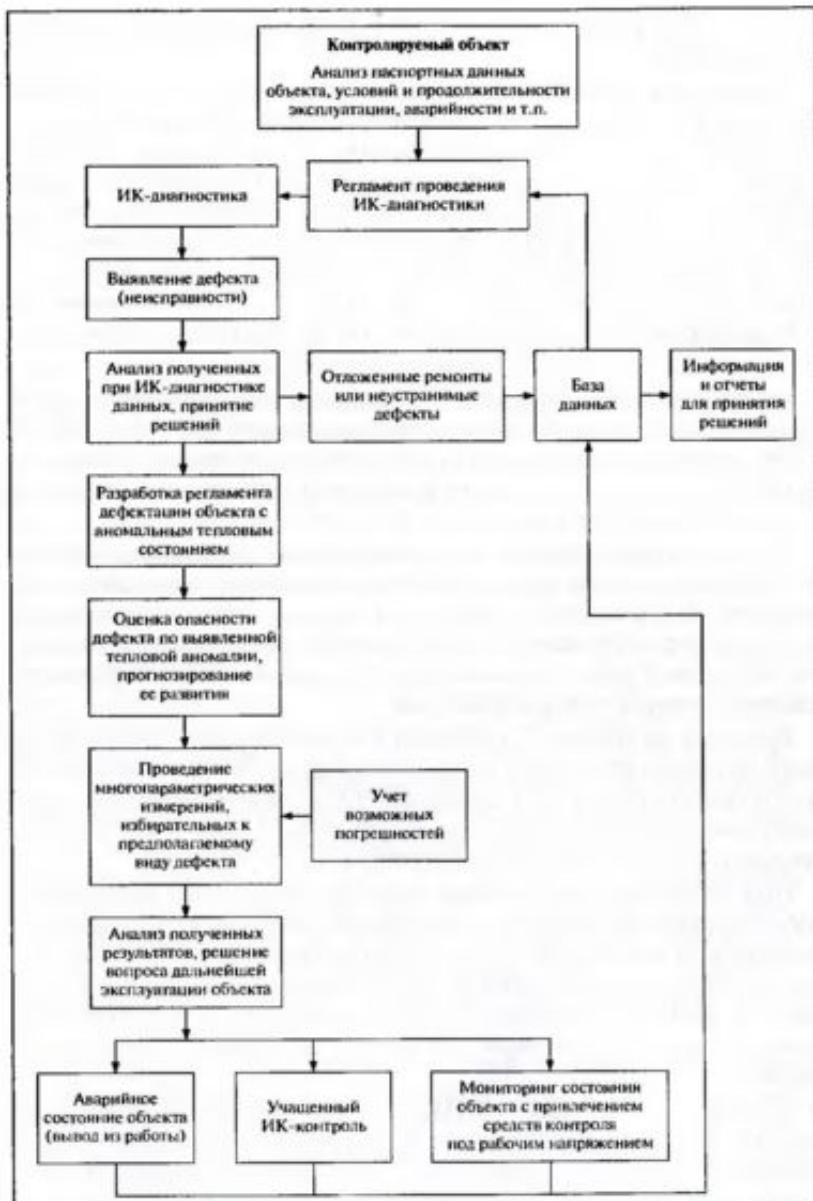


Рис. 1. Система инфракрасной диагностики электрического оборудования и технологических сооружений

По выявленным аварийным дефектам оператор-тепловизионщик срочно выдает лист уведомления с описанием характера дефекта, его местонахождения и термограммы дефекта (по возможности) или фотоизображения.

По завершению ИК-контроля электрооборудования РУ или ВЛ составляется отчет (протокол, заключение), в котором отражаются результаты контроля и даются соответствующие рекомендации.

В дальнейшем результаты ИК-контроля заносятся в компьютерную базу данных для последующего анализа.

*Организация ИК-контроля.* Принцип организации системы инфракрасной диагностики в общем виде представлен на рис. 1 и включает в себя комплекс взаимосвязанных циклов, определяющих последовательность проведения операций и их информативность. Регламент проведения ИК-диагностики включает в себя периодичность и объем измерений контролируемого объекта или совокупности объектов. Периодичность ИК-диагностики электрооборудования РУ и ВЛ определена с учетом опыта его эксплуатации, режима работы, внешних и других факторов и отражена в [3].

ИК-диагностика должна выполняться приборами ИКТ, обеспечивающими достаточную эффективность в определении дефекта на работающем оборудовании. Выявление дефекта должно осуществляться по возможности на ранней стадии развития, для чего прибор ИКТ должен обладать достаточной чувствительностью даже при воздействии ряда неблагоприятных факторов, могущих наблюдаться в эксплуатации (влияние отрицательных температур, запыленности, электромагнитных полей и т.п.).

При анализе результатов ИК-диагностики и дефектации оборудования должны осуществляться оценка выявленного дефекта и прогнозирование возможностей его развития и сроков восстановления объекта. После устранения выявленного дефекта необходимо провести повторное диагностирование для суждения о качестве выполненного ремонта. Базу данных для ответственных объектов (трансформаторов, выключателей, разрядников) желательно закладывать в компьютер, с тем чтобы она отражала не только результаты ИК-диагностики, но и всю информацию о данном объекте, включая тип, срок службы, условия эксплуатации, режимы работы, объемы и виды ремонтных работ, результаты профилактических испытаний и измерений и другие сведения, позволяющие на основании рассмотрения всего комплекса факторов, заложенных в память компьютера, судить о техническом состоянии объекта.

## ГЛАВА ВТОРАЯ

# Вращающиеся электрические машины

В процессе эксплуатации вращающихся электрических машин под влиянием некоторых факторов, таких, как механические, вибрационные, электрические воздействия, износовые явления, увлажнение, старение материалов, конструктивные и технологические просчеты и др., может существенно снизиться надежность машины.

В последнее время делаются попытки расширить область применения средств инфракрасной техники при решении традиционных задач профилактических испытаний. Некоторые технические возможности инфракрасной диагностики применительно к электрическим машинам рассмотрены в табл. 1.

При тепловизионном контроле генераторов должны применяться тепловизоры с разрешающей способностью по температуре не хуже 0,1 °С и спектральным диапазоном 3 мкм и выше.

**Испытание стали статора генераторов.** Тепловизионный контроль стали статора позволяет выявлять зоны повреждения в стали, распределение и значение температуры в зоне дефекта, глубину его залегания.

Испытание стали статора турбо- и гидрогенераторов производят в соответствии с требованиями "Объема и норм испытания электрооборудования [3], ОСТ 16.0.800.343-76 [4] и других нормативно-технических документов.

Испытания проводят при вынутом роторе и наложенных на его статор намагничивающей и контрольной обмотках. У гидрогенераторов испытания возможно проводить как при вынутом роторе, так и без его выемки.

Как известно, превышение температуры, измеренной тепловизором при испытаниях, будет являться функцией интенсивности радиации с поверхности расточки и ее излучательной способности. Поэтому перед проведением ИК-контроля необходимо тщательно обследовать поверхность расточки статора. Поверхность расточки статора обычно окрашивается и имеет коэффициент излучения примерно 0,94 незави-

Таблица 1

Контролируемый узел (элемент)	Возможная причина возникновения тепловой аномалии	Примечание
Корпус машины	Увлажнение изоляции обмоток статора, витковые замыкания катушек, нарушение системы охлаждения обмоток, замыкания стали статора и т.п.	—
Система тиристорного возбуждения	Старение тиристоров, нарушение контактов и др.	Применительно к мощным генераторам
Пайки лобовых частей статора	Нарушение качества паяк	Для машин с пайками, выполненнымными оловянистыми припоями
Концевые выводы генераторов	Увлажнение конденсаторной изоляции выводов	Применительно к генераторам серии ТГВ
Щеточный аппарат машин	Контактные соединения, ослабления нажатия щеток, неравномерность распределения токов по щеткам и т.п.	Может осуществляться тепловизором или радиационным пиromетром
Система охлаждения обмоток	Конструктивные просчеты, загрязнение вентиляционных каналов, нарушенный режим работы охладителей и др.	—
Подшипники	Износовые явления металла, нарушения в подаче охладителя, загрязнения масла и др.	—
Коробка выводов обмоток	Ухудшение состояния болтовых контактных соединений обмоток	Применительно к электродвигателям
Полупроводящие покрытия лобовых частей обмоток статора, пазовая изоляция стержней	Износовые явления полупроводящих покрытий, образование воздушных зазоров в пазах заложения стержней обмоток	Применительно к генераторам мощностью более 5 МВт

симо от цвета пигментации. Если с поверхности удалена краска и имеется ржавчина, то коэффициент излучения достигает 0,8 и фактический нагрев в 10 °С будет измерен как 12,5 °С.

В процессе испытания стали статора периодически снимаются термограммы зубцов и всей поверхности сердечника. Первая термограмма снимается до подачи напряжения в намагничивающую обмотку, затем при прогреве статора через 20 и 45 мин и через 15, 30 и 45 мин при остывании. Термограммы снимаются при обесточенной намагничивающей обмотке.

Стандартом [4] установлена методика оценки состояния стали статора по результатам ИК-контроля. В частности, отмечается, что локальные тепловыделения в стали статора могут различаться по следующим признакам: яркости пятна, форме, характеру изменения яркости

Таблица 2

Яркость пятна	Место обнаружения локального нагрева	Временные характеристики	Описание локального нагрева
1. Слабая	Область головки зубца	Быстро возникает и быстро затухает	Поверхностное несильное замыкание листов или их "заглаживание" при ударе
2. Сильная	То же	Быстро возникает, но характеризуется длительным послесвечением	1. Поверхностное, сильное повреждение листов. 2. Сильное повреждение листов на шейке зубца
3. Слабая	Область головки зубца	Быстро возникает и быстро затухает	Не очень сильное повреждение листов в районе шейки зубца
4. Слабая	То же	Медленно возникает и медленно затухает	Не очень сильное повреждение листов в глубине паза
5. Слабая и сильная	Соседние зубцы пакета (в пределах сегмента)	Медленно возникает и затухает	Повреждение в области дна паза
6. Слабая и сильная, переменная с усилением в отдельных точках	Соседние зубцы паза, сплошь или с разрывами, часто два параллельных зубца	Быстро возникает, затухает с разной скоростью	Повреждение клином шейки зубцов
7. Чаще слабая	Пятно, захватывающее группу головок зубцов	Медленно возникает и медленно затухает	Глубинные зоны нагрева, в том числе неоднородности, плотности опрессовки и т.п.

Таблица 3

Показатель	Марка стали			
	Э41 (1511), Э42 (1512)	Э43 (1513), Э44 (1514)	Э310 (3411), Э320 (3412), Э330 (3413)	
			подоль проката	поперек проката
Наибольшее превышение температуры $\Delta T_{\max}$ , °C	22	17	18	25

пятна во времени при остывании сердечника после отключения обмотки нагрева (табл. 2).

Оценка состояния стали статора производится исходя из места расположения локального тепловыделения.

Поверхностные тепловыделения создают легко обнаруживаемые очаги нагрева. Оценка их допустимости определяется предельной разностью нагрева между максимальными ( $\Delta T_{max}$ ) и минимальными ( $\Delta T_{min}$ ) превышениями температуры зубцов в конце испытаний, составляющей не более 10 °C.

Кроме того, наибольшие превышения температуры  $\Delta T_{max}$  в конце испытаний не должны превышать значений, указанных в табл. 3.

Глубинные локальные тепловыделения создают слабый нагрев на поверхности, который удовлетворяет нормам по превышению температуры. Поэтому допустимость глубинных локальных тепловыделений определяется по значению расчетной мощности нагрева.

По известным в процессе проведения испытаний стали статора значениям:

$t_1$  — суммарное время нагрева, ч;

$t_2$  — время от момента отключения питания намагничивающей обмотки до момента термографической съемки, ч;

$\Delta T_0$  — превышение температуры в локальном тепловыделении сразу после отключения нагрева, °C;

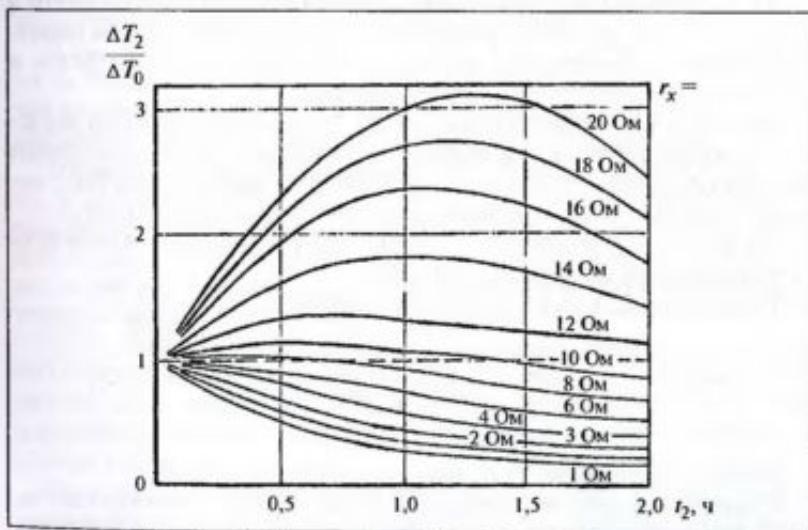


Рис. 2. Определение глубины залегания очага нагрева

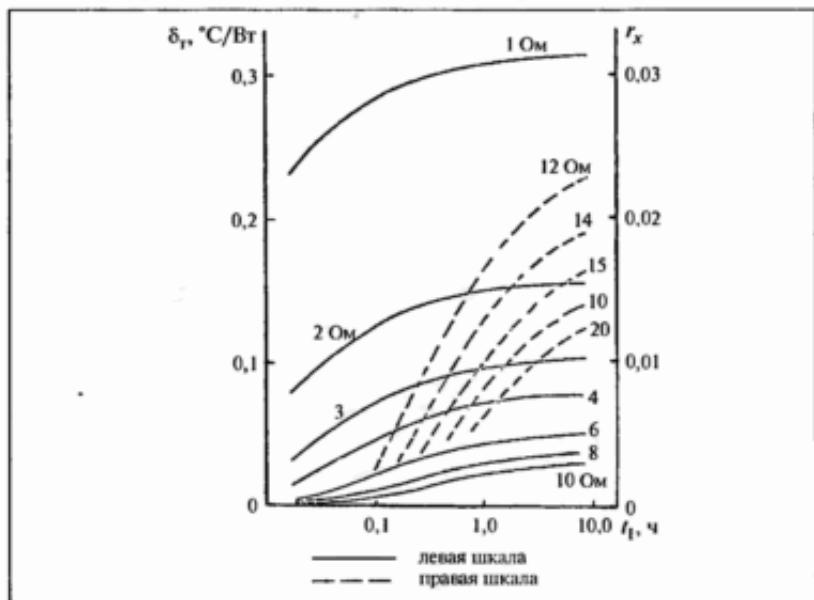


Рис. 3. Определение параметра  $\delta_r$

$\Delta T_2$  — превышение температуры в локальном тепловыделении в момент съемки, т.е. через время  $t_2$  после отключения питания намагничивающей обмотки,  $^{\circ}\text{C}$ , определяет глубину залегания дефекта и мощность тепловыделения в очаге нагрева.

Для этого вычисляют отношение  $\Delta T_2/\Delta T_0$ . Для найденного значения отношения  $\Delta T_2/\Delta T_0$  и времени  $t_2$  по кривым рис. 2 определяют ориентировочную глубину залегания дефекта, выбирая кривую, с которой наиболее точно совпадает точка пересечения координат.

По значению  $t_1$  и найденному значению глубины залегания дефекта  $r_x$  определяют параметр  $\delta_r$  (рис. 3).

Тогда мощность тепловыделения в дефекте, Вт,

$$P_x = \frac{\Delta T_0}{\delta_r}.$$

Найденное значение  $P_x$  не должно превышать 100 Вт.

Следует отметить, что приведенная выше методика оценки состояния стали статора разработана применительно к инфракрасной камере с погрешностью  $0,5 ^{\circ}\text{C}$ . Применение современных тепловизион-

ных систем с компьютерной обработкой результатов измерения позволяет повысить точность определения дефекта и выявить его на более ранней стадии развития.

**Испытание на нагрев.** Испытание генераторов на нагревание проводится в соответствии с методическими указаниями, разработанными ВНИИЭ [5].

Определение картины теплового поля генератора, выявление температурных аномалий на поверхности статора, оценка эффективности работы газоохладителей и теплообменников, охлаждения подшипников и других деталей с выдачей термограмм позволяет получить дополнительный информационный материал.

**Проверка паяк лобовых частей обмотки статора.** Проверка качества паяк согласно [3] проводится у генераторов, пайки лобовых частей обмотки статора которых выполнены оловянистыми припоями. ИК-контроль паяк рекомендуется осуществлять при питании обмотки статора постоянным током, при снятых торцевых щитах у турбогенераторов.

В качестве источников постоянного тока следует использовать установки, применяемые при сушке генераторов методом потерь в меди обмоток. Значения тока, протекающего по обмотке статора, не должны превышать  $(0,5 - 0,7)I_{\text{ном}}$ .

Измерение температуры осуществляется с помощью тепловизора или пиromетра с лазерной наводкой. В качестве репера используется поверхность изолирующей коробочки паяного контактного соединения стержня, который имеет термопару на меди.

В процессе ИК-контроля составляется теплокарта с температурами на поверхности коробочек паяных контактных соединений. Снятие коробочек с паяных контактных соединений и ревизию последних начинают с паяк, имевших максимальную температуру.

**Проверка работы щеточного аппарата.** Контроль температуры щеток с помощью инфракрасного пиromетра, лучше с лазерной наводкой, позволяет своевременно принимать меры по регулировке их нажатия, выравниванию токов в параллельно работающих щетках, более точно выбирать уставки по температуре в щеточных аппаратах с непрерывным автоматическим контролем.

Согласно [6] отношение уровней токов максимально и минимально нагруженных параллельно щеток 4 : 1 считается достаточным. Таким же следует принять и разброс по температуре щеток. Предельно допустимое превышение температуры для щеточного аппарата составляет 60 °C.

**Система тиристорного возбуждения.** Проверяется тепловое состояние контактных соединений токоведущих проводников, тиристоров, резисторов, устройств АГП, коммутационных аппаратов и др. Темпе-

Таблица 4

Части электродвигателя	Предельно допустимое превышение температуры, °С (при температуре охлаждающего воздуха 40 °С) при изоляционных материалах класса нагревостойкости				
	A	E	B	F	H
Обмотки переменного тока электродвигателей 5000 кВ·А и выше или с сердечником длиной 1 м и более	60	70	80	100	125
То же, но менее 5000 кВ·А или с сердечником длиной менее 1 м	50	65	70	85	105
Стержневые обмотки фазных роторов асинхронных электродвигателей и обмотки возбуждения синхронных электродвигателей	65	80	90	110	135
Сердечники и другие стальные части, соприкасающиеся с обмотками	60	75	80	100	125

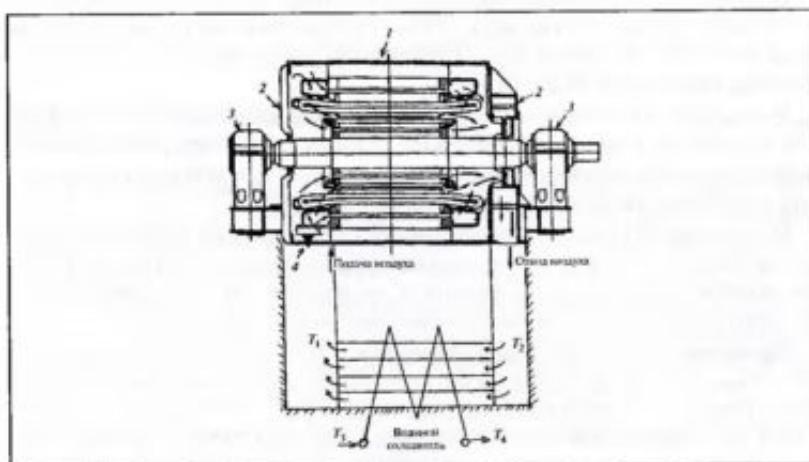


Рис. 4. Система вентиляции электродвигателей типа АТД-3200, АТД-4000 и АТД-5000 и рекомендуемые зоны контроля при ИК-диагностике электродвигателей:

1 — поверхность корпуса машины — для обнаружения аномальных тепловыделений, характера распределения температуры между зонами подачи охлажденного воздуха и зоной выхода; 2 — торцевые зоны корпуса машины — для проверки эффективности внутреннего охлаждения обмоток; 3 — подшипники скольжения — для определения температуры нагрева масляной камеры; 4 — клеммные коробки — для определения (при возможности) теплового состояния. В камере охлаждения машины — зона теплообменника.

