

ДИАГНОСТИКА СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ С ПОМОЩЬЮ СРЕДСТВ ИНФРАКРАСНОЙ ТЕХНИКИ

Хренников А.Ю., канд. техн. наук, АО «ФСК ЕЭС»
Щербаков В.В., Языков С.А., ОАО «Самарское ПРП»

Оценка фактического состояния силового электрооборудования по результатам диагностических измерений — очень сложная и актуальная задача. Значительная часть электрического оборудования станций, подстанций, системы передачи и распределения электроэнергии выработала свой ресурс, но продолжает эксплуатироваться, так как на его замену требуются большие финансовые средства. В связи с этим с каждым годом возрастают затраты на проведение комплексных обследований и диагностики.

В последние десятилетия большое распространение получают методы контроля параметров силовых трансформаторов под рабочим напряжением. К методам непрерывного контроля и измеряемым «on-line» параметрам силовых трансформаторов, которые могут быть реализованы в системах мониторинга, можно отнести контроль величины $\tan\delta$ изоляции вводов; измерение температуры верхних слоев масла, тока нагрузки, напряжения с ПИН вводов, давления масла во вводе, влагосодержания масла, содержания растворенных в масле газов с помощью специальных датчиков; измерение уровня вибрации с целью оценки состояния запрессовки обмоток, состояния магнитопровода, системы охлаждения; мониторинг уровня частичных разрядов (ЧР) в изоляции вводов и обмоток и др. Вышеперечисленные методы имеют различную степень достоверности и информативности.

Метод тепловизионного контроля с помощью средств инфракрасной диагностики и хроматографический анализ газов, растворенных в трансформаторном масле (ХАРГ), выполняемые в соответствии с руководящими документами «Объем и нормы испытаний электрооборудования» (ОНИЭ), позволяют выявить целый ряд различных дефектов высоковольтного электрооборудования (ЭО). О тепловидении и его применении для контроля состояния электрооборудования известно несколько десятков лет [1, 2].

Тепловизионный контроль является одним из основных направлений развития высокоэффективной системы технической диагностики, которая обеспечивает

возможность контроля теплового состояния оборудования и сооружений без вывода их из работы, выявления дефектов на ранней стадии развития, сокращения затрат на техническое обследование за счет прогнозирования сроков и объема ремонтных работ [3].

Тепловизионный контроль проводится для выяснения теплового состояния разъединителей, трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН), разрядников и ограничителей перенапряжения (ОПН), конденсаторов связи, масляных и воздушных выключателей, ошиновки распределительных устройств (РУ), качества пайки обмоток статора турбогенераторов при ремонтных работах, высоковольтных вводов силовых трансформаторов, систем охлаждения трансформаторов, электродвигателей, генераторов и др. Ведется также контроль состояния дымовых труб и газоходов на тепловых электростанциях, обнаружение мест присосов холодного воздуха и т.д. В энергосистеме «Самараэнерго» тепловизионный контроль проводился с помощью средств инфракрасной техники типа «INFRAMETRIKS-740» и «Иртис».

В [3] затронуты вопросы применения тепловизионных приемников для выявления дефектных паяк соединительных головок стержней обмотки статора турбогенераторов (ТГ) в процессе эксплуатации. В данной статье рассмотрены вопросы использования тепловизионных приемников как средства контроля качества пайки соединительных головок стержней статорных обмоток ТГ с применением твердых припоев при их ремонтах. Тепловизионный контроль проводится при открытых лобовых частях обмотки статора с выведенным ротором и предварительным нагревом от источника постоянного тока (например, резервного возбудителя) током величиной порядка 1000 А.

При этом, необходимым условием эффективности обследования головок стержней обмотки статора является наличие превышения температуры обмотки генератора над температурой окружающей среды турбинного цеха.

Следует отметить следующий важный момент: для обеспечения возможности сопоставления результатов измерений величины избыточной температуры T , выполненных на ТГ различных типов и мощностей, необходимо выполнение требования по обеспечению одинаковой плотности тока в прогреваемой обмотке. Однако в рассмотренных в статье случаях ремонта ТГ этот параметр не контролировался. При дальнейших ремонтах ТГ это предполагается делать. Кроме тепловизионного контроля, существует и применяется для контроля паек гидрогенераторов (сотни головок) токовихревой метод, но в данной статье он не рассматривается.