Температурный перепад водяного охлаждения:  $\Delta T = T_1 - T_3 \leq 7 + 10$  °С, при этом соответственно  $T_3 \leq 33$  или 30 °С

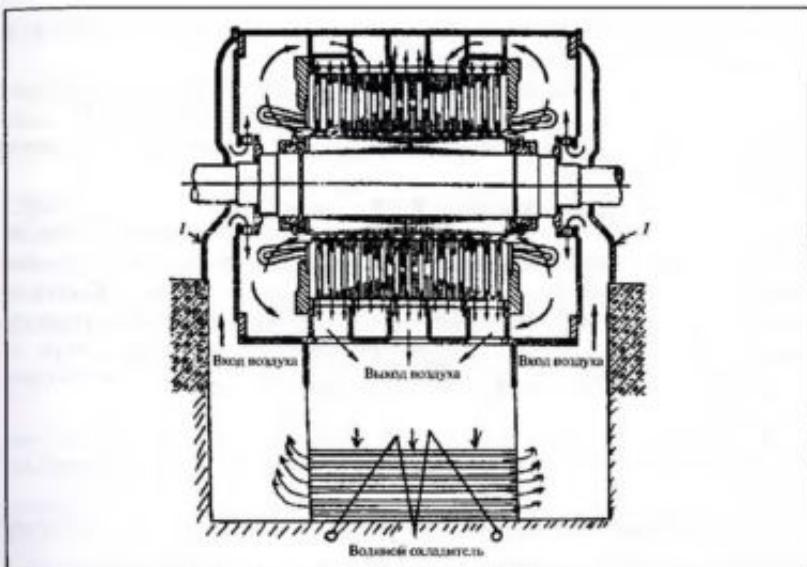


Рис. 5. Трехструйная система вентиляции электродвигателей АТМ-3500-2. Рекомендуемые зоны контроля при ИК-диагностике электродвигателей АТМ идентичны соответствующим зонам машин серии АТД; кроме того, проверяется соответствие температур в торцевых левой и правой частях электродвигатели (1)

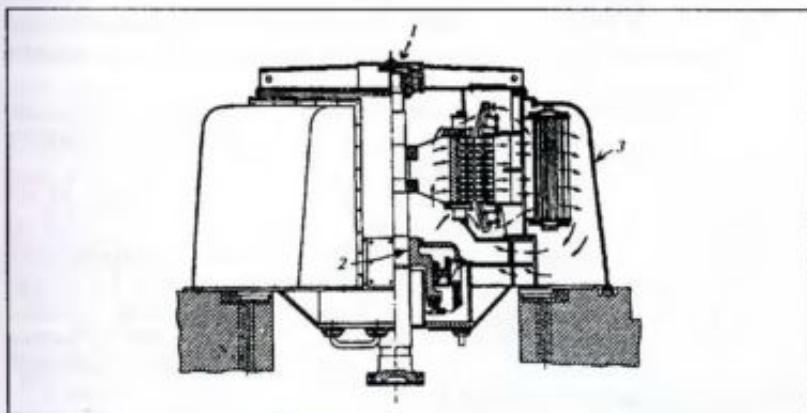


Рис. 6. Система вентиляции электродвигателя и рекомендуемые зоны контроля при ИК-диагностике дутьевых вентиляторов серии ВДН:

1 — нагрев верхнего подшипника; 2 — нагрев нижнего подшипника (при временно снятой заглушке); 3 — эффективность работы системы охлаждения (методом сравнения)

ратура нагрева контактных соединений токоведущих проводников не должна превышать 75 °С (или  $\Delta T < 35$  °С).

Измеренные значения температур нагрева тиристоров системы возбуждения не должны различаться более чем на 30 %. При ИК-контроле обращается внимание на равномерность нагрева тиристоров параллельных ветвей.

**Корпус статора электродвигателей.** Выявление аномальных перегревов на поверхности корпуса электродвигателя позволяет определить очаги витковых замыканий в обмотках, закупорку вентиляционных каналов в статоре и в ряде случаев нарушение паяк в обмотках. При оценке теплового состояния электродвигателя следует учитывать допустимые превышения температур последних в зависимости от класса нагревостойкости электроизоляционных материалов обмоток (табл. 4).

**Коллекторы и контактные кольца.** Предельно допустимое превышение температуры для коллекторов и контактных колец составляет 60 °С.

**Подшипники.** Предельно допустимые температуры нагрева подшипников:

- для вкладышей подшипников скольжения — 80 °С;
- для обойм подшипников качения — 100 °С.

При отсутствии штатного температурного контроля с помощью ИК-прибора измеряется температура протекающего через подшипники масла. Перегрев не должен превышать 20 °С.

Температура масла, подводимого к подшипникам, должна находиться в пределах 15 – 45 °С, а температура выходящего масла должна быть не более 65 °С.

**Коробки выводов.** Определение температуры на поверхности коробки выводов электродвигателя позволяет в ряде случаев выявлять некачественные контактные соединения выводов обмоток.

**Система охлаждения.** При оценке работоспособности водяных охладителей юшных электродвигателей снимается тепловое поле на поверхности корпуса последних, со стороны входящего и выходящего воздуха, а также по окружности корпуса электродвигателя. На поверхности корпуса электродвигателя не должны проявляться аномальные перегревы, возможными причинами которых могут быть витковые замыкания в катушках, дефекты стали статора, локальные нарушения охлаждающего воздуха.

Температура воздуха, циркулирующего в электродвигателе, не должна превышать 40 °С, а температура охлаждающей воды в водяном охладителе — 30 °С. Разность между температурой воздуха, выходящего из охладителя, и температурой охлаждающей воды, поступающей в охладитель, должна быть не более 10 °С (рис. 4 – 6).

## ГЛАВА ТРЕТЬЯ

### **Силовые трансформаторы, автотрансформаторы, масляные реакторы**

**ИК-диагностика силовых трансформаторов.** Термовизионный контроль применительно к силовым трансформаторам является вспомогательным методом диагностики, обеспечивающим наряду с традиционными методами (измерение изоляционных характеристик, тока холостого хода (ХХ), хроматографический анализ состава газов в масле и др.) получение дополнительной информации о состоянии объекта.

Опыт проведения ИК-диагностики силовых трансформаторов показал возможность выявления с ее помощью следующих неисправностей:

- возникновение магнитных полей рассеяния в трансформаторе за счет нарушения изоляции отдельных элементов магнитопровода (консоли, шпильки и т.п.);
- нарушение в работе охлаждающих систем (маслонасосы, фильтры, вентиляторы и т.п.) и оценка их эффективности;
- изменение внутренней циркуляции масла в баке трансформатора (образование застойных зон) в результате шламообразования, конструктивных просчетов, разбухания или смешения изоляции обмоток (особенно у трансформаторов с большим сроком службы);
- нагревы внутренних контактных соединений обмоток НН с выводами трансформатора;
- витковое замыкание в обмотках встроенных трансформаторов тока;
- ухудшение контактной системы некоторых исполнений РПН и т.п.

Возможности ИК-диагностики применительно к трансформаторам недостаточно изучены. Сложности заключаются в том, что,

во-первых, тепловыделения при возникновении локальных дефектов в трансформаторе "заглушаются" естественными тепловыми потоками от обмоток и магнитопровода; во-вторых, работа охлаждающих устройств, способствующая ускоренной циркуляции масла, как бы сглаживает температуры, возникающие в месте дефекта.

При проведении анализа результатов ИК-диагностики необходимо учитывать конструкции трансформаторов, способ охлаждения обмоток и магнитопровода, условия и продолжительность эксплуатации, технологию изготовления и ряд других факторов.

Поскольку оценка внутреннего состояния трансформатора тепловизором осуществляется путем измерения значений температур на поверхности его бака, необходимо считаться с характером теплопередачи магнитопровода и обмоток. Кроме того, источниками тепла являются:

- массивные металлические части трансформатора, в том числе бак, прессующие кольца, экраны, шпильки и т.п., в которых тепло выделяется за счет добавочных потерь от вихревых токов, наводимых полями рассеяния;
- токоведущие части вводов, где тепло выделяется за счет потерь в токоведущей части и в переходном сопротивлении соединителя отвода обмотки;
- контакты переключателей РПН.

Условия теплопередачи, характер распределения температур в трансформаторах различного конструктивного исполнения весьма подробно освещены в технической литературе.

Отвод тепловых потерь от магнитопровода и обмоток к маслу и от него к системе охлаждения осуществляется путем конвекции. Зоны интенсивного движения масла имеются только у поверхностей бака трансформатора, где происходит теплообмен. Остальное масло в баке трансформатора находится в относительном покое и приходит в движение при изменении нагрузки или температуры охлаждающего воздуха.

В соответствии с п. 5.3.13 ПТЭ температура верхних слоев масла при nominalной нагрузке должна быть не выше:

- у трансформаторов и реакторов с охлаждением ДЦ — 75 °С;
- с естественным масляным охлаждением М и охлаждением Д — 95 °С;
- у трансформаторов с охлаждением Ц — 70 °С (на входе в маслоохладитель).

В трансформаторах с системами охлаждения М и Д разность между максимальной и минимальной температурами по высоте трансформатора составляет 20 — 35 °С. Перепад температур масла по высоте

бака в трансформаторах с системами охлаждения ДЦ и Ц находится в пределах 4 – 8 °С.

Однако, несмотря на такое выравнивание температур масла по высоте бака, теплоотдача от обмоток все же осуществляется путем естественной конвекции масла. Это означает, что температура катушек в верхней части обмоток будет значительно выше, чем в нижней.

Таким образом, если в трансформаторах с естественной циркуляцией масла температура верхних слоев масла и температура в верхних каналах обмотки примерно одинаковы, то в трансформаторах с принудительной циркуляцией масла в баке будет иметь место значительный перепад между температурой масла в верхних каналах обмоток и температурой верхних слоев масла в баке. Поэтому в трансформаторах с естественной и принудительной циркуляцией масла наиболее нагретыми являются верхние катушки обмоток, изоляция которых стареет быстрее, чем изоляция нижних катушек.

Отмечается, что при оценке нагрева масла в трансформаторах следует считаться с возможностью застоя верхних слоев масла и его повышенных нагревов, если расстояние между крышкой бака и патрубками радиаторов или охладителей велико (200 – 300 мм и более). Так, при исполнении крышки "гробиком" температура масла под верхней частью крышки может превышать температуру масла на уровне верхних патрубков охладителей примерно на 10 °С.

Приведенные выше параметры температур для отдельных конструкций трансформаторов характерны для установившегося режима работы. При проведении ИК-диагностики трансформаторов необходимо учитывать, что постоянная времени обмоток относительно масла трансформаторов различных исполнений находится в пределах 4 – 7 мин, а постоянные времени всего трансформатора — в пределах 1,5 – 4,5 ч.

Установившийся тепловой режим в обмотках трансформатора наступает через 20 – 30 мин, а в масле — через 10 – 20 ч.

С учетом рассмотренных выше температурных режимов работы трансформаторов ниже определены условия оценки их состояния при проведении ИК-диагностики.

**Определение местоположения дефектов в магнитопроводах трансформаторов.** Как известно, состояние магнитопровода трансформатора весьма эффективно оценивается по результатам хроматографического анализа состава газов в масле. При наличии повреждения в магнитопроводе трансформатора масло перегревается, и по составу и содержанию газов в масле определяют вид дефекта. При анализе растворенных в масле газов основными являются этилен ( $C_2H_4$ ) или ацетилен ( $C_2H_2$ ). Характерные газы — водород ( $H_2$ ), метан ( $CH_4$ ) и этан ( $C_2H_6$ ).

Образование указанных газов в масле может быть обусловлено: нарушением изоляции стяжных шпилек, ярмовых балок, амортизаторов, прессующих колец, местными нагревами от магнитных полей рассеяния в ярмовых балках, бандажах, прессующих кольцах, неправильным заземлением магнитопровода и др.

Инфракрасное обследование трансформаторов, проведенное лабораторией ИКТ, показало, что, являясь вспомогательным средством контроля, оно позволяет при наличии газообразования в трансформаторе оценить зону образования дефекта в магнитопроводе, а при наличии заводской технологической документации сузить место поиска дефекта.

Для получения более полных данных о характере развития дефекта целесообразно проводить ИК-контроль при ХХ трансформатора и дополнительно при двух-трех ступенях нагрузки.

Ниже рассмотрены некоторые данные, которые были получены при ИК-контроле двух автотрансформаторов типа АОДЦТН-267000/500 и АТДЦТН-135000/330. В первом случае во всех трех фазах (*A*, *B*, *C*) автотрансформатора были обнаружены газы: метан, этан, этилен, концентрация которых с течением времени увеличивалась (табл. 5).

Термографическое обследование фаз автотрансформаторов выявило температурные аномалии на баках фаз автотрансформатора, нагрев большого количества болтов крепления нижнего разъема колодка бака.

При вскрытии баков фаз автотрансформаторов были выявлены следующие дефекты:

- потемнение от перегрева пластин в месте соединения швеллера с нижними консолями магнитопровода;
- заземление направляющего шипа днища бака на нижнюю консоль НН в районе регулировочного стержня автотрансформатора;
- потемнение от перегрева и частичное оплавление шайб, пластин и болта в месте касания его к нижней консоли НН.

Проверка схемы заземления магнитопровода мегомметром показала, что сопротивление изоляции на участке "магнитопровод — бак" равно нулю, а между пакетами магнитопровода — 6 — 5000 Ом.

Таблица 5

Вид газа	Февраль	Сентябрь
CH <sub>4</sub>	0,15	0,4; 0,54; 0,67
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,035	0,05; 0,09; 0,01
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	0,039	0,13; 0,12; 0,08

Таблица 6

Дата измерения	Содержание газа, % объемный						
	H <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>
25.04.94	0,004	0,24	Отсутст.	0,0066	0,0056	Отсутст.	0,002
17.06.94	0,0035	0,33	Отсутст.	0,0076	0,0071	Отсутст.	0,0026

В автотрансформаторе АТДЦТН-135000/330 в течение длительного времени происходило газообразование в масле. Результаты хроматографического анализа газов в масле приведены в табл. 6.

Скорость нарастания углеводородных газов за 2 мес составляла для метана — 7 %, для этилена — 13 % в месяц.

В результате термографического обследования было выявлено: нагрев болтов крепления нижнего разъема колокола автотрансформатора в средней его части, аномальные нагревы стенок бака фазы С как со стороны 110 кВ, так и со стороны 330 кВ. Проводившийся до термографического обследования внутренний осмотр автотрансформатора выявил около десятка шпилек магнитопровода с нарушенной изоляцией, часть которых не была восстановлена к моменту тепловизионной съемки.

Как известно, магнитопровод и все массивные металлические конструктивные детали активной части, находящиеся в электрическом поле, изолируют от активной стали и друг от друга и присоединяют с помощью шинок заземления к общему контуру заземления трансформатора. Схему их соединения выполняют таким образом, чтобы при работе трансформатора не допускать образования короткозамкнутого контура для магнитного потока.

Типовые схемы заземления узлов активной части трансформаторов по данным Запорожского завода приведены на рис. 7.

Повреждение в трансформаторе типа АТДЦТН мощностью 125 МВ·А изоляции прессующий полосы на стержне со стороны ВН приведет к образованию короткозамкнутого контура: прессующая полоса с поврежденной изоляцией, щинка, верхняя ярмовая балка стороны ВН, стяжная контактная шпилька, ярмовая балка стороны НН, щинка, сталь магнитопровода, прессующая полоса с поврежденной изоляцией (контур обозначен стрелками).

На рис. 8 показаны основные конструктивные узлы трансформатора типа АТДЦТН-125 и путь протекания тока в короткозамкнутом контуре магнитопровода.

Термографическое обследование одного из трансформаторов типа АТДЦТН-125000/330/110/10 выявило аномальный нагрев его бака в торцевой зоне фазы А при нормально функционирующей системе охлаждения.

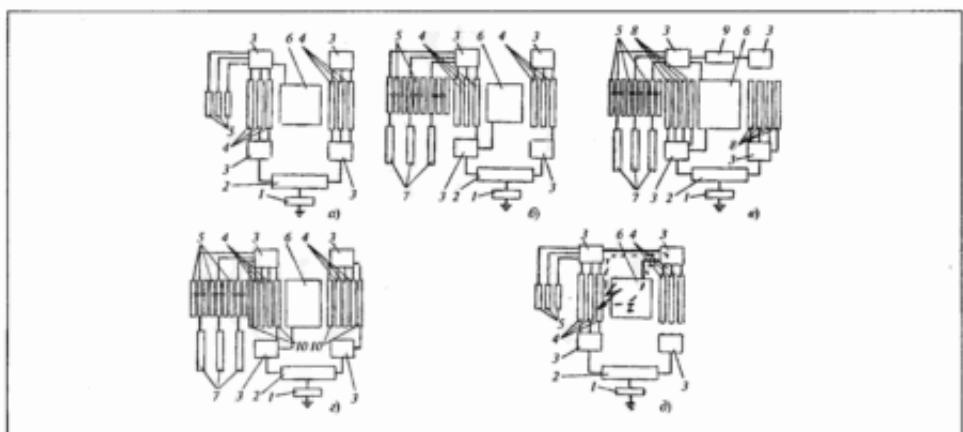


Рис. 7. Типовые схемы заземления узлов магнитопровода:

*a* — для трансформаторов мощностью до 6,3 МВ · А; *b* — для трансформаторов мощностью более 6,3 МВ · А с прессующими полосами, изолированными от ярмовых балок; *c* — для трансформаторов мощностью более 6,3 МВ · А с вертикальными стяжными шпильками, изолированными от верхних ярмовых балок; *d* — для трансформатора типа АТДЦПН мощностью 125 МВ · А, активная часть которого соединена с верхней ярмовой балкой, обе верхние ярмовые балки соединены через неизолированную контактную шпильку, а все прессующие полосы стороны ВН соединены только с верхней ярмовой балкой; *1* — дно бака; *2* — опорные полосы магнитопровода; *3* — балки ярмовые; *4* — прессующие полосы спержней; *5* — прессующие кольца; *6* — сталь активная; *7* — электростатические экраны; *8* — вертикальные стяжные шпильки; *9* — кронштейны стяжные; *10* — прессующие полосы ярма

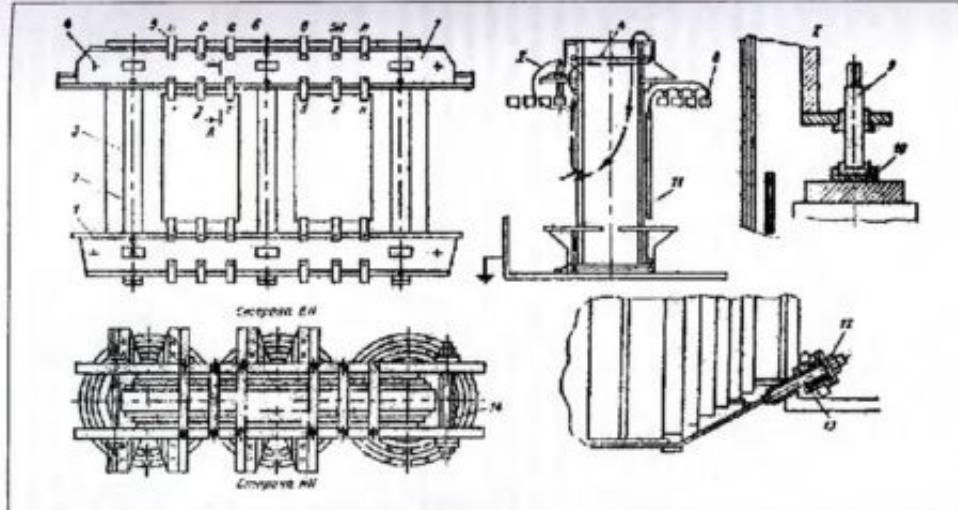


Рис. 8. Конструктивные узлы трансформатора АТДПТН-125:

1 — нижняя ярмовая балка; 2 — прессующие полосы; 3 — магнитопровод; 4 — неизолированная шпилька; 5 — полубандаж; 6 — шинка заземления; 7 — верхняя ярмовая балка; 8 — прессующее кольцо; 9 — прессующий винт; 10 — изоляция; 11 — электростатический экран; 12 — стяжная гайка; 13 — концевая шпилька; 14 — изолированная шпилька; а — м — последовательность затяжки гаек при опрессовке ярма магнитопровода

Характер аномального нагрева дает основание предполагать наличие дефекта в магнитопроводе, описанном выше.