Согласно пункту 3.6 ОНИЭ максимальное отличие величины сопротивления постоянному току между ветвями обмотки статора ТГ не должно превышать 5%, а отклонение от паспортного значения не более 2% [1]. Турбогенератор ТГ-6 Тольяттинской ТЭЦ типа ТВФ-60-2, (год выпуска 1967, капремонт с полной перемоткой обмоток 1991 г.) находился в длительном резерве. Результаты измерения сопротивления постоянному току обмоток статора показали, что максимальное отличие ΔR_{max} между ветвями составило 6,8% (между ветвями А1 и А2 фазы А). Таким образом, ΔR_{max} между ветвями А1 и А2 фазы А превышало допустимый ОНИЭ уровень в 5%.

Тепловизионное обследование лобовых частей обмотки статора 17.03.2000 г. показало повышенный нагрев мест паек в семи точках с избыточной температурой ΔT в диапазоне от 4,1 до 6,6 °C по сравнению с соседними «холодными» (реперными) точками (рис. 1, 2). Из семи точек две точки приходятся на ветвь А2 фазы А, которая имеет повышенное омическое сопротивление $\Delta R_{max} = 6,8\%$ (между ветвями) (рис. 1).

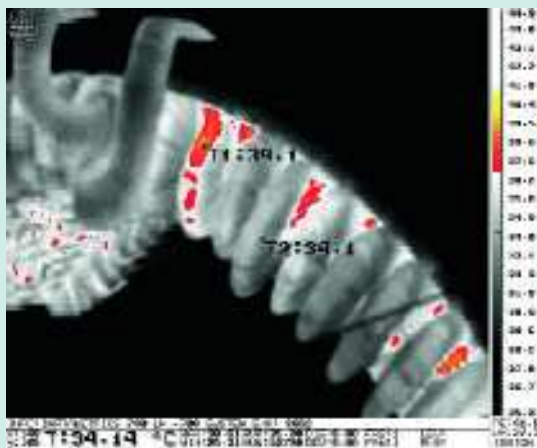


Рис. 1. Термограмма 17.03.2000 г. генератора 6 ГТ То ТЭЦ. Вид со стороны возбуждителя в районе 1-го часа (до 1-й перепайки), $\Delta T = 5^\circ C$ ($R_{max} = 6,8\%$ между ветвями А1 и А2 фазы А)

На основании этих результатов проведена перепайка стержней ветви А2 фазы А обмотки статора ТГ в точках, указанных на рис. 1 и 2. ΔR_{max} между ветвями А1 и А2 фазы А составило 5,07%. После 1-й перепайки отмечено снижение омического сопротивления ΔR

на фазе А на 1,8%. ΔR_{max} между ветвями А1 и А2 фазы А по-прежнему превышало допустимый ОНИЭ уровень в 5%.

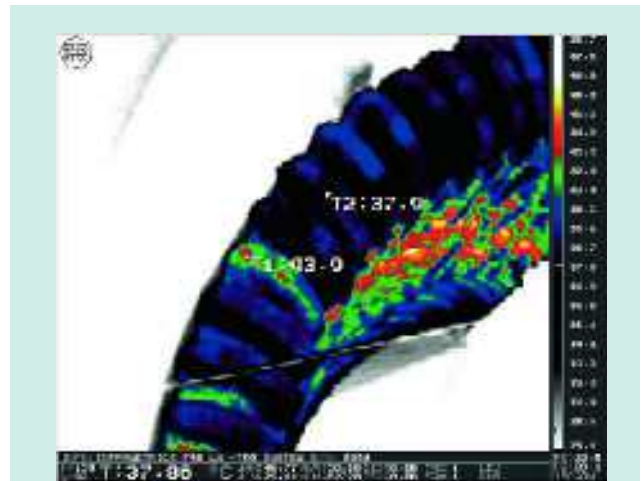


Рис. 2. Термограмма 17.03.2000 г. генератора 6 ГТ То ТЭЦ. Вид со стороны турбины в районе 11-ти часов (до 1-й перепайки), $\Delta T = 6^\circ C$ ($R_{max} = 6,8\%$ между ветвями А1 и А2 фазы А)

Повторное тепловизионное обследование 30.03.2000 г. показало повышенный нагрев двух головок в ветви А2, имеющей максимальное отклонение ΔR_{max} . Избыточная температура ΔT в районе этих двух точек составила от 5 до 7,6 °C (рис. 3, 4). То есть, было обнаружено, что тепловое состояние головки ветви А2 на рис. 3 (до 1-й пайки на рис. 1), а соответственно и качество ее пайки, ухудшилось.

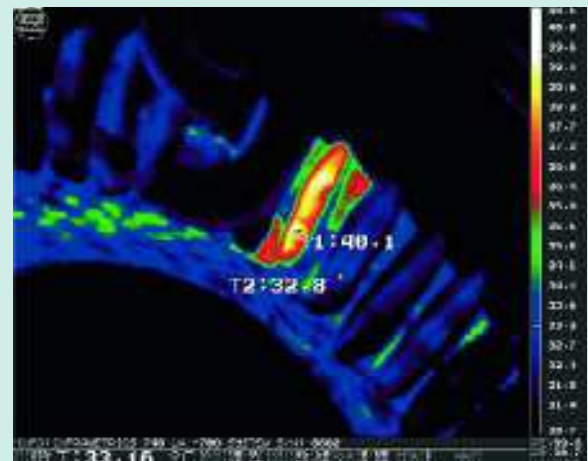


Рис. 3. Термограмма 30.03.2000 г. генератора 6 ГТ То ТЭЦ. Вид со стороны возбуждителя в районе 1-го часа (после 1-й перепайки), $\Delta T = 7,6^\circ C$ ($\Delta R_{max} = 5,07\%$ между ветвями А1 и А2 фазы А)

Поэтому 3.04.2000 г. проведена перепайка двух соединительных головок в ветви А2 фазы А (см. рис. 3, 4). Обнаружен дефект пайки головки ветви А2 (см. рис. 3). Далее ΔR_{max} между ветвями А1 и А2 уменьшилось и составило 4,4%, что соответствует допустимым нормам по ОНИЭ [1].

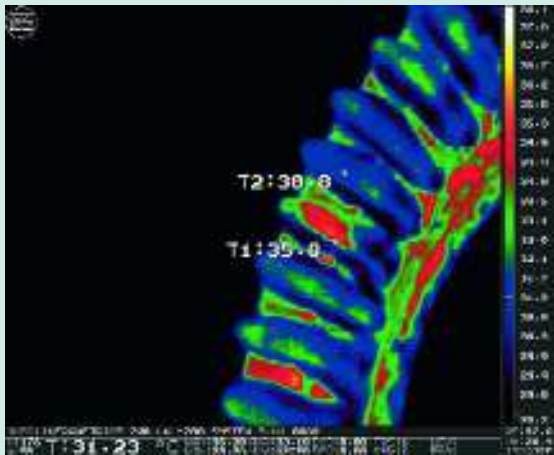


Рис. 4. Термограмма 30.03.2000 г. генератора 6 ГТ То ТЭЦ. Вид со стороны турбины в районе 10-ти часов (после 1-й перепайки), $\Delta T = 5^\circ\text{C}$ ($\Delta R_{\text{max}} = 5,07\%$ между ветвями A1 и A2 фазы A)

Турбогенератор ТГ-4 ТЭЦ ВА3 типа ТВФ-120-2 (год выпуска 1970) отключился от сети действием поперечной дифференциальной защиты генератора. Причиной срабатывания защиты явилось нарушение пайки соединительной головки ветви С2 фазы С обмотки статора (обрыв ветви). Предыдущее измерение сопротивления постоянному току обмоток статора показало, что максимальное отличие ΔR_{max} между ветвями составляет 3,49%. Максимальное отклонение от заводских данных составляло 2,2% на ветви С2. После перепайки обмотки статора 3.03.2000 г. было проведено тепловизионное обследование состояния качества паек головок стержневой обмотки статора. Результаты измерений указали на повышенный нагрев мест паек на ветви С2 в точках с ΔT в диапазоне от 3,6 до 3,9 °С (рис. 5, 6). После перепайки максимальное отличие ΔR_{max} между ветвями составило 3,1%, от заводских данных — 1,8% на ветви С1, что соответствует допустимым нормам по ОНИЭ [1].

По результатам тепловизионного обследования ТГ-6 ТоТЭЦ, ТГ-4 ТЭЦ ВА3 и ТГ-2 Сызранской ТЭЦ была построена зависимость максимального отличия по сопротивлению постоянному току обмоток статора ΔR_{max} (между ветвями в %) от величины избыточной температуры ΔT (рис. 7). На рис. 7 выделена также пороговая граница в 5% для отклонения ΔR_{max} по ОНИЭ. Рассмотрение этой зависимости ΔR_{max} от ΔT позволило сделать вывод о величине порогового значения $\Delta T = 4-5^\circ\text{C}$, при превышении которого возможно наличие дефекта в пайке соединительных головок стержневой обмотки статора турбогенераторов (ТГ) в процессе эксплуатации. Однако этот график носит приблизительный характер и нуждается в дальнейшем уточнении по мере накопления опыта тепловизионного контроля и статистических данных измерений. Пороговый критерий $\Delta T = 4-5^\circ\text{C}$ не является окончательным и будет уточняться.