Трансформатор длительное время работал с относительно небольшой нагрузкой, что и определило значение магнитного потока в короткозамкнутом контуре и сравнительно низкую температуру в контуре (ниже 300 °С). Хроматографический анализ газов в масле выявил небольшое их отклонение от нормированных значений, что могло быть обусловлено низкотемпературным нагревом в месте дефекта.

**Определение внутренних дефектов обмоток.** Выявление внутренних дефектов в трансформаторах путем измерения температуры на поверхности их баков является весьма трудоемкой операцией, зависит от многих факторов (конструкции обмоток, нагрузки, способа охлаждения, внешних климатических факторов, состояния поверхности трансформатора и т.п.) и позволяет выявлять неисправности лишь на поздних стадиях их развития. Инфракрасное обследование трансформаторов позволяет выявлять локальные и общие перегревы, связанные с:

- *конструктивными просчетами*: существенное влияние на распределение температуры по поверхности бака трансформатора оказывают меры конструктивного характера, использованные заводом-изготовителем по выравниванию потерь в обмотках трансформаторов. Неравномерность распределения этих потерь по обмотке может являться одной из причин возникновения местных перегревов, вызывающих ускоренное старение изоляции отдельных катушек или витков обмоток, а также возникновения локальных нагревов на стенках бака трансформатора (рис. 9);

неправильный выбор места подсоединения охладителей к баку трансформатора или неправильная оценка эффективности охлаждающих устройств могут привести как к образованию "застойных зон", так и к перегревам отдельных катушек или фаз обмоток;

- *перегревом контактных соединений отводов обмоток*;
- *образованием "застойных зон"* масла, вызванных разбуханием бумажной изоляции витков, шламообразованием и другими причинами.

Статистикой отмечается, что 22 % общего количества отказов обусловлено нарушением изоляции и повреждением обмоток, причем за последние годы участились повреждения старых трансформаторов, имеющих характерные конструктивные дефекты. Так, у автотрансформаторов типа АОДЦТГ-135000/500 крайние катушки обмотки ВН выполнены с дополнительной изоляцией, которая в процессе эксплуатации разбухает, что ухудшает теплоотвод, увеличивает нагрев провода и соответственно износ витковой изоляции.

У трансформаторов типа ТДЦГ-180000/220 наблюдаются замыкания параллельных проводов в крайних витках обмотки НН из-за нагрева. Трансформаторам типа ТДЦ-125000/110 производства СВПО "Трансформатор" свойственны повышенная вибрация металлоконструкций, ненадежная работа переключателей ПБВ и перегрев верхних слоев масла с ускоренным старением изоляции обмоток.

**Определение работоспособности устройств системы охлаждения трансформатора.** Снятие термограмм устройств системы охлаждения трансформаторов (дутьевых вентиляторов, маслонасосов, фильтров, радиаторов трансформаторов с естественной циркуляцией масла и т.п.) позволяет оценить их работоспособность и при необходимости принять оперативные меры по устранению неполадок.

**Маслонасосы.** Температура нагрева на поверхности корпуса маслонасоса и трубопроводов работающего трансформатора будет практически одинакова.

При появлении неисправности в маслонасосе (трение крыльчаток, витковое замыкание в обмотке электродвигателя и т.п.) температура на поверхности корпуса маслонасоса должна повыситься и будет превышать температуру на поверхности маслопровода.

**Дутьевые вентиляторы.** Оценка теплового состояния электродвигателей вентиляторов осуществляется сопоставлением измеренных температур нагрева. Причинами повышения нагрева электродвигателей могут быть: неисправность подшипников качения, неправильно выбранный угол атаки крыльчатки вентилятора, витковое замыкание в обмотке электродвигателя и т.п.

**Термосифонные фильтры.** При ИК-контроле можно судить о работоспособности термосифонных фильтров (ТФ) трансформаторов. Как известно, ТФ предназначен для непрерывной регенерации масла

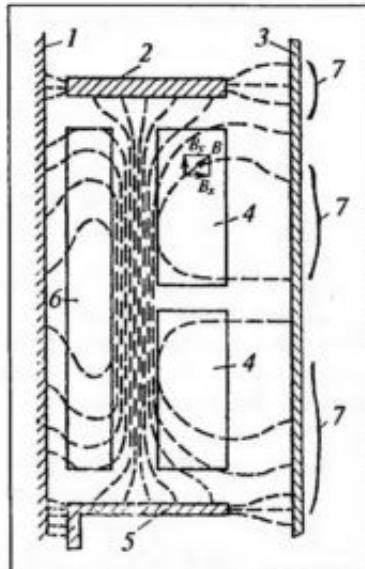


Рис. 9. Картина поля рассеяния в двухобмоточном трансформаторе:

1 — магнитопровод; 2 — прессующее кольцо; 3 — стенка бака; 4 — обмотка ВН; 5 — нижняя ярмовая балка; 6 — обмотка НН;  $B_x$ ,  $B_y$  — осевая и радиальная составляющие вектора индукции  $B$  электрического поля; 7 — локальные места нагрева бака трансформатора

в процессе работы трансформатора. Движение масла через фильтр с адсорбентом происходит под действием тех же сил, которые обеспечивают движение масла через охлаждающие радиаторы, т.е. под действием разностей плотности горячего и холодного масла. Термосифонный фильтр подсоединен параллельно трубам радиатора системы охлаждения, и поэтому у работающего фильтра температуры на входе и выходе, если трансформатор нагружен, должны различаться. В настроенном фильтре будет иметь место главное повышение температуры по его высоте.

При использовании мелкозернистого силикагеля, шламообразовании в фильтре, случайном закрытии задвижки на трубопроводе фильтра, при работе трансформатора в режиме ХХ циркуляция масла в фильтре будет незначительна или отсутствовать вообще. В этих случаях температура на входе и выходе фильтра будет практически одинакова.

*Переключающие устройства.* Переключающие устройства серии РНТ и им подобные, встраиваемые в трансформаторы, состоят из переключателя и реактора, расположенных в баке трансформатора, а также контактора. Контактор переключающего устройства размещается в отдельном кожухе на стенке бака трансформатора и залит маслом.

Контроль состояния контактов переключателя ввиду его глубинного расположения в баке трансформатора весьма проблематичен. При перегреве контактов контактора из-за небольшого объема залитого в него масла на стенках бака контактора будут иметь место локальные нагревы.

*Радиаторы.* Неисправность плоского крана радиатора или ошибочное его закрытие приведет к перекрытию протока масла через радиатор. В этом случае температура труб радиаторов будет существенно ниже, нежели у работающего радиатора. С течением времени при эксплуатации поверхности труб радиаторов подвергаются воздействию ржавчины, на них оседают продукты разложения масла и бумаги, что порой приводит к уменьшению сечения для протока масла или полному его прекращению. Трубы с подобными отклонениями будут холоднее остальных.

*Датчик температуры.* Практически единственным критерием оценки эффективности работы системы охлаждения является температура верхних слоев масла трансформатора, измеряемая с помощью термометров, либо термометрического сигнализатора с электроконтактным манометром, либо дистанционного термометра сопротивления, устанавливаемого в карманах (гильзах) крышки бака.

Контроль температуры масла в этих случаях может быть связан с существенными погрешностями, которые обусловлены как инстру-

ментальной точностью измерения, местом размещения гильзы, так и другими факторами. Поэтому при термографическом обследовании трансформатора необходимо также сравнивать температуру на крышке бака, измеренную тепловизором, с данными датчика температуры.

*Поверхности бака трансформатора.* Снятие температурных профилей бака трансформатора в горизонтальном и вертикальном направлениях и сопоставление их с конструктивными особенностями трансформатора (расположением обмоток, отводов, элементов охлаждения и т.п.), пофазное сравнение полученных данных в зависимости от длительности эксплуатации и режима работы позволяют в ряде случаев получить дополнительную информацию о характере протекания тепловых процессов в баке трансформатора.

При термографическом обследовании трансформатора необходимо оценивать как значения температур, так и их распределение по фазам. Так, термограмма, снятая в Комиэнерго на трансформаторе мощностью 60 МВ·А, работающем с нагрузкой 30 % номинальной, показывает, что циркуляция масла в зимний период ( $T = -15^{\circ}\text{C}$ ) происходит лишь в верхней части средней обмотки. Температура на поверхности крайних фаз составляет  $2 - 3^{\circ}\text{C}$ , в средней фазе трансформатора  $13^{\circ}\text{C}$ , т.е. масло в крайних фазах при малых нагрузках практически не циркулирует.

В других случаях с помощью тепловизора был зафиксирован глубинный локальный нагрев в отводе обмотки 500 кВ мощного трансформатора, при нарушении изоляции стяжных шпилек или консолей определена зона дефекта, оценена работа радиаторов систем охлаждения трансформатора и т.д.

*Маслорасширители.* Как известно, при изменении теплового состояния трансформатора происходит обмен масла между его объемами, находящимися в баке трансформатора и маслорасширителе. При стабилизации теплового состояния теплообмен между этими объемами масла происходит в основном за счет теплопередачи.

При осмотре с помощью тепловизора выхлопной трубы трансформатора виден уровень масла, находящегося в ней, и характер изменения температуры по высоте трубы. При работе трансформатора с нагрузкой просматривается также и уровень масла в его маслорасширителе. Однако в отдельных случаях в маслопроводе, соединяющем крышку трансформатора с маслорасширителем, может происходить резкое падение температуры на поверхности маслопровода непосредственно после газового реле или отсечного клапана. Причина такой аномалии должна быть изучена с учетом конструкции трансформатора, диаметра маслопровода, нагрузки и других факторов и может быть обусловлена дефектом плоского крана, расположенного у газового реле.

**Поверхность трансформатора.** Термографическое обследование трансформатора во многом является вспомогательным средством оценки его теплового состояния и исправности связанных с ним систем и узлов.

Термографическому обследованию трансформатора должно предшествовать ознакомление с конструкцией обмоток, системой охлаждения, результатами работы трансформатора, объемом и характером выполнявшихся ремонтных работ, длительностью эксплуатации, анализом повреждений трансформаторов идентичного исполнения (если они происходили), результатами эксплуатационных испытаний и измерений и т.п.

Поверхности бака трансформаторов, термосифонных фильтров, систем охлаждения должны быть осмотрены, и с них, по возможности, должны быть удалены грязь, следы масла, закрашена ржавчина, т.е. созданы условия для обеспечения одинаковой излучательной способности.

Обследование предпочтительно проводить ночью (перед восходом солнца), при отключенном искусственном освещении трансформатора, в безветренную, недождливую погоду, при максимально возможной нагрузке и в режиме ХХ. Тепловизор или его сканер должен располагаться на штативе, как можно ближе к трансформатору, на оси средней фазы, должен быть использован объектив 7 – 12° и обеспечена возможность как видео-, так и аудиозаписи.

После настройки постоянного температурного режима записи тепловизора ведется покадровая регистрация термоизображений, на-

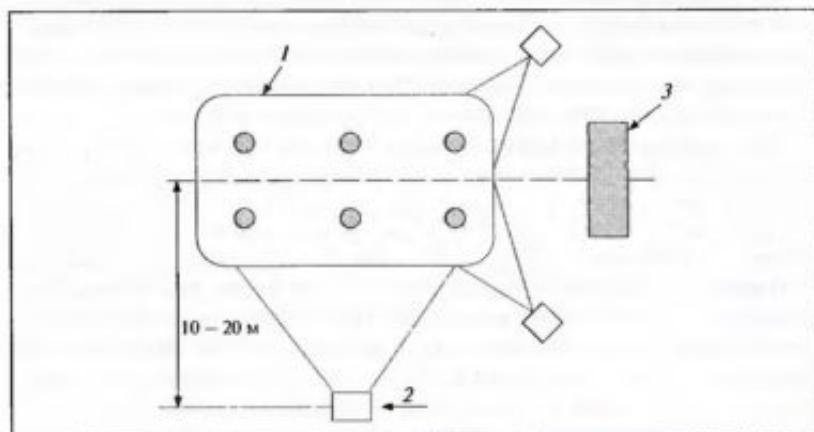


Рис. 10. План температурной съемки трансформатора

Таблица 7

Объект контроля	Критерий оценки	Примечание
Контактное соединение ошиновка – ввод	Превышение температуры нагрева $\Delta t$ , °С	—
Верхняя часть остова маслонаполненного ввода	Характер распределения температуры по высоте ввода	—
Крышка бака	Сравнение с показаниями датчика температуры	Для уточнения теплового режима работы трансформатора
Контактор РПН	Сравнение измеренных температур на стенке контактора пофазно	Для определения работоспособности контактов контактора РПН
Термосифонный фильтр	Сравнение измеренных температур на входе и выходе ТФ	Для определения работоспособности ТФ
Вентиляторы обдува	Сравнение температур на поверхности корпуса электродвигателей	—
Трубы радиаторов системы охлаждения	Аномальные нагревы участков труб	Для выявления труб с отложениями
Маслонасосы	Сравнение температур на поверхности корпуса маслонасоса	Определение работоспособности маслонасосов
Болты нижнего разъема колокола бака	Сравнение с температурой нагрева поверхности бака	Для предупреждения термического разложения резинового уплотнения
Маслорасширитель	Соответствие измеренного уровня масла фактическому	Для определения работоспособности датчиков уровня масла

чиная с верхней части крайней фазы (например, A) по направлению к фазе С с наложением кадров друг на друга на 10 % размера.

Достигнув поверхности бака фазы С, объектив сканера опускается ниже, и далее покадровая съемка продолжается в противоположном направлении, и таким образом процесс съемки ведется, пока не будет обследована вся поверхность бака, включая расположенные под его днищем маслонасосы, маслопроводы и другие узлы.

Термографической съемке подвергается вся доступная для этого поверхность бака по периметру. Термовизор 2 во всех точках съемки должен находиться на одинаковом расстоянии от трансформатора 1 (рис. 10).

Минимальное количество точек съемки — четыре, максимальное — зависит от расположения и типа системы охлаждения. Так, при

Таблица 8

Категории исполнения систем охлаждения трансформатора			
М	Д	ДЦ	Ц
1. Плоские краны системы открыты не полностью	1. То же, что для систем охлаждения М	1. Загрязнение наружной поверхности оребренных трубок охлаждения	1. Неправильное направление вращения рабочего колеса насоса
2. Не выпущен воздух из верхних коллекторов радиаторов	2. Работают не все вентиляторы	2. Работают не все вентиляторы	2. Загрязнение внутренней поверхности трубок охладителя
3. Сильное загрязнение наружной поверхности труб радиаторов	3. Неправильное направление вращения крыльчаток	3. Неправильное направление вращения рабочего колеса насоса	3. Недостаточный расход воды, масла и т.п.
	4. Отклонение профиля лопаток крыльчаток и угла их установки от нормативных требований	4. Неправильное направление вращения крыльчаток вентиляторов	
		5. Зазор между кожухом и крыльчаткой вентилятора превышает 3 % длины лопатки	
		6. Часть воздуха, нагнетаемого вентилятором, не проходит через межтрубное пространство и выбрасывается обратно	
		7. Нарушение целостности оребрения труб	
		8. Большое количество заглушенных труб	

установке выносной системы охлаждения З количество точек съемки увеличивается до шести.

Термографическая съемка сопровождается речевыми комментариями, записываемыми на звуковую дорожку кассеты видеомагнитофона. В комментариях должны отражаться: режим работы трансформатора, ход ведения обследования, описание явлений, фиксируемых тепловизором, и другие события, связанные с видеозаписью.

В последующем осуществляется покадровое совмещение результатов съемки в единый развернутый "тепловой" план. Участки плана с

аномальными температурами нагрева должны сопоставляться с технической документацией на трансформатор, характеризующей конструктивное расположение отводов обмоток, катушек, зон циркуляции масла, магнитопровода и его элементов и т.п. При этом фиксируется работа систем охлаждения, оценивается зона циркуляции масла, создаваемая каждой из них. Обращается внимание на образование аномальных зон нагрева на поверхности бака в результате смешения потоков масла.

При проведении планового ИК-контроля состояния трансформатора оценивается работоспособность отдельных его узлов в объеме, указанном в табл. 7.

**Системы охлаждения трансформаторов.** Как известно, одним из основных критериев оценки теплового состояния трансформаторов является значение температуры верхних слоев масла  $T_{\text{в.м.}}$ , которая нормируется для номинальной нагрузки трансформатора и абсолютное значение которой находится в пределах 70 – 95 °C в зависимости от категории исполнения охлаждающего устройства (М, Д, ДЦ или Ц).

В процессе эксплуатации трансформаторов в системах охлаждения могут возникать неисправности, оказывающие влияние на тепловое состояние трансформатора и  $T_{\text{в.м.}}$  (табл. 8).

Поузловой ИК-контроль систем охлаждения трансформаторов позволяет достаточно эффективно оценить их работоспособность. Однако в ряде случаев, например перед проведением ремонта трансформатора, при превышении  $T_{\text{в.м.}}$  допустимых значений, перед возможным повышением нагрузки трансформатора, при появлении аномальных нагревов на поверхности баков трансформаторов и т.п., целесообразно оценить работоспособность каждого из охладителей системы охлаждения.

Испытания охладителей следует проводить в летнее время года, в безветренную сухую погоду, при температуре окружающего воздуха выше + 10 °C (для систем охлаждения М, Д и ДЦ). Условия охлаждения трансформатора в разных точках могут существенно различаться из-за влияния теплового отражения от межфазных противопожарных перегородок, соседних фаз или других трансформаторов, ветра, солнца и прочих факторов. Поэтому для трансформаторов с системой охлаждения М температуру охлаждающего воздуха измеряют примерно на уровне одной трети высоты бака на расстоянии 2 – 3 м от него, для трансформаторов с системой охлаждения Д – на уровне половины высоты установки вентиляторов, для трансформаторов с системой охлаждения ДЦ – на уровне нижних вентиляторов. Измерение температуры производится с точностью 0,5 °C.

Оценка работоспособности каждого из охладителей системы охлаждения трансформаторов осуществляется путем сравнения измеренных и расчетных значений температур охлажденного масла с учетом значений превышения температуры верхних слоев масла  $T_{\text{в.м}}$  над температурой окружающего воздуха.

В трансформаторостроении тепловой расчет охладителя осуществляется путем решения уравнений теплового баланса: теплопередачи охладителя, количества тепла, отводимого от охлаждаемого масла, количества тепла, воспринимаемого охлаждающим воздухом (водой).

Из уравнения количества тепла, отводимого от охлаждаемого масла, определяют расчетное значение разности температур масла на входе охладителя и выходе из него, °С:

$$\Delta T_{\text{окл}} = \frac{860 P_{\text{окл}}}{3600 C_m p_m v_m \phi_{ж.m}},$$

где  $C_m$  — удельная теплоемкость масла;  $p_m$  — удельная масса масла;  $v_m$  — скорость прохождения масла в трубках охладителя;  $\phi_{ж.m}$  — “живое” сечение всех трубок охладителя для прохода масла.

Практика показывает, что при небольших нагрузках трансформаторов расчетное значение  $\Delta T_{\text{окл}}$  не превышает 1–4 °С для различных типов охладителей. Поэтому в реальных условиях работы трансформатора, с учетом того, что основной целью ИК-контроля является оценка работоспособности охладителей, возможна сравнительная оценка измеренных значений температур масла на входе охладителей и выходе из них.

Повышенные значения  $\Delta T_{\text{окл}}$  могут быть обусловлены уменьшенным расходом масла, проходящего через охладитель, в результате дефекта маслонасоса или плоского крана трубопровода. Малые значения  $\Delta T_{\text{окл}}$  могут быть связаны с плохой теплоотдачей от трубок охладителя за счет загрязнения их поверхности (оребрения).

Анализ результатов тепловизионного контроля силовых трансформаторов. Примерный объем работ при тепловизионном контроле трансформаторов приведен в табл. 7.

**Радиаторы.** Неисправностями радиаторов, в значительной мере влияющими на тепловое состояние трансформатора, могут являться:

- дефекты плоских кранов, связанные с вжиманием внутрь резиновых прокладок, что не обеспечивает полного открытия крана, увеличивает гидравлическое сопротивление потоку масла и ухудшает теплоотдачу радиатора;
- наличие воздушной “подушки” в коллекторе радиатора;

- закупорка внутренней полости трубы радиатора, нарушение ее целости, загрязнение поверхностей труб или межтрубного пространства.

При тепловизионном контроле радиаторов проводится анализ распределения температуры по высоте труб радиатора и по отдельным трубам, равномерности нагрева коллектора, температуры нагрева узлов соединения радиаторов с баком трансформатора. Локальные перепады температуры в коллекторе могут быть обусловлены наличием в нем воздушной "подушки".

При неполнотью открытом плоском кране температуры на поверхности труб радиатора будут понижены по сравнению с таковыми на других радиаторах. Чрезмерное охлаждение вентиляторами нижних частей радиатора может привести к увеличению вязкости масла на входе в охлаждающие каналы обмоток и ухудшению условий их охлаждения. У многоходовых радиаторов желательно оценивать характер изменения температуры по поверхности труб по ходу движения масла.

**Маслонасосы.** Наиболее частыми причинами нагрева маслонасоса могут являться витковые замыкания в обмотке электродвигателя, дефекты подшипников, задевание рабочего колеса насоса за корпус последнего и т.п. Общий повышенный нагрев корпуса маслонасоса может быть связан с неэффективной работой охладителя за счет ограниченного теплосъема с его поверхности.

Оценка состояния маслонасосов осуществляется путем сравнительного анализа значений измеренных температур на корпусе маслонасоса и поверхности маслопроводов с учетом режима работы трансформатора и внешнего температурного воздействия. В отдельных случаях для углубленного анализа состояния работающего маслонасоса полезно знать его ток потребления, осуществлять акустические измерения на его корпусе с помощью ультразвукового дефектоскопа.

**Вентиляторы.** Локальные нагревы электродвигателей вентиляторов могут быть обусловлены дефектами подшипников, температура нагрева которых не должна превышать 80 °С, или витковыми замыканиями в обмотках. Повышенные (по сравнению с другими электродвигателями) нагревы электродвигателя могут быть связаны с его перегрузкой в результате чрезмерного угла атаки крыльчатки, большим аэродинамическим сопротивлением входа воздуха в охладитель, забором воздуха из невентилируемой зоны, подверженной постороннему тепловому воздействию, и т.п.

В сомнительных случаях в качестве дополнительных критерии рекомендуется проверять зазор между крыльчатками вентиляторов и диффузорами по всему периметру, который должен быть равномерным и не превышать 1,5 % диаметра рабочего колеса.

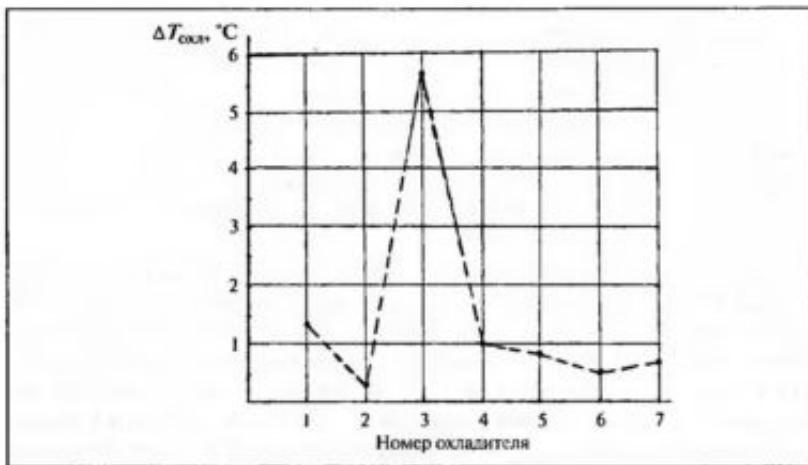


Рис. 11. Распределение значений разности температур масла на входе и выходе охладителей ( $\Delta T_{\text{охл}}$ ) мощного трансформатора, работающего с малой нагрузкой: охладитель 3 имеет неисправный маслонасос или неполностью открытый плоский кран; охладители 2 и 6 имеют существенное загрязнение оребрения труб

Вибрация электродвигателя, измеренная в трех точках, не должна превышать 0,06 мм. В противном случае рекомендуется проверить биение крыльчаток в осевом направлении. Если позволяет конструкция охладителя, может быть осуществлено измерение разности температур воздуха на входе и выходе вентиляторов охладителей и проведен их сравнительный анализ.

**Охладители.** Применительно к системам охлаждения трансформаторов различают проверку работоспособности охладителей и оценку их эффективности.

Работоспособность систем охлаждения с помощью тепловизора может определяться поузловой проверкой как отдельных элементов (маслонасосов, вентиляторов, радиаторов), так и системы в целом и производиться при нагрузке, определяемой режимом работы трансформатора на период его тепловизионного обследования. Для проверки работоспособности охладителей с помощью тепловизора определяется температура масла на входе охладителей и выходе из них (на поверхностях труб, примыкающих к стенке бака трансформатора). По результатам измерений определяется значение  $\Delta T_{\text{охл}}$  для каждого из охладителей и осуществляется их сравнительный анализ.

Пример проверки работоспособности охладителей мощного автотрансформатора, работающего с нагрузкой около 30 % номинальной, рассмотрен на рис. 11. Аномальные значения  $\Delta T_{\text{охл}}$  у охладителя 3

могут быть связаны с пониженной подачей масла в результате дефекта маслонасоса, неполным открытием плоского крана или недостаточным охлаждением потоков масла вентиляторами, а у охладителя 2 — с плохой теплоотдачей от загрязненного оребрения труб.

Эффективность работы охладителей должна обеспечивать приемлемые температуры нагрева верхних слоев масла и обмоток приnominalных режимах и регламентированном уровне перегрузки.

Оценка эффективности работы охладителей требует сопоставления измеренных значений  $\Delta T_{\text{охл}}$  с расчетными параметрами, заложенными заводом в процессе проектирования трансформатора.

*Поверхности бака трансформатора.* Сроки проведения тепловизионного обследования баков трансформаторов регламентированы "Объемом и нормами испытаний электрооборудования", но могут быть существенно сокращены при получении неудовлетворительных результатов измерения тока и потерь ХХ, напряжения КЗ, показателей хроматографического анализа растворенных в масле газов, при выявлении аномальных нагревов стенок бака или болтов крепления разъема колокола и т.п.

Если перед проведением тепловизионного обследования трансформатор работал с малой нагрузкой, то он должен быть предварительно нагрет до температуры верхних слоев масла 50 – 60 °С, что необходимо для снятия изоляционных характеристик. Нагрев трансформатора достигается за счет временного отключения вентиляторов дутья при работающих насосах циркуляции масла.

При тепловизионном обследовании:

- проверяется равномерность распределения температуры по поверхности бака как со стороны обмотки ВН, так и НН;
- проверяется работоспособность охладителей путем измерения температур на входе и выходе масла;
- фиксируются возможные очаги аномальных нагревов: на поддоне, в разъеме колокола, в местах установки адаптеров вводов, разъемов люков, маслонасосах, вентиляторов и др.;
- сопоставляются значения температур верхних слоев масла, измеренных термосигнализатором и тепловизором;
- сопоставляются уровни масла в маслорасширителе с уровнем масла во вводах;
- по возможности проверяется распределение температуры вдоль маслопроводов, соединяющих бак трансформатора с маслорасширителем (наличие протока масла через газовое реле, отсечный клапан).

По выявленным тепловым аномалиям проводится анализ возможных причин их вызывающих и намечается объем дополнительных проверок и измерений. Желательно всю информацию о результатах тепловизионного обследования и иных испытаниях, а также резуль-

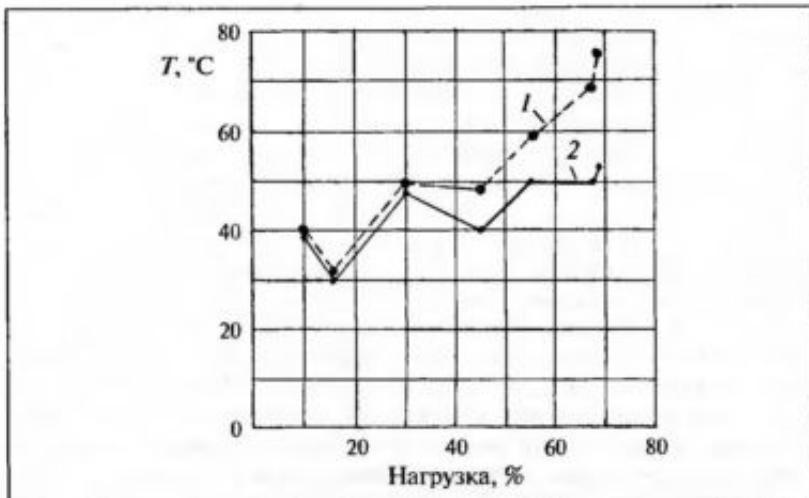


Рис. 12. Зависимость температуры локального нагрева поверхности бака автотрансформатора АТДЦГН-200000/220/110 от нагрузки:

1 — температура локального нагрева поверхности бака; 2 — температура верхних слоев масла в баке (по данным ОАО "Мосэнерго")

таты осмотра, выявленные неисправности и эксплуатационные данные закладывать в компьютерный банк данных по каждому из исполнений трансформаторов.

Анализ теплового состояния идентичных трансформаторов позволяет более оперативно выявлять в них неисправности конструктивного характера. Так, например, при тепловизионном обследовании автотрансформатора АТДЦГН-200000/220/110 в ОАО "Мосэнерго" был выявлен локальный нагрев стенки бака. У автотрансформатора наблюдался рост  $\text{CO}_2$  и  $\text{C}_2\text{H}_6$ , при отсутствии газов — водорода и оксида углерода.

Проведенные нагрузочные испытания автотрансформатора показали существенную связь между температурой верхних слоев масла и температурой теплового пятна на поверхности бака (рис. 12). Идентичные локальные нагревы были обнаружены у автотрансформаторов этого типа даже при нагрузке 10 % номинальной.

Можно полагать, что у автотрансформатора этого исполнения со временем образуются короткозамкнутые контуры в магнитопроводе. Анализ схемы заземления элементов магнитопровода и местоположение тепловой аномалии позволяют определить характер нарушения схемы и его дальнейшие последствия.

## ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ

# Маслонаполненные трансформаторы тока

В зависимости от конструктивного исполнения обмоток маслонаполненные трансформаторы тока, выпускаемые отечественной промышленностью, можно условно разделить на три группы:

- 1) со звеньевой изоляцией обмоток (серия ТФЗМ);
- 2) с U-образной первичной обмоткой (серия ТФУМ);
- 3) с рымовидной обмоткой (серия ТФРМ).

При ИК-контроле трансформаторов тока оценивается состояние внутренних и внешних контактных соединений, а при выполнении определенных условий по измеренным температурам на поверхности фарфоровой покрышки — и состояние бумажно-масляной изоляции.

Перед проведением ИК-контроля ТТ необходимо провести анализ условий их работы и состояния внутренней изоляции:

способ защиты масла от увлажнения;  
количество КЗ и значения токов КЗ, протекающих по обмоткам ТТ;  
результаты измерения характеристик изоляции обмоток, а также хроматографического анализа газов в масле;

термограммы предыдущих термографических съемок и др.

Тепловизионный контроль ТТ рекомендуется проводить с учетом требований, приводимых ниже.

1. Для ТТ тепловизионный контроль является вспомогательным средством оценки теплового состояния как ТТ в целом, так и его отдельных участков. При выявлении тепловых аномалий в изоляции обмоток ТТ окончательное заключение следует делать на основании анализа всего комплекса измерений: термограммы нагрева,  $\tg \delta$  изоляции, показателей качества масла, хроматографического анализа газов в масле, влагосодержания бумажной изоляции обмоток и т.п., а также с учетом длительности и условий эксплуатации ТТ.

2. Термовизионный контроль ТТ всех конструктивных исполнений с длительным периодом эксплуатации (20 лет и более) рекомендуется проводить ежегодно, предпочтительно до наступления летнего периода максимума температур.

3. Контроль с помощью термовизора каждой фазы ТТ осуществляется как минимум с трех точек, отстоящих друг от друга на 120 °С.

4. При термовизионном контроле должно осуществляться пофазное сравнение температур, измеренных в одинаковых зонах на поверхности покрышек ТТ. В тех случаях, когда разность измеренных температур фаз превышает 0,3 °С, должны быть приняты дополнительные меры по выяснению причины подобной аномалии: проведены повторные термовизионные измерения при более благоприятных погодных условиях, при иной токовой нагрузке, проверена симметричность токов в фазах и т.п.

Общий повышенный нагрев одной из фаз ТТ может быть обусловлен остаточным намагничиванием магнитопровода ТТ при прохождении по нему тока КЗ. В этом случае рекомендуется произвести размагничивание магнитопровода, повторив термовизионный контроль ТТ.

5. В тех случаях, когда по температуре, измеренной на поверхности покрышки ТТ, осуществляется пересчет к значению  $\operatorname{tg} \delta$  изоляции обмоток по методике Ленэнерго, необходимо обращать внимание на возможность погрешности за счет влияния теплового отражения ребер покрышки или тепловыделения от несимметричной токовой нагрузки:

$$\operatorname{tg} \delta_x = \operatorname{tg} \delta_{\text{ст}} \frac{T_x - T_0}{T_{\text{ст}} - T_0},$$

где  $\operatorname{tg} \delta_x$  — диэлектрические потери контролируемого ТТ, %;  $\operatorname{tg} \delta_{\text{ст}}$  — диэлектрические потери эталонного ТТ, %;  $T_x$  — температура поверхности покрышки контролируемого ТТ, °С;  $T_{\text{ст}}$  — то же, эталонного ТТ, °С.

6. Наряду с определением с помощью термовизора состояния внутренней изоляции обмоток маслонаполненных ТТ производятся измерение температуры нагрева в местах подсоединения внешних цепей зажимов ТТ и оценка состояния внутреннего переключающего устройства.

В первом случае в качестве критериев используют предельные температуры нагрева (превышение температуры). Нагрев контактов внутреннего переключающего устройства вызывает появление повышенной температуры на поверхности расширителя.

Оценка состояния внутренних переключающих устройств ТТ должна осуществляться путем сравнения между собой температур на поверхности расширителя трех фаз. Превышение температуры на поверхности расширителя ТТ более чем на 10 – 15 °С может быть обусловлено аварийным внутренним дефектом переключателя.

*Трансформаторы тока серии ТФУМ (ТФКН)* на номинальное напряжение 330 кВ первоначально изготавливались на Ленинградском заводе "Электроаппарат", а в дальнейшем их производство было передано Запорожскому заводу высоковольтной аппаратуры (ЗВВА).

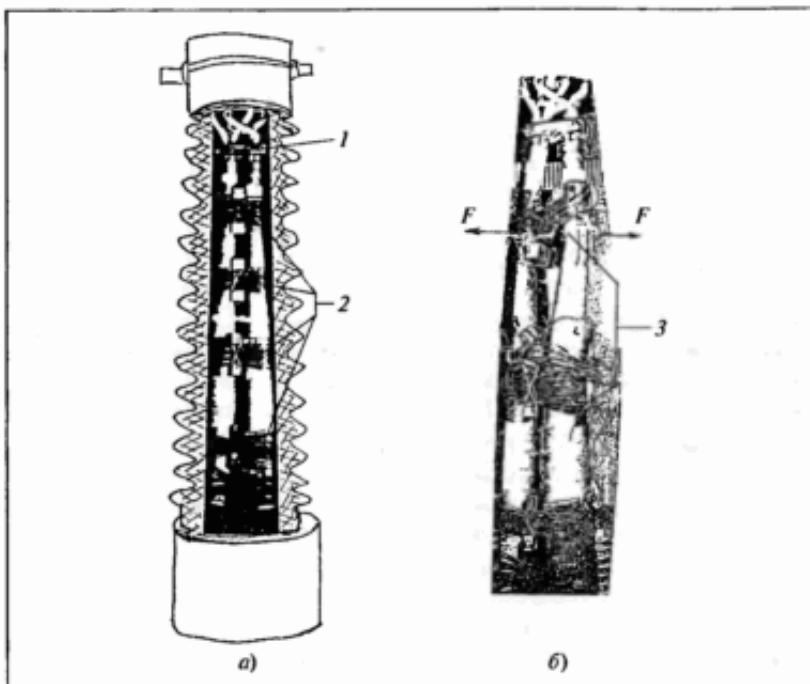
Из-за неудовлетворительной технологии изготовления ТТ заводом "Электроаппарат" (ручная рыхлая намотка бумажной изоляции с возможностью ее смешения, некачественная сушка и вакуумирование изоляции, отсутствие узла герметизации) повреждаемость их была достаточно высокой. Результаты эксплуатации ТТ обоих заводов показали малую электродинамическую стойкость этих ТТ.

Пробой изоляции обмоток ТТ носит, как правило, теплоионизационный характер и в значительной мере зависит от количества КЗ, длительности и значений токов КЗ, протекавших по обмоткам. Осмотр поврежденных ТТ показал, что возникающие при КЗ механические усилия в первичной обмотке вызывают смятие и разрывы конденсаторных обкладок в местах наложения бандажей.

Местные смятия рыхлой намотки бумажного остова вызывают нарушение в распределении электрического поля и в совокупности с повышенными температурами, с прогрессирующим ухудшением диэлектрических свойств масла, с воздействием повышенных температур окружающего воздуха приводят к ускоренному развитию пробоя. Поэтому применительно к ТТ с U-образной первичной обмоткой необходима предварительная оценка возможного развития внутреннего дефекта в бумажно-масляной изоляции в результате воздействия токов КЗ.

Степень такого воздействия можно примерно оценить, исходя из результатов испытаний ТТ в НИЦ ВВА с киносъемкой протекавших механических процессов в первичной обмотке. Общий вид первичной обмотки трансформатора тока ТФКН-330 без фарфоровой покрышки при испытании на электродинамическую стойкость к токам КЗ показан на рис. 13. После проведенных экспериментов были сделаны следующие выводы:

при неоднократном (3 – 4 раза) воздействии токов КЗ, наибольшее амплитудное значение которых составляет 80 % и более нормативных значений, происходит постепенный рост упругой деформации первичной обмотки, сопровождающейся обрывом бандажей,



*Рис. 13. Общий вид первичной обмотки трансформатора тока ТФКН-330:  
а — до испытания на электродинамическую стойкость к токам КЗ; б — после испытания; 1 — колодка; 2 — бандажи; 3 — места обрыва бандажей и смятия бумажной конденсаторной изоляции*

разрушением крепежной клицы и нарушением плотности намотки бумажной изоляции;

упругая деформация первичной обмотки при испытаниях достигает 80 – 90 мм (при зазоре между внутренней поверхностью покрышки и первичной обмоткой 50 – 60 мм);

при нарушении плотности бумажной изоляции (в результате смятия бумаги) при динамическом воздействии на нее проводов обмотки возможны разрыв бумажной оплетки и фольги, изменения напряженности электрического поля с повышением его градиентов на отдельных участках до недопустимо высоких значений, возникновение частичных разрядов, образование газовых включений и в итоге электрический пробой главной изоляции ТТ.