Турбогенератор ТГ2-25-2 Сызранской ТЭЦ (год выпуска 1956) обследовался во время капитального ремонта при помощи тепловизионного контроля при

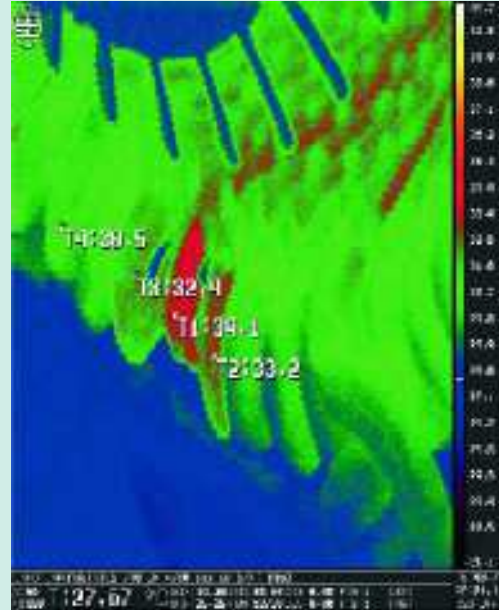
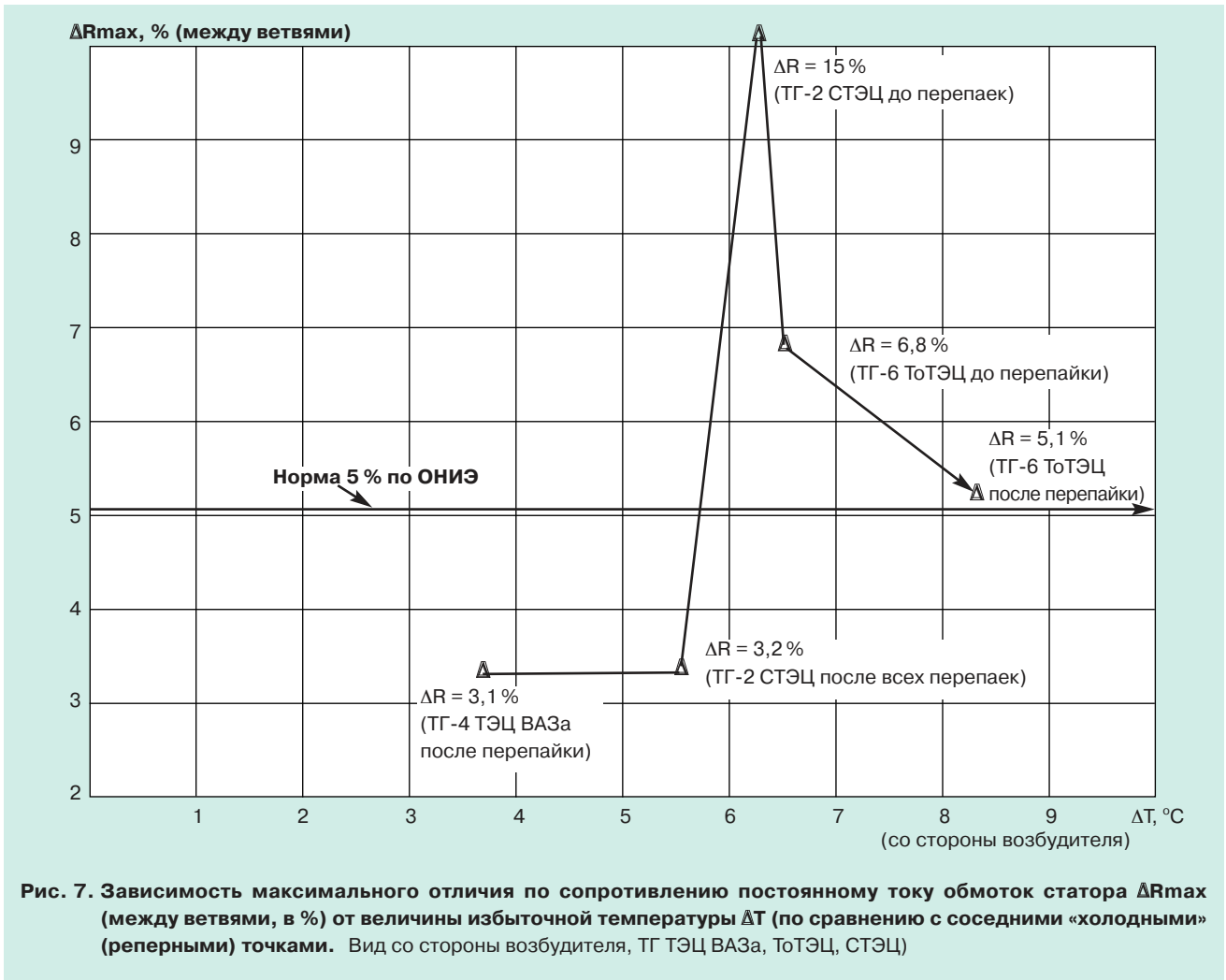