Результаты испытания трансформаторов тока ТФКН-330 на электродинамическую стойкость приведены в табл. 9.

Таблица 9

№ п/п	$I_{\text{нр}}$ , кА	$I_g$ , кА	Результаты осмотра внутренней изоляции обмотки ТТ
<i>Первый трансформатор тока ТФКН</i>			
1	100	40	Без замечаний
2	160	70	Обрыв восьми ниток первого верхнего бандажа
3	180	75	Упругая деформация 35 – 40мм в каждую сторону в верхней части обмотки, обрыв дополнительно четырех ниток первого бандажа
4	83	35	Упругая деформация обмотки по 8 мм в каждую сторону
5	190	77	Упругая деформация 35 – 40 мм в каждую сторону в верхней части обмотки, обрыв семи ниток второго сверху бандажа
6	190	77	Упругая деформация 80 – 90 мм в каждую сторону в верхней части обмотки, обрыв всех ниток первого и дополнительно обрыв шести ниток второго бандажа, разрушение "клины" у выводов секций первичной обмотки
<i>Второй трансформатор тока ТФКН</i>			
1	58	25,5	Упругая деформация 6 мм в каждую сторону в верхней части обмотки
2	80,6	40,0	Упругая деформация 12 мм в каждую сторону в верхней части обмотки
3	99,5	44,5	Упругая деформация 20 мм в каждую сторону в верхней части обмотки, остаточная деформация после опыта составила по 2 мм в каждую сторону
4	145,0	68,0	Упругая деформация около 40 мм в каждую сторону в верхней части обмотки, обрыв всех ниток первого и второго бандажей

Примечание.  $I_{\text{нр}}$  — наибольшее амплитудное значение тока КЗ ( $I_{\text{нр норм}} = 198$  кА);  $T_{\text{окр}} = 8 + 12^{\circ}\text{C}$ ;  $I_g$  — начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ ( $I_{g \text{ норм}} = 80$  кА в течение 0,1 с).

При тепловизионном обследовании необходимо учитывать характер нормального распределения температуры по высоте ТТ, полученного при проведении его типовых испытаний (рис. 14).

При анализе Полученных термограмм рекомендуется сравнение результатов осуществлять для трех фаз присоединения.

Общее повышение температуры одной из фаз может быть обусловлено ухудшением состояния внутренней изоляции (масла или бумажной изоляции обмотки). Проявление аномальных нагревов по высоте покрышки фазы необходимо сопоставить с зоной конструктивного нанесения бандажей (или бандажа).

Нарушение бандажного крепления ТТ обычно начинается с верхней части обмотки. Исследования, проведенные в Ленэнерго, показали, что между увеличением  $\text{tg } \delta$  основной изоляции обмоток ТТ и значениями температур на поверхности фарфоровых покрышек ТТ имеется зависимость.

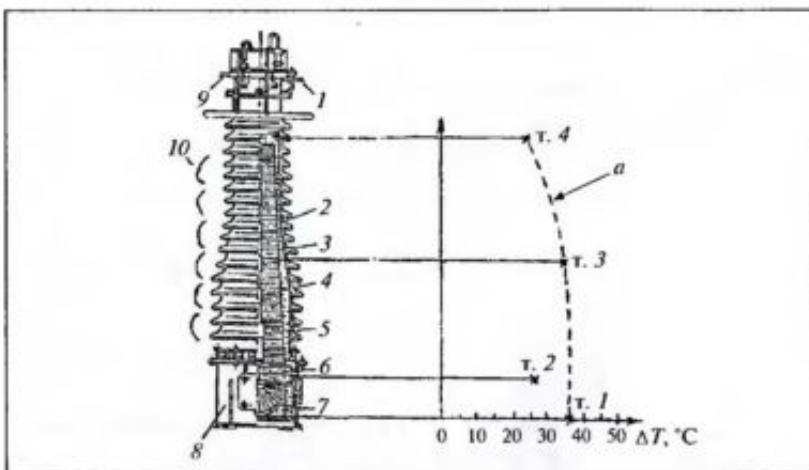


Рис. 14. Распределение температуры по высоте трансформатора тока ТФКН-330 (ТФУМ):

1 — вывод первичной обмотки; 2 — трансформаторное масло; 3 — фарфоровая покрышка; 4 — изоляционная распорка; 5 — первичная обмотка; 6 — ленточный сердечник со вторичной обмоткой; 7 — распорка; 8 — бак; 9 — вывод первичной обмотки; 10 — локальный нагрев на поверхности фарфоровой покрышки при местном ухудшении состояния бумажно-масляной изоляции; линия *a* — характер изменения температуры по высоте бумажно-масляной первичной обмотки при номинальной нагрузке; точка 1 — превышение температуры в нижней части петли обмотки ( $36^{\circ}\text{C}$ ); точка 2 — превышение температуры во вторичных обмотках ( $26^{\circ}\text{C}$ ); точка 3 — превышение температуры в средней части обмотки ( $34^{\circ}\text{C}$ ); точка 4 — превышение температуры верхних слоев масла ( $23^{\circ}\text{C}$ )

По расчетам увеличение  $\text{tg } \delta$  основной изоляции ТТ в среднем на 1 % приводит к росту температуры на  $0,1^{\circ}\text{C}$ . Контроль  $\text{tg } \delta$  под рабочим напряжением ТТ и измерения температур на поверхности фарфоровых покрышек с помощью тепловизора, подтвердили идентичность результатов:

Условный номер ТТ.....	1	2	3	4
Temperatura на поверхности фарфоровой покрышки, $^{\circ}\text{C}$ .....	0,2	0,1	0,1	0,5
$\text{tg } \delta$ , %:				
основной изоляции .....	1,6	0,8	1,2	4
последних слоев изоляции .....	2,1	1,4	1,7	4,6

Превышение температуры нагрева одной фазы по сравнению с другими фазами более чем на  $0,3^{\circ}\text{C}$  может быть связано с повышением значения  $\text{tg } \delta$  в этой фазе, иным углом наблюдения или другими факторами, требующими дополнительного обследования ТТ.

В ряде случаев оказывается полезным проведение исследования состояния обмотки ТТ при демонтированной крышке с помощью технического эндоскопа.

**Трансформаторы тока серии ТФРМ (TPM).** У ТТ серии ТФРМ конденсаторная бумажная изоляция нанесена только на вторичные обмотки, по форме напоминающие рым (рис. 15). Первичная обмотка ТТ состоит из двух токоведущих шин, соединяемых последовательно или параллельно с помощью переключателя, смонтированного на наружной части маслорасширителя.

Максимальные температуры при номинальной нагрузке имеют место на первичной обмотке, отделенной слоем масла от конденсаторной бумажно-масляной изоляции вторичных обмоток. Для ТТ 330 кВ превышение температуры при номинальной нагрузке составляет: у первичной обмотки 54 °С, внешней перемычки переключателя коэффициента трансформации 35 °С, верхних слоев масла 33 °С и вторичных обмоток 28 °С. Повреждение ТТ с рымовидной обмоткой обусловлены пробоем основной изоляции вблизи тройников с перекрытием на цоколь и, чаще, пробоем основной изоляции верхней части рымовидной обмотки в результате увлажнения бумажно-масляной изоляции в процессе эксплуатации или ее неудовлетворительной термовакуумной обработки.

Аварии с ТТ происходят преимущественно в жаркий летний период и носят теплоизационный характер. В качестве примера можно привести "вспышку" аварийности ТТ ТФРМ-330 в июне

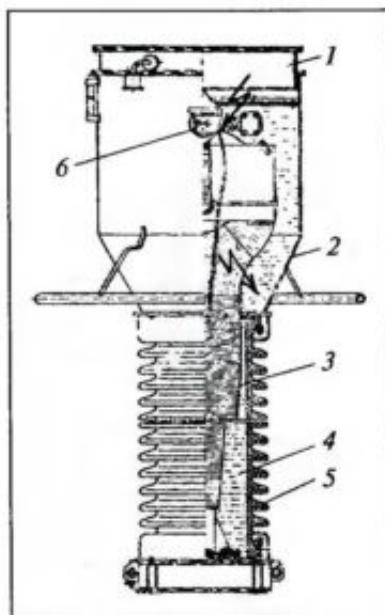


Рис. 15. Трансформатор тока 330 кВ герметичного исполнения с рымовидной обмоткой:

1 — эластичная емкость; 2 — маслорасширитель; 3 — изоляция вторичной обмотки; 4 — трансформаторное масло; 5 — фарфоровая покрышка; 6 — вывод первичной обмотки; 7 — характерные зоны пробоя внутренней изоляции обмотки трансформаторов тока серии ТФРМ (в верхней части рымма и в тройнике). Выявление дефектов в этих зонах возможно по локальным нагревам на поверхности металлического маслорасширителя

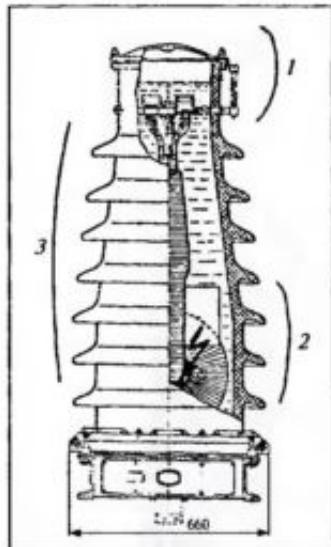


Рис. 16

Рис. 16. Трансформатор тока 110 кВ звеньевого типа:

1 — локальный нагрев в зоне расположения переключателя внутри фарфоровой покрышки или металлического расширителя; 2 — локальный нагрев на поверхности фарфоровой покрышки при ухудшении состояния изоляции между первичной и вторичными обмотками; 3 — нагрев покрышки трансформатора тока при общем ухудшении состояния масла или бумажной изоляции обмоток; ↗ — характерное место пробоя изоляции между обмотками

Рис. 17. Переключатель трансформатора тока для четырех секций первичной обмотки

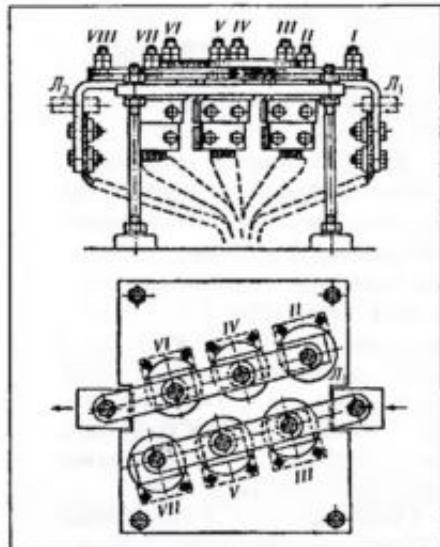


Рис. 17

1991 г., когда за две недели повредились три трансформатора этого исполнения. Традиционная проверка состояния изоляции этих ТТ, проводившаяся накануне аварии, не выявила аномальных явлений. Вскрытие же поврежденных ТТ показало, что процесс развития теплового пробоя носил длительный характер с образованием "кратеров" в верхней части рымовидной обмотки.

При тепловизионном контроле ТТ серии ТФРМ следует обратить внимание на возможность возникновения локальных нагревов на поверхности фарфоровой покрышки, на металлическом кожухе в местах нахождения "тройников" и в верхней зоне "рыма" вторичных обмоток, а также выводов обмоток и переключателей. При анализе полученных термограмм ТТ необходимо учитывать характер распределения температуры по его высоте, полученной при проведении типовых испытаний.

**Трансформаторы тока серии ТФЗМ (ТФИ)** со звеньевой обмоткой имеют защиту внутренней изоляции от увлажнения в виде выносного воздухоосушителя, эффективность которого весьма относительна (рис. 16, 17).

Процесс накопления влаги в бумажной изоляции при наличии воздухоосушительного фильтра происходит относительно медленно и является результатом влагообмена между маслом и бумажной изоляцией обмоток из-за конденсации влаги из воздуха, находящегося в надмасляном пространстве расширителя. Процесс влагообмена между маслом и бумажной изоляцией существенно зависит от температуры окружающего воздуха и тока нагрузки. Растворимость воды в масле при повышении температуры от 20 до 80 °С увеличивается в 10 раз.

Из-за колебаний температуры влага в масле будет в соответствии с этими колебаниями переходить из эмульсионного состояния в молекулярно-растворимое и обратно и поглощаться бумажной основой обмотки ТТ. Скорость повышения  $\operatorname{tg} \delta$  бумажно-масляной изоляции ТТ составляет примерно 0,2 % в год.

У ТТ без воздухоосушительных фильтров снижение пробивного напряжения масла ниже нормированного значения происходит в среднем через 4 – 6 лет эксплуатации,  $\operatorname{tg} \delta$  некоторых ТТ увеличивался в среднем на 2 – 4 % в год и достигал 10 – 25 %.

Многолетний опыт эксплуатации трансформаторов тока на напряжение 35 – 220 и 500 кВ показывает, что повреждаемость их невелика и обусловлена в основном увлажнением внутренней изоляции, а на пределе гарантированного срока службы (20 – 25 лет) – тепловыми пробоями, происходящими в жаркий период года.

Трансформаторы этой серии могут иметь внутренние переключающие устройства для изменения коэффициента трансформации. В эксплуатации отмечаются случаи ухудшения состояния внутренних переключающих устройств в результате ослабления болтовых соединений и повышения переходного сопротивления. Превышение

Таблица 10

$I_w/I_{\text{ном}}$	$W_{\text{ср}}, \%$	Допустимые значения $\operatorname{tg} \delta$ при температуре изоляции, °С				
		0	10	20	30	40
0	6,00	1,35	1,87	2,60	3,62	5,64
0,4	5,55	1,24	1,68	2,28	3,08	4,17
0,8	4,71	1,07	1,37	1,77	2,27	2,93
1,0	4,28	0,99	1,22	1,60	1,97	2,49
1,2	3,88	0,92	1,12	1,37	1,68	2,05

температуры нагрева на поверхности ТТ, охватывающей внутренний переключатель одной фазы, по сравнению с другими фазами более чем на 10 – 15 °С указывает на возможность развития аварийного дефекта.

Исследования ВНИИЭ показали, что опасной является не средняя увлажненность бумажной основы обмотки, а локальные увлажнения. Опасным является уровень местного увлажнения, равный 6 %.

Местное увлажнение может быть в наружных слоях бумаги при токе ТТ, близком к номинальному значению, и средней влажности всей изоляции около 4 %. Неравномерность распределения влажности по толще бумажной изоляции зависит от ее среднего уровня  $W_{ср}$ , тока нагрузки  $I_h$  и температуры окружающего воздуха, что обуславливает различные допустимые значения  $\operatorname{tg} \delta$  основной изоляции обмоток ТТ (табл. 10).

При тепловизионном контроле ТТ возможно выявление случаев как общего повышения температуры нагрева покрышки за счет ухудшения качества масла, увеличения  $\operatorname{tg} \delta$ , так и локальных нагревов, особенно в электрически нагруженных зонах, в местах соприкосновения звеньев обмоток.

*Трансформаторы тока серии ТФМ* сравнительно недавно разработаны московским "Электрозводом" на номинальные напряжения 35, 110, 220 кВ. Конструктивными отличиями их от трансформаторов серии ТФЗМ являются наличие маслобарьерной изоляции обмоток, размещение их в стандартной фарфоровой покрышке от трансформаторов напряжения серии НКФ и возможность изменения коэффициента трансформации в широких пределах. Последнее достигается комбинацией схем включения большого количества ветвей первичной обмотки.

Наличие многочисленных болтовых контактных соединений, ветвей внутри расширителя трансформатора тока требует контроля их состояния с помощью тепловизора. Опыт тепловизионного контроля ТТ этого исполнения практически отсутствует. Можно лишь ожидать, что наиболее характерным дефектом ТТ при нагрузках, близких к номинальным, будут локальные нагревы в местах переключения обмоток и повышенные значения  $\operatorname{tg} \delta$  при увлажнении маслобарьерной изоляции обмоток.

#### Анализ результатов тепловизионного контроля маслонаполненных трансформаторов тока

Основной парк трансформаторов тока в энергетике работает, по сути, за пределом регламентированного срока службы, что требует

осуществлять оценку их состояния по результатам комплексной диагностики, в том числе и тепловизионного обследования, учитывать продолжительность и условия эксплуатации, конструктивное выполнение изоляции обмоток, технологию их изготовления, способ и эффективность защиты масла ТТ от увлажнения и другие факторы. Наиболее остро стоит вопрос об оценке работоспособности ТТ конденсаторного исполнения.

Программа и методика стендовых испытаний герметичных трансформаторов тока на работоспособность разработана НИИПТ и включает в себя: оценку критериев изменения  $\tg \delta$  в зависимости от напряжения, времени, температуры с периодическим измерением уровня ЧР, анализ проб масла с хроматографическим определением состава растворимых газов и т.п.

Из партии трансформаторов тока типа ТФРМ-500 (18 шт.) стендовые испытания на работоспособность прошли 14 ТТ. Один из не прошедших испытание ТТ типа ТФРМ-500 был ранее забракован после 10-летней эксплуатации по результатам тепловизионного контроля (разность температуры нагрева поверхности бака ТТ по сравнению с другими фазами составила 0,7 °C).

Перед испытаниями  $\tg \delta$  при 10 кВ составил 0,45 % и практически не отличался от заводских данных. При приложении испытательного напряжения 210 кВ через 150 ч значение  $\tg \delta$  выросло с 0,64 до 1,6 %, появились ЧР (1000 пКл), увеличилось содержание газов  $H_2$  (510 ppm) и  $CH_4$  (49 ppm). Наблюдалось существенное приращение  $\tg \delta$  в зависимости от приложенного напряжения и его длительности. Также было отмечено, что в пробе масла, отобранный из верхней части ТТ, содержание газов в несколько раз больше, чем в пробе снизу.

В процессе испытаний были установлены средние значения основных характеристик изоляции и масла для бездефектных трансформаторов тока с рымовидной обмоткой:

*Для изоляции*

$\tg \delta$ , % . . . . .	Менее 0,3
Уровень ЧР, пКл . . . . .	До 50
Зависимость $\tg \delta$ от напряжения . . . . .	Отсутствует

*Для масла*

Влагосодержание, г/т . . . . .	9,8 – 11,3
Пробивное напряжение, кВ . . . . .	72 – 67
$\tg \delta$ при 90 °C, % . . . . .	0,17 – 0,28
Содержание газов, ppm:	
$H_2$ . . . . .	3,2/4,2
$CO_2$ . . . . .	500/507
$CO$ . . . . .	201/224

Таблица 11

tg δ при 10 кВ, %		Содержание газа в масле, ppm					CO <sub>2</sub> /CO
Разброс измеренных значений	Среднее значение	H <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	
0,8 – 1,5	1,2	7	740	102	2	5	9,1
5,6 – 7,8	6,8	31	1230	195	5	3	6,6
8,8 – 11,6	10,1	230	2030	254	4	20	6,1
12,9 – 20,4	14,5	330	2820	441	14	28	6,1
Пределенно допустимые значения	1,2	5	700	200	2	6	–

CH <sub>4</sub> .....	1,1/1,2
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> .....	1,0
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> .....	Менее 0,5
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> .....	Менее 0,5

Проведенные в НИИПТ ресурсные испытания девяти ТФУМ-330 с наработкой до 22 лет и снятых с эксплуатации из-за превышения значений tg δ подтвердили их непригодность и правильность принятых в эксплуатации показателей по их отбраковке. Анализ содержания газов в масле и значений tg δ при 10 кВ показал, что при tg δ равном 1,2 %, содержание газов H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> и C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> находится на уровне допустимых значений.

При повышении tg δ (при 10 кВ) до 6 % и более содержание газов в масле превышает допустимые значения (табл. 11).

В процессе эксплуатации соотношение CO<sub>2</sub>/CO может снижаться, что характерно для теплового старения бумажно-масляной изоляции.

Проведенные исследования и опыт эксплуатации показывают, что необходимо применять при оценке состояния ТТ конденсаторного исполнения комплексную диагностику в следующем объеме:

1) инфракрасная термография. Проводится 1 – 2 раза в год, лучше весной для корректировки плана проведения профилактических работ и осенью в целях подготовки к осенне-зимнему максимуму нагрузки;

2) измерение изоляционных характеристик бумажно-масляной изоляции под рабочим напряжением у трансформаторов тока, оснащенных средствами непрерывного или периодического контроля, в сроки, определяемые "Объемами и нормами испытаний электрооборудования";

3) ГХ-анализ проб масла на растворимые газы у трансформаторов тока, имеющих повышенные тепловыделения, с периодичностью взятия проб в зависимости от фактического состояния ТТ: 2 недели, 1 мес, 3 мес, 6 мес;

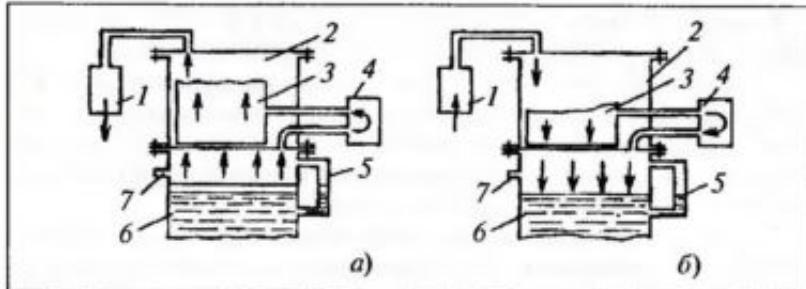


Рис. 18. Схема, поясняющая принцип работы узла герметизации трансформатора тока при повышении (а) и понижении (б) уровня масла:

1 — воздухоосушительный фильтр кожуха; 2 — кожух; 3 — эластичная емкость; 4 — воздухоосушительный фильтр емкости; 5 — маслуказатель; 6 — масло; 7 — клапан для выпуска воздуха

4) измерение  $\operatorname{tg} \delta$  (температурного коэффициента  $\alpha$ ) и характеристик масла трансформаторов тока с ухудшенным состоянием изоляции, не имеющих устройств контроля под рабочим напряжением и не удовлетворяющих результатам измерений по пп. 1 и 3;

5) измерение характеристик ЧР,  $\operatorname{tg} \delta$ , полной комплексной проводимости, осуществляющееся на ТТ ответственных присоединений ОРУ при значительных отклонениях от нормального состояния ТТ или при решении вопроса их дальнейшей работоспособности. При этом производится мониторинг состояния контролируемой изоляции, т.е. проводятся непрерывные измерения с оценкой скорости роста характерных параметров;

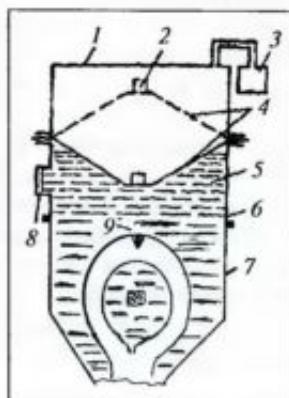


Рис. 19. Пленочная защита масла от увлажнения в герметичных трансформаторах тока:

1 — кожух; 2 — фторлоновая пленка с колпачком; 4 — фторлоновая пленка в различных положениях во время колебания объема масла при изменении температуры; 5 — масло; 6 — маслорасширитель; 7 — кожух трансформатора тока типа ТФРМ; 8 — указатель наличия масла; 9 — типичная зона теплового пробоя бумажно-масляной изоляции вторичной обмотки трансформатора тока ТФРМ с развитием "кратера"

6) анализ условий эксплуатации ТТ, конструктивного исполнения изоляции обмоток, состояния узла герметизации (рис. 18).

Повреждения бумажно-масляной изоляции обмоток ТФРМ и ТФУМ носят теплоизационный характер и происходят в основном в жаркий летний период года. Одной из причин снижения электрической прочности бумажно-масляной изоляции может быть нарушение целостности узла герметизации ТТ.

Первоначально узел герметизации выполнялся в виде эластичной емкости (оболочки), в последующем завод ЗВВА перешел на пленочную защиту масла от увлажнения (рис. 19). Многолетний период эксплуатации ТТ и отсутствие должного контроля за состоянием эластичной пленки при более интенсивной, чем у силовых трансформаторов, цикличности ее колебания и амплитуды перемещения не исключают вероятность ее старения и разрывов.

В последнем случае атмосферный воздух с влажностью, определяемой степенью осушающей способности воздухоосушительного фильтра, будет проникать в надмасляное пространство расширителя ТТ и, соприкасаясь с маслом, увлажнять его.

Интенсивность перехода влаги из масла в бумагу, как известно, определяется температурным фактором. Наиболее нагретые участки бумажной изоляции, как показали типовые испытания ТТ, находятся у трансформаторов тока ТФУМ в нижней и средней зонах обмотки, а у трансформаторов тока ТФРМ — в зоне ряма. Поэтому увлажнение бумажной изоляции на первом этапе будет носить местный характер, способствуя локальному тепловыделению в указанных зонах. У трансформаторов тока ТФУМ помимо зонального ухудшения изоляции могут возникать местные повреждения, смятия и разрывы изоляции обмотки при протекании по ней сквозных токов КЗ. Поэтому для такого исполнения ТТ при анализе результатов многопараметрической диагностики необходимо учитывать как количество КЗ, так и значения токов КЗ. Для оценки теплового состояния герметичных трансформаторов тока серий ТФУМ и ТФРМ предельные значения избыточной температуры выбраны с учетом результатов стендовых испытаний, проведенных НИИПТ, и эксплуатационных термографических измерений ТТ.

Измеренные значения температур на поверхности баков или покрышек ТТ необходимо сравнивать пофазно для идентично расположенных элементов (каскадов):

а)  $\Delta T_{изб} \leq 0,3^{\circ}\text{C}$  — нормальная периодичность тепловизионного контроля;

б)  $0,3 < \Delta T_{изб} \leq 0,5^{\circ}\text{C}$  — учащенный тепловизионный контроль;

в)  $\Delta T_{\text{изб}} > 0,5^{\circ}\text{C}$  — проведение комплексной диагностики, с учетом приведенных выше рекомендаций для комплексной диагностики в зависимости от местных инструментальных возможностей и проверкой состояния узла герметизации расширителя.

Для категории в) рекомендуется определение температурного коэффициента  $\alpha$ , учитывающего характер изменения  $\operatorname{tg} \delta$  изоляции нагреваемого ТТ при спаде температуры:

$$\alpha = \frac{\ln \operatorname{tg} \delta_1 - \ln \operatorname{tg} \delta_2}{T_1 - T_2},$$

где  $\operatorname{tg} \delta_1$  и  $\operatorname{tg} \delta_2$  измерены при температурах  $T_1$  и  $T_2$  и условии  $T_1 - T_2 \geq 10^{\circ}\text{C}$ .

Оценка состояния изоляции ТТ по значениям параметра  $\alpha$ :

нормальное состояние ( $0,005 < \alpha < 0,01$ );

имеются загрязнения ( $0,02 < \alpha < 0,03$ );

сильное увлажнение ( $0,03 < \alpha < 0,05$ );

интенсивные ЧР или перегревы ( $0,06 < \alpha < 0,07$ ).

Для оценки теплового состояния трансформаторов тока типа ТФЗМ предельные значения избыточной температуры составляют:

а)  $\Delta T_{\text{изб}} \leq 0,3^{\circ}\text{C}$  — нормальная периодичность тепловизионного контроля;

б)  $0,3 < \Delta T_{\text{изб}} \leq 0,8^{\circ}\text{C}$  — учащенный тепловизионный контроль;

в)  $\Delta T_{\text{изб}} > 0,8^{\circ}\text{C}$  — проведение комплексной диагностики с измерением сопротивления изоляции,  $\operatorname{tg} \delta$ , пробивного напряжения масла.

Следует отметить, что указанные значения избыточной температуры  $\Delta T_{\text{изб}}$  даны для случаев общего ухудшенного состояния изоляции трансформатора тока.

При выявлении локального тепловыделения решение о дальнейшей эксплуатации трансформатора тока принимается с учетом местоположения очага нагрева, его интенсивности, условий и продолжительности эксплуатации, конструктивного исполнения и других факторов.

Дополнительная информация о характере и распределении теплового поля фаз трансформаторов тока может быть получена при построении термопрофилей каждой из фаз по вертикальной оси ТТ и последующем совмещении термопрофилей фаз с помощью компьютера. В сомнительных случаях, при получении термограмм с нетипичным распределением теплового поля по высоте или периметру покрышки ТТ, необходим дополнительный анализ результатов измерения: сопротивления изоляции вторичных обмоток,  $\operatorname{tg} \delta$  бумажно-масляной изоляции, масла.

## ГЛАВА ПЯТАЯ

# Маслонаполненные трансформаторы напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) серии НКФ выполнены по так называемой каскадной схеме с соединением средней точки обмотки ВН с магнитопроводом, размещением катушек этой обмотки на разных стержнях магнитопровода и последовательным соединением катушек (рис. 20).

Для выравнивания поровну нагрузки и напряжения на катушках ВН предназначена выравнивающая короткозамкнутая обмотка  $P$ . Поскольку трансформаторы этого типа работают в режиме насыщения, при тепловизионном контроле наблюдается нагрев фарфоровой покрышки по всей ее высоте, особенно в местах расположения связующих обмоток. Тепловизионный контроль является вспомогательным для каскадных трансформаторов напряжения.

Превышение температуры нагрева фарфоровых покрышек более чем на  $0,3^{\circ}\text{C}$  не может служить основанием для его браковки. В этом случае рекомендуется проведение дополнительных измерений для выявления причины подобной аномалии.

Наблюдаемые в ряде случаев повышенные перегревы ТН могут быть обусловлены следующими причинами:

1) дополнительными потерями в стали магнитопровода ТН. При этом ток холостого хода обычно повышен, что возможно из-за применения при сборке ТН горячекатаной стали (характерно для ТН старых исполнений) или шихтовки магнитопровода пластинами, нарезанными поперек проката листа. При контроле ТН тепловизором наблюдается равномерное повышение температуры по высоте покрышки ТН по сравнению с другими фазами;

2) увлажнением и загрязнением масла ТН. Поскольку ТН не имеют эффективной защиты масла от влияния окружающего воздуха, в процессе эксплуатации ТН продукты разложения масла (тяжелые фракции) и влага будут скапливаться в нижней части покрышки,

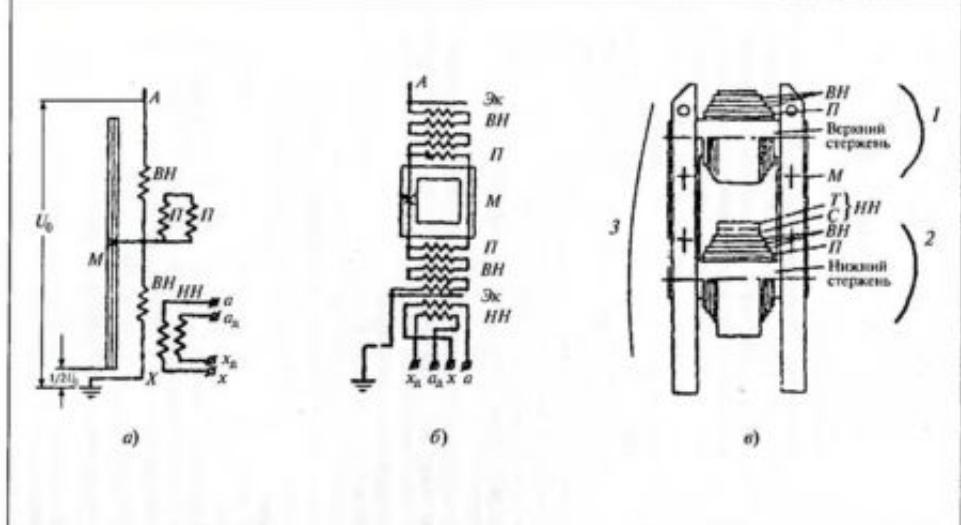


Рис. 20. Маслонаполненные трансформаторы напряжения 110 кВ:

*a* — принципиальная схема; *б* — развернутая схема; *в* — расположение обмоток на магнитопроволе; *BH* — первичная обмотка; *HH* — вторичные обмотки; *C* — основная обмотка (концы *a* — *x*); *T* — дополнительная обмотка (*a<sub>B</sub>* — *x<sub>B</sub>*); *P* — выравнивающая обмотка; *Эк* — электростатический экран; *M* — магнитопровод.

увлажнения изоляционные стойки активной части, находящейся под потенциалом  $0,5U_{ном}$ . Перекрытие изоляционных стоек возможно при существенном ухудшении их диэлектрических свойств или при большом объеме загрязненного масла. Процесс увлажнения и загрязнения масла ТН связан с повышенным значением  $\operatorname{tg} \delta$ , что будет зафиксировано тепловизором как общее повышение температуры на поверхности покрышки ТН;

3) конструктивными или технологическими факторами. Так, например, известны случаи, когда завод-изготовитель осуществлял намотку катушек ВН проводом диаметром 0,2 мм, хотя технологической документацией предусмотрено применение провода диаметром 0,25 мм. Размещение на одном магнитопроводе фазы катушек, выполненных проводами разных сечений, может быть причиной локального нагрева в зоне установки катушки с меньшим сечением провода. При выявлении фазы ТН с повышенным по сравнению с другими фазами нагревом целесообразно вывести ТН из работы, измерить ток холостого хода, сопротивление постоянному току обмотки ВН (которое должно находиться в пределах  $4680 \pm 10\% \text{ Ом}$ ), со-поставить заводские номера и год выпуска фаз.

При несоответствии сопротивления постоянному току приведенному выше значению рекомендуется повторить это измерение для каждой катушки обмотки ВН отдельно;

4) витковыми замыканиями в обмотках. Витковые замыкания в наибольшей мере возможны в верхних слоях обмотки ВН верхнего стержня магнитопровода или в выравнивающей обмотке *Л* и характеризуют предаварийное состояние ТН.

При нагрузке по обмотке *Л* циркулирует ток, уменьшающий ЭДС рассеяния, поскольку вторичные обмотки находятся на одном нижнем стержне магнитопровода, а первичная — на обоих.

Локальные нагревы в зонах верхнего *Л* и нижнего *2* сердечников магнитопроводов могут быть обусловлены нарушением изоляции стяжных шпилек, ослаблением шихтовки пакетов пластин магнитопроводов и другими причинами.

Общий нагрев *3* покрышки ТН может быть связан с ухудшением состояния масла, повышением потерь в магнитопроводе, нарушением межлистовой изоляции пакетов и т.п.

#### Анализ результатов тепловизионного контроля маслонаполненных трансформаторов напряжения

**Электромагнитные трансформаторы напряжения.** Факторами, влияющими на тепловое состояние трансформаторов напряжения, являются:

1) шламообразование на обмотках и магнитопроводе ТН, увлажнение и загрязнение масла и изоляционных стоек.

Влага, попадая внутрь ТН через неплотности в уплотнении крышки или воздухоосушительный фильтр, конденсируется в надмасляном воздушном пространстве и осаждается на поверхности фарфоровой покрышки, обмотке и магнитопроводе, изоляционных стойках, днище нижнего фланца (в виде отстой), увлажняет изоляцию и создает условия для протекания токов утечки и образования локальных или общих зон нагрева;

2) повышенные потери в стали магнитопровода, нарушение изоляции стяжных шпилек с образованием короткозамкнутых контуров.

Магнитопроводы ТН имеют большой технологический разброс потерь ХХ, достигающий 50 – 70 %. Механическая стяжка пластин магнитопровода вместе с изоляционными стойками осуществляется четырьмя болтами без принятия специальных мер по стабилизации опрессовки, и с течением времени может происходить расслоение пластин магнитопровода и повышение магнитных потерь. Кроме того, нарушение изоляции стяжных шпилек приводит к образованию короткозамкнутого контура в магнитопроводе;

3) использование при сборке ТН катушек обмотки ВН с заниженным сечением провода.

Применение в ТН катушек, намотанных проводом диаметром 0,2 мм взамен 0,25 мм приводит к увеличению плотности тока и повышенному тепловыделению;

4) влияние внешних емкостных связей на распределение напряжения по каскадам ТН. Так, у ТН на напряжение 330 и 500 кВ верхние каскады имеют меньшую емкость, чем нижние.

5) нарушение пакетов, витковые замыкания в обмотках.

Последствия, вызванные нарушением пакетов или витковыми замыканиями носят быстротечный характер, связаны с интенсивным газообразованием в масле и сопровождаются взрывом. Возможность выявления подобного рода дефектов в ТН с помощью тепловизора определяется в основном продолжительностью протекания процесса развития дефекта. Поэтому при возникновении локального тепловыделения на поверхности покрышки ТН последний рекомендуется выводить из работы для проведения дополнительных измерений и выявления причины аномалии.

Традиционными методами контроля ТН являются: определение пробивного напряжения масла по каскадам, измерение тока и потерь ХХ, измерение сопротивления изоляции по зонам ТН. Измерение сопротивления изоляции между связующей обмоткой и первич-

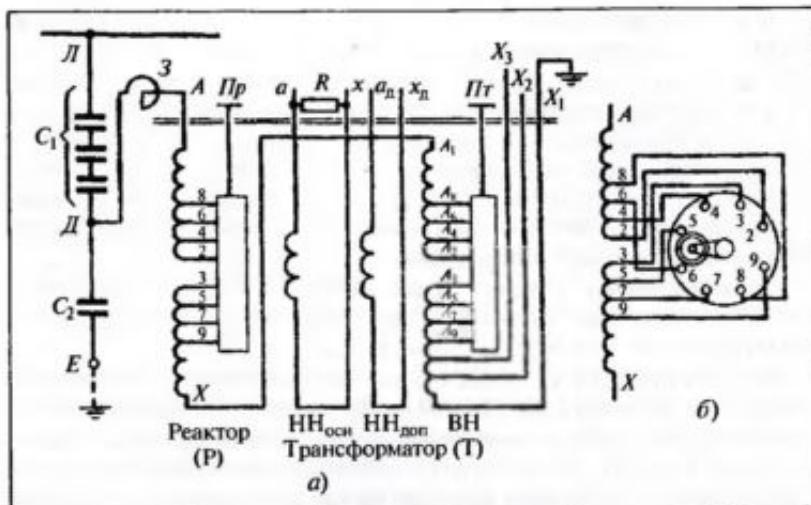


Рис. 21. Схема обмоток электромагнитного устройства емкостного трансформатора напряжения типа НДЕ-500:

*a* — общая схема; *б* — схема соединения барабанного переключателя реактора и понижающего трансформатора; *Пр* — переключатель реактора; *Пт* — переключатель трансформатора; *R* — балластный резистор или балластный фильтр, служащие для гашения феррорезонансных колебаний; *З* — заградитель; *C<sub>1</sub>* — конденсатор связи; *C<sub>2</sub>* — конденсатор отбора мощности

ной обмоткой НКФ-330 позволило в нескольких случаях своевременно выявить в начальной стадии развития электрические пробои изоляционного картона, проложенного между этими обмотками.

Анализ характера изменения измеренных значений превышения температур по каскадам фаз НКФ-330 позволяет оценить возможные отдельные аномалии.