Рис. 5, 6. Термограммы 3.03.2000 г. генератора ТГ-4 ТЭЦ ВА3а. Лобовая часть со стороны возбуждителя $T = 3,6-3,9^\circ\text{C}$ ($\Delta R_{\text{max}} = 3,1\%$ между ветвями)

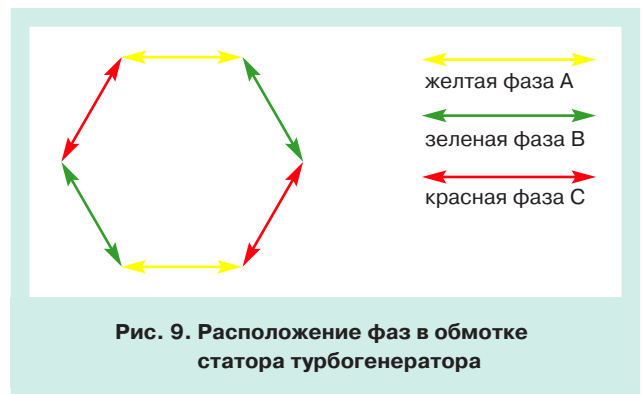
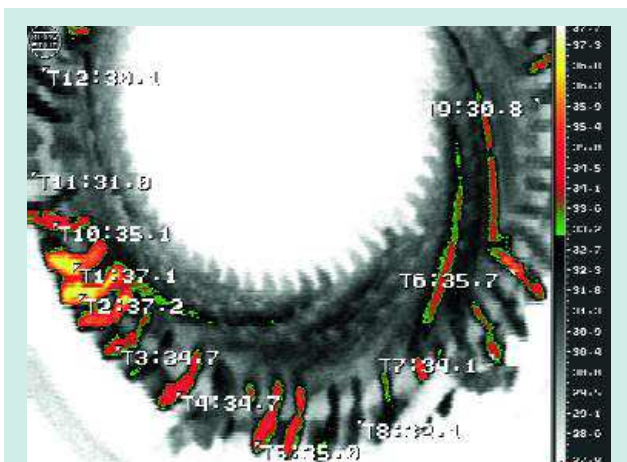
открытых лобовых частях обмотки статора с выведенным ротором и предварительным нагревом от резервного возбуждителя постоянным током величиной порядка 600 А. В ходе капитального ремонта проводилась полная перемотка обмотки статора турбогенератора; перепайка дефектных соединительных головок стержневой проводилась с использованием циркониевого припоя марки ПМФОЦр 6-4-0,03.

При первичном тепловизионном обследовании 27.10.2004 г. на термограмме со стороны возбуждителя обнаружено превышение температуры дефектных головок стержневой (точки №№ 1-7, 10) над температурой соседних "холодных" точек $\Delta T =$ от 3,1 °С до 6,2 °С при разнице величины омического сопротивления $\Delta R_{\text{max}} = 15\%$ между фазами, что значительно превышает норму, указанную в ОНИЭ (рис. 8). После серии последовательных



перепайки дефектных головок стержней обмотки статора турбогенератора 27.10, 28.10 и 29.10.2004 г. разница величин омического сопротивления ΔRомич. между фазами снизилась вначале с ΔRmax = 15% до 7,6%, а затем до 4,2%.

Электрическая схема расположения фаз в обмотке статора турбогенератора (вид со стороны возбуждителя) показана на рис. 9.



Тепловизионное обследование 29.10.2004 г. после очередной перепайки показало, что на термограмме, вид со стороны возбуждителя, количество дефектных пайк головок стержней уменьшилось с 8 до 2 — точки № 1, № 5 и ΔT составила от 3,3 °C до 5,5 °C при ΔRомич. = 3,2% (рис. 10.). Это демонстрирует эффективность применения тепловизионного контроля качества пайки соединительных головок стержней статорных обмоток турбогенераторов в

качестве инструмента последовательной оценки качества паек [4-6].

Тепловидение позволяет выявлять аварийные дефекты технического электрооборудования (ЭО) подстанций с сильными нагревами и значительными перепадами температур по сравнению с температурой окружающей среды (максимальная в данной статье $\Delta T=116\text{ }^{\circ}\text{C}$). Кроме аварийных, в ходе тепловизионного обследования обнаруживаются нагревы болтовых соединений шинных и линейных разъединителей, которые могут устраняться по мере возможности отключений.

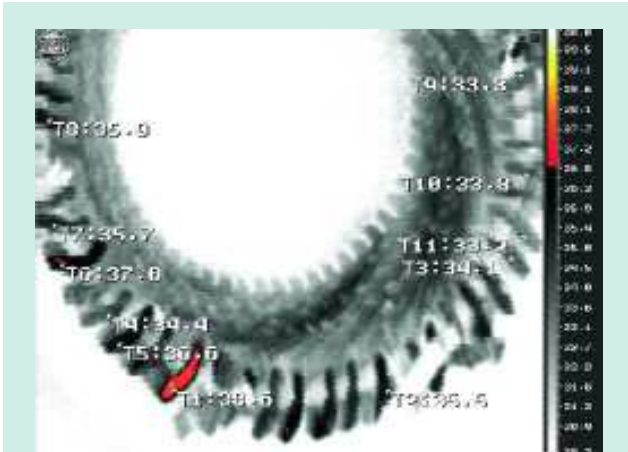


Рис. 10. Термограмма 29.10.04 г. турбогенератора типа ТГ2-25-2 Сызранской ТЭЦ, год выпуска 1956. Вид со стороны возбудителя, дефектные пайки головок стержней — точки № 1, № 5 (ΔT от $3,3\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $5,5\text{ }^{\circ}\text{C}$, $\Delta R_{\text{омич.}} = 3,2\%$)

На рис. 11 представлена термограмма опорного изолятора разъединителя 110 кВ подстанции «Новоспасская-1». Предположительная причина нагрева —

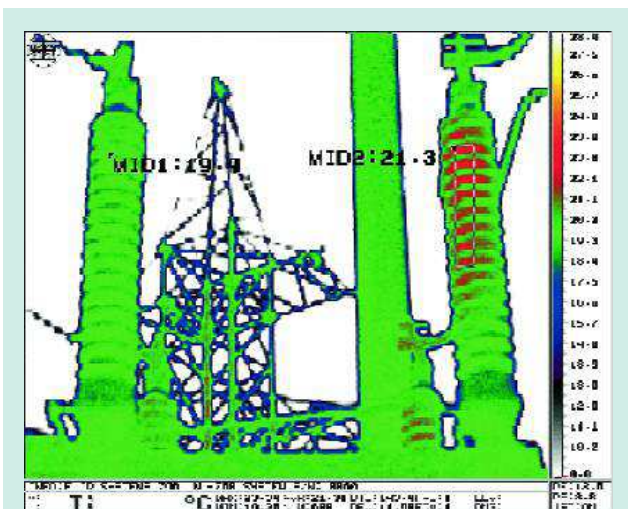


Рис. 11. Опорный изолятор разъединителя ШР-110 кВ подстанции «Новоспасская-1» в сторону ЛР. Фаза «А». Предположительно увлажнение внутренней поверхности фарфора, увеличение тока утечки по внутренней поверхности ($\Delta T=1,4\text{ }^{\circ}\text{C}$)

увлажнение внутренней поверхности фарфора, увеличение тока утечки по внутренней поверхности ($\Delta T=1,4\text{ }^{\circ}\text{C}$). На рис. 12 — нагрев болтового соединения аппаратного зажима разъединителя 220 кВ в сторону линии «Просвет-2» подстанция «Томыловская» (губки ножа разъединителя, фаза «В» ($\Delta T=48\text{ }^{\circ}\text{C}$)). На рис. 13 — нагрев болтового соединения гибкой связи шинного разъединителя 110 кВ в сторону масляного выключателя подстанции «Чапаевская» (фаза «С» ($\Delta T=116\text{ }^{\circ}\text{C}$)).