При общем нагреве поверхности покрышки ТН для оценки его теплового состояния могут быть предложены следующие нормативы по предельным значениям избыточной температуры при пофазном сравнении идентичных каскадов:

- а)  $0,3 \leq \Delta T_{изб} \leq 1,0$  °С — устанавливается нормальная периодичность тепловизионного контроля;
- б)  $1,0 < \Delta T_{изб} \leq 3,0$  °С — устанавливается учащенный тепловизионный контроль с анализом вертикального термопрофиля;
- в)  $\Delta T_{изб} > 3,0$  °С — вывод ТН из работы, контроль характеристик масла, сопротивления изоляции, измерение тока и потерь ХХ, при необходимости внутренний осмотр ТН.

**Емкостные трансформаторы напряжения (НДЕ)** включают в себя емкостный делитель напряжения, индуктивное электромагнитное устройство (ЭМУ), высокочастотный заградитель, вентильный разрядник или ОПН, разъединитель.

Емкостный делитель состоит из конденсаторов связи  $C_1$  и отбора мощности  $C_2$ .

Для НДЕ-500 емкостный делитель состоит из трех конденсаторов связи типа СМИЗ-166/ $\sqrt{3}$  и конденсатора отбора мощности типа ОМИЗ-15. Электромагнитное устройство подключается к верхнему фланцу конденсатора отбора мощности  $C_2$  (рис. 21). Коэффициент деления делителя:

$$K_C = \frac{C_1 + C_2}{C_1}.$$

Делитель обеспечивает на вводах ЭМУ напряжение 12 кВ.

Электромагнитное устройство состоит из понижающего трансформатора и реактора, обеспечивающих регулирование индуктивности и компенсацию разброса емкостей конденсаторов. Для гашения феррорезонансных явлений во вторичных цепях на баке ЭМУ смонтирован блок балластных резисторов с постоянной нагрузкой около 800 Вт. Возможными причинами изменения теплового состояния конденсаторов, ЭМУ и других элементов НДЕ могут являться:

- 1) для конденсаторов — ухудшение качества масла, обрыв проводников, соединяющих секции и пакеты, частичный или полный пробой секций, неправильная комплектация каскада конденсаторов, что при допускаемом разбросе емкостей  $\pm 5\%$  приводит к определенному перераспределению напряжения и температуры по каскаду;
- 2) для ЭМУ — ухудшение качества масла, нарушение контактов барабанного переключателя реактора и понижающего трансформатора;
- 3) для блока балластных резисторов — обрыв цепи резисторов;
- 4) для вентильного разрядника или ОПН — нарушение герметизации, обрыв шунтирующих резисторов, замыкание искровых промежутков.

При проведении тепловизионного обследования трансформаторов напряжения серии НДЕ рекомендуется:

- 1) осуществлять контроль каждого каскада с двух-трех точек для возможности выявления локального нагрева в начальной стадии развития;

2) по возможности для измерения температуры на вертикальной поверхности покрышки использовать телеобъектив с тем, чтобы избежать влияния погрешности от тепловых отражений ребристой поверхности покрышки;

3) при анализе результатов значений превышения температуры оценивать характер их по высоте каскадов фаз конденсаторов.

Как правило, в результате влияния внешних паразитных емкостных связей верхний каскад имеет наименьшее значение температуры с тенденцией роста к нижним каскадам и снижением в зоне конденсатора отбора мощности. На значение температуры нагрева каскадов конденсаторов НДЕ могут оказывать влияние рабочее напряжение на шинах РУ, нагрузка ЭМУ и ее симметричность по фазам.

В объем тепловизионного обследования НДЕ входит:

1) для конденсаторов — измерение значений температур идентично расположенных каскадов при пофазном их сравнении. Предлагаются следующие предельные значения избыточной температуры:

а)  $\Delta T_{изб} \leq 1,0$  °С — устанавливается нормальная периодичность тепловизионного контроля;

б)  $1,0 < T_{изб} \leq 1,5$  °С — устанавливается учащенный тепловизионный контроль с анализом вертикального термопрофиля;

в)  $\Delta T_{изб} > 1,5$  °С — вывод из работы с измерением  $\text{tg } \delta$  и емкости, проверкой симметричности нагрузки и работоспособности ЭМУ.

При анализе полученных результатов измерения температуры и пофазном их сравнении необходимо сопоставлять их со значениями емкостей каскадов и знаками ( $\pm$ ) допусков;

2) для ЭМУ — обращается внимание на равномерность нагрева бака, отсутствие локальных тепловыделений, особенно в зоне расположения барабанного переключателя;

3) для балластного резистора — должно иметь место определенное тепловыделение, связанное с протеканием по резистору тока;

4) для вентильного разрядника (или ОПН), разъединителя — отсутствие аномальных нагревов;

5) при выводе от конденсатора отбора мощности в совмещенном каскаде НДЕ — превышение температуры в контактном соединении вывод — проводник ЭМУ должно быть не более 5 °С.

## ГЛАВА ШЕСТАЯ

### **Выключатели масляные, воздушные, вакуумные, элегазовые**

Применение приборов ИК-техники для контроля состояния контактных присоединений аппаратных зажимов, токосъемных устройств, соединений модулей, контактов дугогасительных камер выключателей позволяет выявлять местоположение дефекта и оценивать характер его развития. Объем получаемой при ИК-контроле информации приведен в табл. 12.

*Маломасляные выключатели серии МГГ* (МГГ-10, МГГ-223, МГГ-229 и др.) на номинальные токи 2000 – 4000 А имеют идентичную контактную систему, состоящую из главных и дугогасительных контактов. Главные контакты расположены в воздухе, а дугогасительные — в масле. Подвижные главные контакты каждой фазы выключателя смонтированы на траверсе. На концах траверсы закреплены дугогасительные стержни, а к средней части траверсы подвешены медные ножи главных контактов с контактными пружинами.

Подвижная часть главных контактов у выключателей на номинальный ток 2000 А выполнена в виде самоустанавливающихся ножей, а неподвижная часть — в виде треугольных контактов, укрепленных на крышке бака (цилиндра) выключателя. У выключателей на номинальный ток 3000 – 4000 А самоустанавливающиеся ножи укреплены на крышке бака полюса выключателя, а треугольные контакты крепятся к его траверсе.

Дугогасительное устройство выключателя расположено в баке (цилиндре), изготовленном из листовой стали, конструктивно идентично цилиндру выключателя ВМГ-133. Розеточный контакт дугогасительного устройства прикреплен к днищу цилиндра выключателя.

В каждой фазе выключателя ток проходит по двум параллельным контурам. Главный (рабочий) контур — аппаратный зажим с ошиновкой, крышка и неподвижные контакты первого цилиндра, плас-

Таблица 12

Контролируемый узел при ИК-контроле	Применяемые приборы	Объем получаемой информации
Маломасляные выключатели 6 – 10 кВ серий ВМГ-133, ВМП-10 и им подобные: шина — токоведущий вывод вывод — гибкая связь гибкая связь — свеча дугогасительная камера шина — нижний контакт бака	Тепловизоры или пирометры	Измерение температуры узла контактной системы МВ
Маломасляные выключатели 110 кВ и выше серий ВМТ, МГ-110 и им подобные: шина — токоведущий вывод токопровод неподвижного контакта к фланцу МВ роликовый токосъем подвижный и неподвижный контакты опорная покрышка с маслом и изоляционной тягой	Тепловизоры	Измерение температуры узла контактной системы выключателя. Снятие термограммы для места и вида дефекта
Баковые масляные выключатели: шина — токоведущий вывод дугогасительная камера	То же	То же
Воздушные выключатели: шина — токоведущий вывод токоведущее соединение модулей ВВ дугогасительная камера емкостный делитель напряжения изоляционные воздуховоды (фарфоровые покрышки)	То же	То же
Вакуумные и элегазовые выключатели: шина — токоведущий вывод контактная система выключателя	То же	То же

тины подвижных контактов, неподвижные контакты и крышка второго цилиндра, аппаратный зажим с ошиновкой. Дугогасительный контур — крышка, стенки, розеточный контакт и дугогасительный стержень первого цилиндра, металлическая траверса, дугогасительный стержень, розеточный контакт, стенки и крышка второго цилиндра.

При ИК-контроле рекомендуется последовательно обходить оба контура, оценивая при этом состояние контактов.

**Маломасляные выключатели серий ВМТ и ВМК** изготавливаются на номинальные напряжения 110 – 220 кВ и токи 1000 – 2000 А. У маломасляных выключателей 110 – 220 кВ этих серий внутри колонок фаз размещены подвижные и неподвижные контакты, дугогасительные камеры, роликовые токосъемы и другие токоведущие узлы с болтовыми соединениями, исключающие возможность их визуального контроля.

Обследование выключателей ВМТ-200 выявило у некоторых из них чрезмерные нагревы в местах крепления токопровода неподвижного контакта к фланцу, в роликовом токосъеме, между подвижным и неподвижным контактами. Наличие в выключателях роликового токосъема и внутренних контактных соединений требует их обследования с нескольких точек. При контроле выключателей ВМТ-110 и ВМТ-220 следует учитывать следующее:

если превышение температуры на полюсе обнаружено только со стороны линейных выводов, то это свидетельствует о дефекте в резьбовом соединении втулки с фланцем дугогасительной камеры или в соединении фланца с основанием корпуса полюса выключателя;

если превышения температуры, обнаруженные на полюсе выключателя со стороны линейных выводов и со стороны профиля выключателя, мало отличаются друг от друга, то можно предположить наличие дефекта между подвижным и неподвижным контактами.

**Масляный выключатель МГ-110** на номинальный ток 500 А имеет две дугогасительные камеры на фазу.

Возможными местами нагрева контактной токоведущей системы могут являться: неподвижный — промежуточный контакты (дугогасительная камера), промежуточный — подвижный контакты, а также аппаратный зажим — токоведущая шина.

**Баковые масляные выключатели серии МКП и У** на номинальное напряжение 110 – 220 кВ с номинальным током 600, 1000 и 2000 А в принципе имеют идентичную конструкцию контактной системы:

шина — верхний зажим ввода;

нижний зажим ввода — неподвижный контакт дугогасительной камеры;

контакты дугогасительной камеры;

контакт дугогасительной камеры — подвижный стержень траверсы.

Наряду с ИК-контролем контактной системы выключателя проверяется состояние верхней части маслонаполненного ввода, встроенных трансформаторов тока и устройства подогрева бака.

Оценка контактов дугогасительных камер производится на основании измерения температур нагрева поверхностей бака выключателя в зоне расположения камер.

**Баковые масляные выключатели 35 кВ.** В эксплуатации находится большое количество баковых масляных выключателей 35 кВ разных годов выпуска и конструктивных исполнений: ВМ-35, МКП-35, ВТ-35, С-35 на номинальные токи 600, 1000, 2000 и 3200 А.

Токоведущая контактная система у всех выключателей 35 кВ состоит из двух дугогасительных устройств (на фазу) с неподвижным контактом, подсоединенных к нижней части токоведущего стержня маслонаполненного ввода и траверсы с подвижными контактами.

При ИК-контроле баковых выключателей 35 кВ проверяют:

- внешнее подсоединение ошиновки к зажиму ввода;
- состояние встроенных трансформаторов тока на предмет выявления витковых замыканий в обмотках;
- соединение токоведущего стержня ввода с аппаратным зажимом;
- состояние внутренней изоляции ввода, связанное с тепловыделением при больших значениях  $\operatorname{tg} \delta$ ;
- состояние дугогасительного устройства, включая контактное соединение его с вводом;
- функционирование устройства подогрева бака выключателя (при ИК-контроле в условиях отрицательных температур).

Ухудшение состояния контактов дугогасительного устройства определяется по увеличению температуры нагрева поверхности бака в зоне расположения дугогасительной камеры.

**Масляный выключатель МГ-35** на номинальный ток 600 А из-за низкой надежности не получил широкого распространения в энергосистемах. Конструктивно выключатель МГ-35 представляет собой систему из трех вертикальных изоляторных колонок, собранных на установленной на опорной конструкции металлической раме.

Подвод тока к подвижному токоведущему стержню производят через гибкую связь, расположенную под верхним колпаком каждой фазы. Подвижный токоведущий стержень приводится в движение двумя гетинаксовыми штангами, симметрично расположеными по сторонам конденсаторной втулки и связанными шарнирно с воздушными рычагами приводного механизма. В нижней фарфоровой покрышке расположена дугогасительная камера, которая собрана на промежуточном фланце. К последнему с наружной стороны крепится токовый зажим, а с внутренней — медная контактная полоса. На контактной полосе укреплен неподвижный рабочий контакт.

При включении выключателя наконечник подвижного контакта входит в дугогасительную камеру, упирается в находящийся в нем

промежуточный контакт и, отжимая его, упирается в неподвижный сферический контакт.

Ток при включенном положении выключателя проходит от верхнего вывода, через гибкую связь, далее по токоведущему стержню в розеточный контакт дугогасительной камеры, затем через промежуточный контакт, неподвижный контакт и медную полосу, расположенную на дне нижнего бака, на нижний вывод.

Большое количество внутренних контактных соединений, не поддающихся визуальному осмотру, и сложный процесс взаимодействия контактов при коммутации с выключателем требуют периодического контроля в эксплуатации. При проведении ИК-контроля температурные аномалии возможны как в верхней части выключателя, так и в нижней.

В первом случае вероятна возможность нарушения контактных соединений гибкой связи, во втором — в контактной системе: розеточный — промежуточный — неподвижный контакты — медная полоса — нижний вывод.

**Масляные выключатели серии ВМГ-133.** В зависимости от значения номинального тока различают следующие исполнения масляных выключателей: номинальный ток выключателей ВМГ-133-II, ВМГ-133-I и ВМГ-133 равен 600 А, а ВМГ-133-III — 1000 А.

Выключатели имеют некоторые различия в конструктивном исполнении цилиндров корпусов и дугогасительных камер.

Токоведущая цепь выключателя проходит с верхнего контактного уголника по гибкой связи на свечу. Свеча при включенном состоянии выключателя входит в розетку. С розетки ток попадает на выводной штырь и через контактные гайки — на шину.

Цилиндры (корпусы) выключателей на номинальный ток 600 А выполнены из стали толщиной 3 мм. Так как магнитное поле, создаваемое током нагрузки, может вызвать интенсивный нагрев цилиндров за счет перемагничивания и вихревых токов, то продольный шов стальных цилиндров проваривают латунью, что повышает магнитное сопротивление и уменьшает значение замыкающегося через них магнитного потока. Для этой же цели дно цилиндра имеет радиальную прорезь, проваренную латунью. Цилиндры выключателей на номинальный ток 1000 А изготовлены из листовой латуни толщиной 4 мм, дно выполнено из латуни или меди. Этим устраняется нагрев за счет перемагничивания цилиндров.

В ряде случаев нарушение технологии изготовления цилиндров, например сварка продольного шва стальным электродом, приводит к существенному нагреву цилиндра.

*Масляные выключатели серии ВМП-10* на номинальное напряжение 10 кВ предназначены для установки в ячейках КРУ и выпускаются на номинальные токи 630, 1000, 1600, 3150 А.

При тепловизионном контроле маломасляных выключателей серии ВМП-10 проверяют: болтовое соединение шины и вывода выключателя, состояние роликового токосъема и контактов дугогасительной камеры. Ухудшение состояния контактов роликового токосъема и дугогасительной камеры обычно проявляется в виде локальных нагревов на поверхности корпуса выключателя.

*Воздушные выключатели* выпускаются на номинальное напряжение 110 кВ и выше. Контактная система фазы выключателей серии ВВН состоит из дугогасительных камер и контактов отделителя, соединенных последовательно.

У выключателей 150 кВ и выше каждый разрыв камеры зашунтирован параллельно присоединенным к нему элементом омического (бетелового) делителя напряжения, а параллельно к каждому разрыву от делителя присоединен конденсатор делителя напряжения.

Дугогасительная камера каждого разрыва расположена вблизи опорного металлического фланца выключателя и состоит из неподвижного и подвижного контактов, причем в последнем токосъем осуществляется с помощью скользящих Z-образных пластин. Камера отделителя также имеет подвижный и неподвижный контакты, расположенные в средней части фарфоровой покрышки.

Контакты дугогасительных камер выключателя размыкаются лишь на время гашения электрической дуги при отключении выключателя, контакты отделителя замкнуты при включенном положении выключателя и разомкнуты — при отключенном.

Причинами неисправности дугогасительных камер воздушных выключателей, выявляемыми при ИК-диагностике, могут быть: не плотное касание между собой подвижного и неподвижного контактов камеры или отделителя, заедание скользящих Z-образных контактов подвижного контакта, недостаточная затяжка соединения неподвижного и механизма подвижного контакта при сборке камеры и т.п.

В отделителе вероятны возможность перекоса оси подвижного контакта относительно неподвижного, заедание подвижного контакта в розетке скользящих контактов и др.

Измерение температур омических делителей в процессе отключения воздушных выключателей позволяет оценить одновременность размыкания контактов дугогасительных камер фаз, т.е. определить фазу, в которой процесс гашения дуги носит затяжной, по сравнению с другими фазами, характер.

**Элегазовые и вакуумные выключатели.** За последние годы в России получили распространение элегазовые и вакуумные выключатели. Конструкция выключателей представляет собой блоки из полимерных материалов, внутри каждого из которых размещены дугогасительная камера и рабочие контакты. Таким образом, токоведущий контур фазы выключателя состоит из контактных соединений (КС) "ошиновка — ввод выключателя", контактов дугогасительной камеры, КС "ошиновка — вывод выключателя".

### Методика ИК-контроля

Состояние внешних контактов и контактных соединений выключателей, если они доступны визуальному осмотру и находятся на воздухе, при проведении ИК-диагностики оценивают по превышению значения температуры, регламентированного ГОСТ 9024-90.

При анализе термограммы КС и контактов выключателя значения превышения температур при необходимости приводят к номинальному току.

Пересчет температур от номинальной нагрузки к рабочей при близких их значениях можно производить по соотношению:

$$\Delta t_n = \Delta t_{nom} \left[ \frac{I_n}{I_{nom}} \right]^2,$$

где  $\Delta t_n$  и  $I_n$  — соответственно превышение температуры и ток при рабочей нагрузке;  $\Delta t_{nom}$  и  $I_{nom}$  — то же, при номинальной нагрузке.

В зависимости от материала контакта заводами — изготовителями электрооборудования установлены предельные значения превышения температуры нагрева контакта над температурой масла при номинальном токе:

для контактов из меди  $\Delta t_{nom} = 35^{\circ}\text{C}$ ;

для контактов металлокерамических с содержанием вольфрама и молибдена  $\Delta t_{nom} = 45^{\circ}\text{C}$ .

*Контакты дугогасительных камер выключателей с малым объемом масла* (серий ВМГ-133, ВМП-10, МГГ, МГ-110, ВМТ, ВМК), *контакты дугогасительных камер и отделителей воздушных выключателей, контакты вакуумных и элегазовых выключателей* рекомендуется оценивать по характеру распределения температуры по высоте дугогасительной камеры и значению избыточной температуры.

Контакты выключателей указанных выше серий находятся в относительно небольшом объеме масла. Процесс теплообмена от контакта к поверхности корпуса (покрышки) выключателя происходит

путем перехода тепла от точек с более высокой температурой к точкам с меньшей температурой. Поскольку конструкция дугогасительных камер всех фаз выключателя одинакова, процесс теплообмена в них носит идентичный характер. Поэтому по температурам, измеренным на поверхности корпуса (покрышки) фаз, можно судить о тепловом состоянии контактов дугогасительных камер.

Сравнивая между собой измеренные температуры разных фаз, можно по значению "избыточной" температуры осуществлять дефектацию дугогасительной камеры. Так, если значение избыточной температуры, т.е. разность между максимальной температурой одной фазы, измеренной на поверхности корпуса выключателя в зоне расположения дугогасительных контактов, и минимальной температурой другой фазы находится в пределах 5 – 10 °С при нагрузке 0,5I<sub>ном</sub>, выявленную неисправность необходимо устранить во время ремонта, запланированного по графику.

*Контакты дугогасительных камер (ДК) масляных баковых выключателей 35 – 220 кВ* размещены в изоляционных конструкциях и отделены от баков выключателей слоем масла и внутрибаковой изоляцией.

Процесс теплопередачи от контактов ДК к корпусу выключателя носит сложный характер. Его можно рассмотреть на примере тепловой модели, состоящей из бака, наполненного маслом, в который помещена металлическая пластина в изоляции, имитирующей стеки ДК. Через пластину площадью  $F$  пропускается электрический ток, создающий в ней потери  $P$ . Тогда удельные тепловые потери, Вт/м<sup>2</sup>:

$$q_0 = \frac{P}{F}.$$

Передача тепла от металлической пластины к наружной поверхности изоляции осуществляется путем теплопроводности.

Перепад температуры  $\Delta T_{\text{из}}$  между металлической пластиной и наружной поверхностью изоляции определяется по закону Фурье:

$$\Delta T_{\text{из}} = \frac{\delta}{\lambda} q_0 = R_u q_0,$$

где  $\delta$  — толщина изоляции, м;  $\lambda$  — коэффициент теплопроводности изоляции, Вт/(м · °С);  $R_u$  — тепловое сопротивление, м<sup>2</sup> · °С/Вт.

Корпус ДК выполнен из бумажной или тканой изоляции, пропитанной смолой и разделенной слоями масла. Расчет коэффициента

теплопроводности такой композиции представляет определенные сложности, тем более что он зависит от температуры, возрастая при ее увеличении.

От поверхности изоляции тепло отводится путем естественной конвекции, которая характеризуется свободным движением масла вследствие разности плотностей нагретых и холодных частиц.

Непосредственно прилегающие к поверхности изоляции частицы масла нагреваются больше, чем частицы, расположенные дальше от поверхности.

Свободное движение масла вдоль нагретой поверхности изоляции определяет процесс конвективного теплообмена, который подчиняется закону Ньютона:

$$T_t = \frac{1}{\alpha_m} q_0,$$

где  $\alpha_m$  — коэффициент теплоотдачи, Вт/(м<sup>2</sup> · °C);  $T_t$  — температурный напор, т.е. превышение температуры поверхности над температурой масла, °C.

Движение масла в основном определяется температурным напором. При малых значениях  $T_t$  преобладает ламинарный, при больших значениях — турбулентный режим движения.

Нагрев контакта ДК носит локальный характер и при значительном тепловыделении должен проявляться в виде теплового "пятна" на поверхности бака выключателя. Значение температуры "пятна", его конфигурация и размеры будут зависеть от температуры окружающего воздуха и масла, а также вида и местоположения дефекта в ДК.

Так, при ИК-контроле выключателя МВ-110 на поверхности его бака было обнаружено небольшое тепловое " пятно" с температурой 20,8 °C (при температуре воздуха 10 °C), расположенное в зоне нагретого масла ДК. Ревизия выключателя выявила характер дефекта в ДК: нарушение контакта гибкой связи в нижней части камеры.

При нарушении верхнего подвижного контакта ДК конфигурация и размеры теплового " пятна" носят более ярко выраженный характер. Методика инфракрасного контроля выключателей определяется следующими факторами:

контроль желательно проводить ранним утром, до восхода солнца, с тем чтобы исключить влияние солнечной радиации;

перед проведением контроля необходимо оценить состояние поверхностей бака выключателя, равномерность окраски, отсутствие

ржавчины, подтека масла и т.п.), что может отразиться на значениях коэффициента излучения;

при проведении контроля рекомендуется вести запись на видеомагнитофон или на дискету, с последующей обработкой данных на компьютере;

при контроле в зимнее время года необходимо обращать внимание на возможность дополнительного источника тепла от включенного устройства подогрева;

фиксируются: нагрузка, температура окружающего воздуха, климатические факторы;

контроль желательно проводить с использованием объектива 7°;

осмотр поверхности баков выключателя необходимо вести для каждой фазы в отдельности с двух-трех сторон, с обязательной записью изображения участка поверхности бака, расположенного вблизи ДК, для последующего анализа на компьютере;

при выявлении локального участка нагрева рекомендуется повторить через 12 – 24 ч ИК-контроль с записью изображения при иной (большой или меньшей) нагрузке.

В общем случае при оценке состояния контактов ДК при проведении ИК-контроля можно исходить из следующих соображений.

При нормальном состоянии токоведущей контактной системы выключателя, сопротивление которой находится в пределах нескольких сот микроом, тепловыделения в зонах контактных соединений и контактов ДК сравнительно невелики и равномерно распределяются по объему масла выключателя. Если не учитывать небольшое рассеивание тепла при переходе с контакта в масло, то с приемлемой для ИК-контроля точностью можно считать одинаковыми температуры масла в баке и на поверхности бака (фарфоровой покрышки) выключателя. По мере ухудшения состояния контакта ДК тепловыделение увеличивается, температура масла за счет конвекции повышается.

На ранней стадии развития дефекта в ДК или увлажненном состоянии масла тепловыделение будет способствовать постепенному нагреву масла в баке выключателя, и поэтому поверхность бака будет выглядеть светлее (при черно-белом дисплее тепловизора), чем у баков остальных фаз.

Аварийные перегревы контактов ДК связаны с турбулентным перемещением масла в небольшом пространстве бака, что вызывает появление на поверхности бака МВ локальных очагов нагрева.

При получении неудовлетворительных результатов ИК-контроля контактов дугогасительных камер рекомендуется произвести внеочередное измерение переходного сопротивления всей токоведу-

щей цепи каждого полюса выключателя и в зависимости от его значения произвести ревизию ДК или установить утвержденную периодичность ИК-контроля.

**Контакты воздушных выключателей.** В большинстве конструкций воздушных выключателей рабочие и дугогасительные контакты расположены в фарфоровых покрышках, соединенных металлическими фланцами. При нагреве контакта повышение температуры будет происходить и на ближайших к нему фланцах. Можно считать практически одинаковыми температуры нагретого контакта и фланца. Поэтому оценка состояния контактов воздушного выключателя может вестись по измеренной температуре фланцев дугогасительных камер, разрывов, модулей.

**Контакты элегазовых и вакуумных выключателей.** Имеется сравнительно небольшой опыт эксплуатации элегазовых и вакуумных выключателей, в течение которого не зафиксированы случаи нагрева контактов. Можно полагать, что нагрев контактов вызовет появление на поверхности покрышек выключателей зоны с повышенными температурами. Оценка состояния контактов выключателя должна осуществляться путем сравнения между собой температур, измеренных на поверхности покрышек всех трех фаз.

#### Анализ результатов тепловизионного контроля выключателей

Особенности методики ИК-контроля выключателей и условия его проведения рассмотрены выше.

При тепловизионном контроле масляных выключателей оценка состояния контактов дугогасительных устройств (ДУ) может осуществляться по методике, при которой на поверхности бака выключателя, в локальной зоне расположения ДУ, условно выбираются контрольные точки, температура которых после пересчета по формуле характеризует нагрев контактов ДУ:

$$\Delta t_H = \Delta t_{\text{ном}} \left[ \frac{I_H}{I_{\text{ном}}} \right]^2.$$

В качестве иллюстрации приводятся данные измерений, проведенных персоналом Свердловэнерго (табл. 13).

При обнаружении локального тепловыделения в зоне расположения ДУ окончательное решение рекомендуется принимать после измерения сопротивления контактов на постоянном токе.

При тепловизионном контроле воздушных выключателей из-за часто недостаточной герметизации воздушного тракта и возможной

Таблица 13

Тип выключателя	$I_{ном}$ , А	$I_B$ , А	Значение $\Delta T_{прев}$ конт-рольной точки фаз, °С			Допусти-мое расчет-ное значе-ние $\Delta T_{прев}$ для тока $I_B$ , °С	Заключение
			A	B	C		
МВ-110	2000	810	9,4	19,2	15,5	5,6	Аварийный на-грев контактов ДУ фаз B и C
	2000	380	1,2	42,0	1,4	1,3	То же, фазы B
	2000	430	1,8	1,7	1,8	1,6	В норме
МВ-220	2000	840	3,4	3,0	3,6	6,2	То же
	1000	220	7,0	7,0	9,0	1,7	Учащенный тепловизионный контроль
ВМТ-220	1250	780	4,0	33,0	4,0	13,6	Аварийный на-грев контактов фазы B
ВМГ-133	600	260	15,4	0,5	1,0	1,0	Аварийный на-грев контактов ДУ фазы A

повышенной влажности воздуха, подаваемого от компрессора, возможен повышенный нагрев покрышек воздуховодов. Контроль состояния воздуховодов у выключателей ответственных присоединений или эксплуатируемых длительное время без проведения ремонта, или не имеющих контроля встроенного устройства продувки рекомендуется проводить 2 – 3 раза в год в зависимости от результатов первоначального тепловизионного контроля. Выявить причину повышенного тепловыделения в зоне воздуховодов можно в результате анализа термопрофилей, построенных для всех фаз выключателя. Так, поступление влажного воздуха из системы сжатого воздуха в выключатель должно привести к нагреву воздуховодов всех фаз, повышенный нагрев воздуховодов одной фазы выключателя может быть обусловлен низкой герметичностью выхлопных и атмосферных клапанов или смешением резиновой прокладки воздуховода.

## ГЛАВА СЕДЬМАЯ

### Разъединители и отделители

Разъединители наружной установки серий РЛМД, РНД, РВ и другие и отделители серии ОД 35 – 220 кВ в основном состоят из одной или двух колонок изоляторов, на фланцах которых смонтирована контактная система. Она состоит из двух полуножей или одного ножа, аппаратных зажимов для подсоединения ошиновки, гибкой связи, контактных переходных пластин в зависимости от конструкции аппарата.

Как показывают результаты ИК-контроля разъединителей и отделителей, наиболее частыми причинами повышенного нагрева элементов контактной системы являются: малая надежность пластикованных медью контактных выводов из алюминиевых сплавов, окисление контактных поверхностей, ослабление контактного давления, потеря жесткости пружин и др. При ИК-контроле наряду с определением нагрева контактов и контактных соединений проверяют состояние опорно-стержневых изоляторов на предмет выявления продольных трещин в фарфоре.

Опыт эксплуатации опорно-стержневых изоляторов показал, что основная отбраковка происходит по результатам внешнего осмотра на отключенном оборудовании, при котором в фарфоре обнаружаются продольные и кольцевые трещины. В отдельных случаях трещины были видны невооруженным глазом и достигали 1,5 и 2 мм, а их поверхность имела желтизну или была затемнена.

Отбраковка изоляторов во многом определяется их конструкцией, длительностью эксплуатации и механическими усилиями, возникающими при операциях с разъединителями.

Факторы, связанные с повреждаемостью опорно-стержневых изоляторов разъединителей, следующие:

- 1) отказы разъединителей из-за поломок изоляторов составляют около 75 % всех отказов;
- 2) наибольшее количество отказов — в классе напряжения 110 кВ;

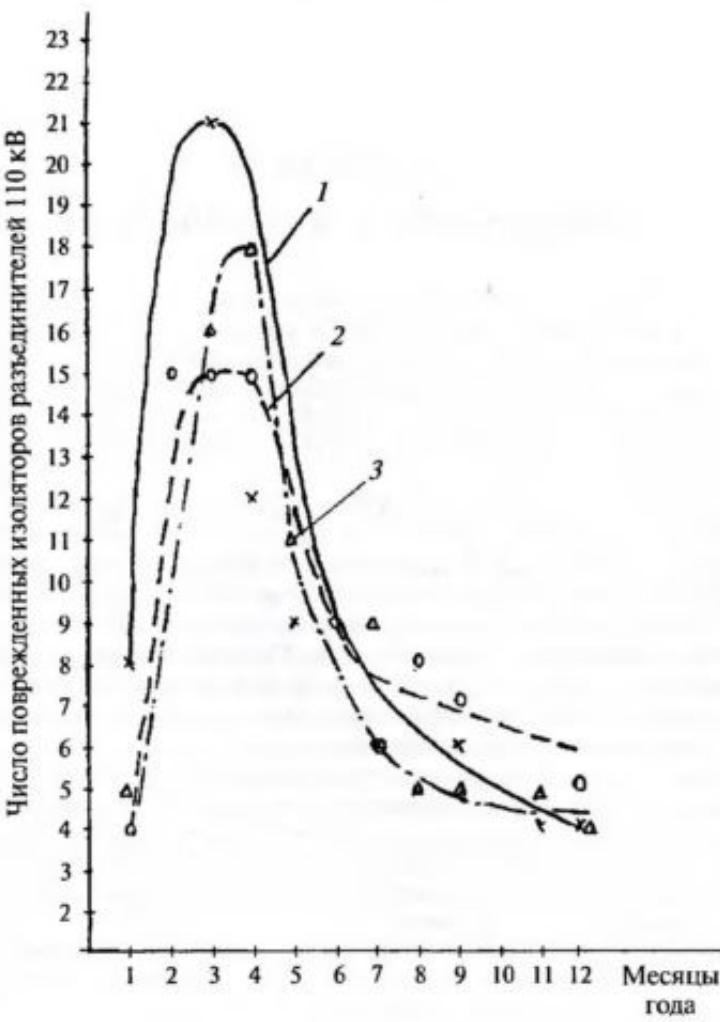


Рис. 22. Повреждаемость изоляторов разъединителей в течение года:  
1 — 1994 г., 2 — 1995 г., 3 — 1996 г.

3) максимум повреждений изоляторов приходится на период февраль – апрель, когда в течение 1 сут отмечаются значительные перепады температуры с переходом с плюса на минус (рис. 22);

4) максимальная повреждаемость изоляторов отмечается после 10 лет эксплуатации и связана, видимо, с одной стороны, со снижением механической прочности фарфора, а с другой — с возрастанием усилий (во времени) воздействия на изолятор от привода и других элементов разъединителей (ухудшение состояния трущихся частей механизма разъединителя, нарушение плакировки ножей и т.п.);

5) при отключении разъединителей повреждаемость изоляторов почти в 2 раза выше, чем при включении. Излом фарфора, как правило, происходит у нижнего фланца изолятора;

6) наиболее повреждаемые типы изоляторов: СТ-110, УСТ-110, АКО-110, ОНС-110/300, ОНС-110/1000, КО-110/1250, ИОС-110/300, ИОС-110/400.

Изломы фарфора могут быть обусловлены следующими факторами:

резким снижением механической прочности фарфора за время эксплуатации;

увлажнением цементной армировки в местах заделки фарфора;  
возникновением при отрицательных температурах, в результате замерзания влаги в цементной армировке, механических усилий, приводящих к срезу фарфора.

При динамическом воздействии на изолятор при коммутациях с разъединителем эти механические усилия способствуют разрушению (излому) фарфора. Критерии оценки состояния фарфоровых изоляторов на основе сравнительного анализа термограмм обследованных изоляторов при ИК-контроле недостаточно выработаны и носят рекомендательный характер.

ИК-контроль опорно-стержневых изоляторов желательно проводить весной или осенью при повышенной влажности воздуха. Это обусловлено тем, что при наличии продольной трещины в фарфоре изолятора в ней будет протекать повышенный ток утечки, разогревая трещину. При измерении в сухую погоду или при отрицательных температурах окружающего воздуха такой дефект может быть не выявлен, поскольку в первом случае сухая поверхность трещины существенно ограничит ток утечки, а во втором — влага в трещине превращается в лед, являющийся диэлектриком. Температура чистого исправного изолятора превышает температуру окружающей среды не более чем на 0,5 °C. Перегрев загрязненного изолятора может составлять 2 °C и более.

## **Список литературы**

1. Дефектация электрооборудования при инфракрасной диагностике. М.: Инфра-техник, 2004.
2. Бажанов С. А. Инфракрасная диагностика электрооборудования распределительных устройств. М.: НТФ "Энергопрогресс", 2000 [Библиотека электротехника. Вып. 4 (16)].
3. Объем и нормы испытаний электрооборудования. РД 34.45-51.300-97. М.: Энас, 2002.
4. ОСТ 16.0.800.343-76 "Турбогенераторы. Испытание сердечника статора".
5. Методические указания по проведению испытаний на нагревание генераторов. МУ-34-70-069-84. М.: СПО "Союзтехэнерго", 1984.
6. Типовая инструкция по эксплуатации узла контактных колец и щеточного аппарата турбогенераторов мощностью 165 МВт и выше. ТП34-70-024-84. М.: СПО "Союзтехэнерго", 1984.

## **Содержание**

### **Часть I**

Предисловие . . . . .	3
ГЛАВА ПЕРВАЯ. Общие положения . . . . .	5
ГЛАВА ВТОРАЯ. Вращающиеся электрические машины . . . . .	12
ГЛАВА ТРЕТЬЯ. Силовые трансформаторы, автотрансформаторы, масляные реакторы . . . . .	21
ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ. Маслонаполненные трансформаторы тока . . . . .	41
ГЛАВА ПЯТАЯ. Маслонаполненные трансформаторы напряжения . . . . .	56
ГЛАВА ШЕСТАЯ. Выключатели масляные, воздушные, вакуумные, элегазовые . . . . .	63
ГЛАВА СЕДЬМАЯ. Разъединители и отделители . . . . .	75
Список литературы . . . . .	78

## **Библиотека электротехника**

*Приложение к производственно-массовому журналу "Энергетик"*

**БЛЖАНОВ СЕРГЕЙ АЛЕКСАНДРОВИЧ**

**Тепловизионный контроль электрооборудования в эксплуатации**  
(Часть 1)

---

### **АДРЕС РЕДАКЦИИ:**

115280, Москва, ул. Автозаводская, 14/23

Телефоны: (095) 675-19-06, тел. 675-00-23 доб. 22-47; факс: 234-74-21

---

Редакторы: Л. Л. Жланова, Н. В. Ольшанская

Худож.-техн. редактор Т. Ю. Андреева

---

Сдано в набор 15.04.2005 г. Подписано в печать 20.05.2005 г.

Формат 60×84 $\frac{1}{16}$ . Печать офсетная.

Печ. л. 5,0. Заказ БЭТ/5(77)-2005

Макет выполнен издательством "Фолиум": 127238, Москва, Дмитровское ш., 58.

Отпечатано типографией издательства "Фолиум": 127238, Москва, Дмитровское ш., 58.

## **Журнал "Энергетика за рубежом"**

— приложение к журналу "Энергетик"

Подписывайтесь на специальное приложение к журналу "Энергетик" — "Энергетика за рубежом". Это приложение **выходит один раз в два месяца**.

Журнал "Энергетика за рубежом" знакомит читателей с важнейшими проблемами современной зарубежной электроэнергетики, такими, как:

- развитие и надежность энергосистем и энергообъединений;
- особенности и новшества экономических и рыночных отношений в электроэнергетике;
- опыт внедрения прогрессивных технологий в энергетическое производство;
- модернизация и реконструкция (перемаркировка) оборудования электростанций, электрических и тепловых сетей;
- распространение нетрадиционных и возобновляемых источников энергии;
- энергосбережение, рациональное расходование топлива и экологические аспекты энергетики.

Подписку можно оформить в любом почтовом отделении связи по объединенному каталогу "**ПРЕССА РОССИИ**". Том 1. Российские и зарубежные газеты и журналы.

### **Индексы журнала "Энергетика за рубежом"**

— приложения к журналу "Энергетик"

**87261** — для предприятий и организаций;

**87260** — для индивидуальных подписчиков.

## Ч8-2 Об авторе



Сергей Александрович Бажанов — ведущий специалист в области высоковольтных испытаний электрооборудования и тепловизионной техники.

С. А. Бажанов на протяжении многих лет руководил бывшей отраслевой лабораторией инфракрасной техники фирмы ОРГРЭС; один из организаторов внедрения средств инфракрасной диагностики в практику эксплуатационного контроля электрооборудования

и технологических сооружений; разработчик ряда методик термографических измерений; принимал непосредственное участие в организации и проведении отраслевых семинаров и школ передового опыта в области тепловидения; автор многочисленных публикаций по высоковольтным испытаниям и эксплуатационному контролю электрооборудования.

Применение средств инфракрасной техники для оценки теплового состояния оборудования обеспечивает получение информации на работающем оборудовании и позволяет выявлять дефекты на ранней стадии их развития.