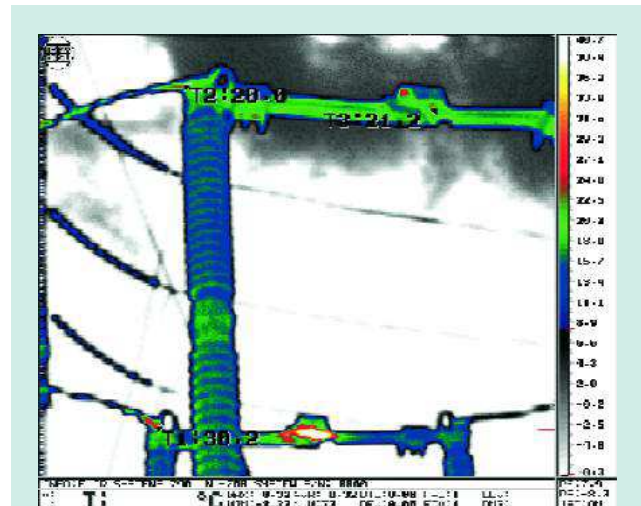


Рис. 12. ЛР-220 кВ линии «Просвет-2» подстанции «Томыловская». Нагрев болтового соединения аппаратного зажима разъединителя в сторону ЛЭП. Губки ножа разъединителя, фаза «В» ($\Delta T=48\text{ }^{\circ}\text{C}$)

Дефекты болтовых соединений разъединителей не единственные обнаруживаемые тепловизорами. Возможно также выявление локальных нагревов на стенках бака высоковольтного маслonaполненного ЭО, связанных с дефектами обмоток встроенных ТТ

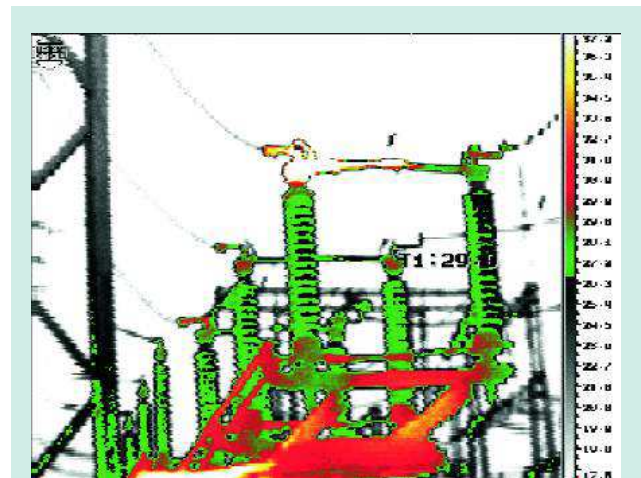


Рис. 13. ШР-1-110 кВ линии «Гражданская» подстанции «Чапаевская». Нагрев болтового соединения гибкой связи в сторону МВ, фаза «С» ($\Delta T=116\text{ }^{\circ}\text{C}$)

или плохими контактами внутри масляного выключателя, которые скрыты толщей масла и трудно поддаются интерпретации. На рис. 14 хорошо виден нагрев фазы «А» встроенного трансформатора тока 110 кВ ($\Delta T = 5,1 \text{ }^\circ\text{C}$) подстанция «ЗИМ 110/35/6 кВ». Предположительно возможны две причины: раскорачивание вторичных зажимов ТТ или витковое замыкание в обмотке ТТ. На рис. 15 изображен локальный нагрев на стенке бака масляного выключателя ВМ-35 кВ «Т1Т» типа МКП-35 подстанции «М. Ишуткино 35/10 кВ», фаза «А» ($\Delta T = 3,7 \text{ }^\circ\text{C}$), который может быть связан с плохим контакстом в гибкой связи к токоведущему стержню или в контактной группе (розетка дугогасящего устройства) [4-6].

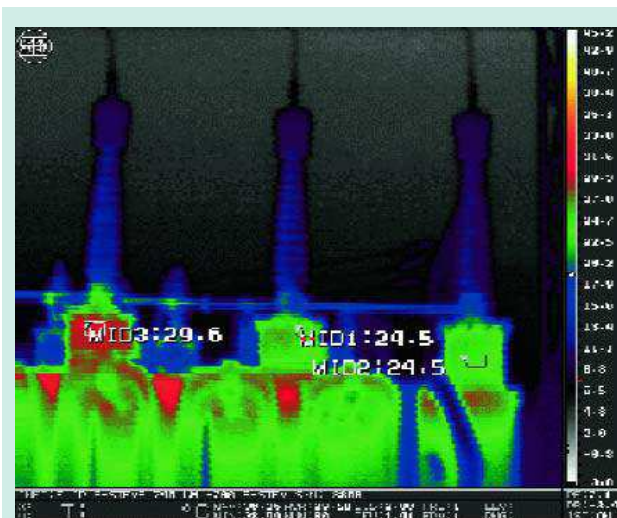


Рис. 14. Подстанция «ЗИМ 110/35/6 кВ», трансформатор С1Т. Нагрев фазы «А» встроенного трансформатора тока 110кВ ($\Delta T = 5,1 \text{ }^\circ\text{C}$)

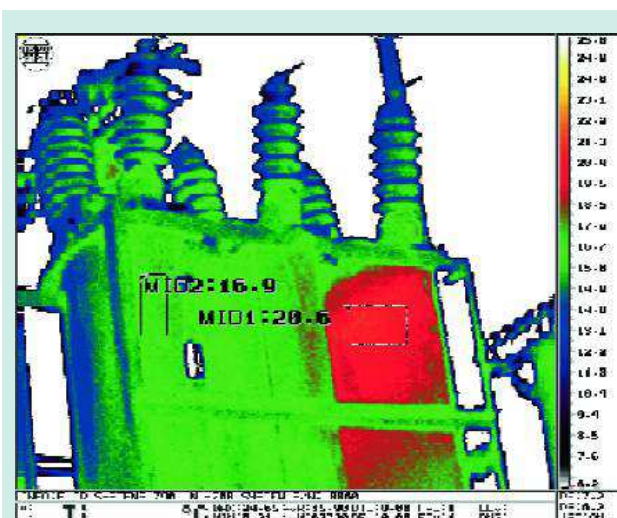


Рис. 15. Подстанция «М. Ишуткино 35/10 кВ» ВМ-35 кВ «Т1Т» типа МКП-35. Локальный нагрев на стенке бака масляного выключателя, фаза «А». ($\Delta T = 3,7 \text{ }^\circ\text{C}$).

ВЫВОДЫ

1. Тепловизионный контроль стал важным инструментом для обследования состояния различного электротехнического оборудования энергосистемы: трансформаторов тока и напряжения, разъединителей, вентильных разрядников, высоковольтных вводов, силовых трансформаторов, масляных выключателей, качества пайки обмоток статора турбогенераторов при ремонтных работах электродвигателей, дымовых труб и газоходов и др.

2. Проблема обеспечения используемыми технологиями качества пайки соединительных головок статорных обмоток ТГ при проведении ремонтных работ на сегодняшний день достаточно актуальна. Необходима проверка качества пайки с помощью последовательного тепловизионного контроля и измерения сопротивления постоянному току обмоток статора ТГ.

3. Построена зависимость максимального отклонения по сопротивлению постоянному току обмоток статора ΔR_{max} (между ветвями, в %) от величины избыточной температуры ΔT (в град. С), которая позволила сделать вывод о величине порогового значения $\Delta T = 4-5 \text{ }^\circ\text{C}$, при превышении которого возможны дефекты пайки соединительных головок стержней обмотки статора турбогенераторов (ТГ) в процессе эксплуатации. Однако эта зависимость носит приблизительный характер и нуждается в дальнейшем уточнении по мере накопления опыта тепловизионного контроля и статистических данных измерений. Пороговый критерий $\Delta T = 4-5 \text{ }^\circ\text{C}$ не является окончательным и будет уточняться.

4. Средства инфракрасной диагностики выявляют такие дефекты, как перегрев контактных соединений, локальные нагревы на стенке бака высоковольтного маслонаполненного ЭО, связанные с дефектами обмоток встроенных ТТ или плохими контактами внутри масляных выключателей, которые скрыты толщей масла и трудно поддаются интерпретации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Объем и нормы испытаний электрооборудования РД 34.45-51.300-97.
2. Поляков В.С. Применение тепловизионных приемников для выявления дефектов высоковольтного оборудования. — Л.: 1990.
3. Бажанов С.А. Инфракрасная диагностика электрооборудования распределительных устройств. ИТФ «Энергопрогресс», Приложение к журналу «Энергетик». — М.: 2000.
4. Григорьев А.В., Осотов В.Н. О совершенствовании и расширении методов контроля теплового состояния турбогенераторов. — Электрические станции, 1999, № 11
5. Хренников А.Ю., Еганов А.Ф., Смолин А.Ю., Щербаков В.В., Языков С.А. Тепловизионный контроль генераторов и импульсное дефектографирование силовых трансформаторов. — Электрические станции, № 8, 2001.
6. Хренников А.Ю., Петров А.С., Цыгикало Г.В., Щербаков В.В., Языков С.А. Системы мониторинга и опыт диагностики состояния электротехнического оборудования в ОАО «САМАРА-ЭНЕРГО». — ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность, 2004, № 2.