Александр Хренников

# Техническая диагностика и аварийность электрооборудования

Учебное пособие



16+

Александр Хренников

# Техническая диагностика и аварийность электрооборудования

«ЛитРес: Самиздат»

2021

**Хренников А. Ю.**

Техническая диагностика и аварийность электрооборудования / А. Ю. Хренников — «ЛитРес: Самиздат», 2021

Представлен анализ методов диагностики состояния электрооборудования для выявления дефектов и повреждений в процессе эксплуатации. Эффективность применения методов диагностики сопровождается примерами обнаружения дефектов и повреждений конкретного оборудования: силовых трансформаторов, реакторов, трансформаторов тока и напряжения, разъединителей, турбогенераторов, ОПН и т.д. Приведены примеры повреждений и расследования технологических нарушений. Рассмотрены вопросы электродинамических испытаний силовых трансформаторов на стойкость к токам КЗ, которые служат инструментом для повышения надежности их конструкции. Предназначено для руководителей и специалистов технических служб предприятий электрических и распределительных сетей, станций, подразделений технической инспекции (ТИ) и служб охраны труда и надежности филиалов МЭС ПАО «ФСК ЕЭС» и ПАО «Россети», слушателей курсов повышения квалификации, а также для аспирантов, магистрантов и студентов электроэнергетических специальностей.

© Хренников А. Ю., 2021
© ЛитРес: Самиздат, 2021

# Александр Хренников
# Техническая диагностика и аварийность электрооборудования

**Введение**

Оценка фактического состояния силовых трансформаторов по результатам диагностических измерений является на сегодняшний день сложной и актуальной задачей. Маслонаполненные трансформаторы с незначительными дефектами, в том числе с возникшими после КЗ остаточными деформациями в активной части, могут эксплуатироваться еще в течение многих лет, хотя в месте дефекта идут процессы увеличения нагрева, развития частичных разрядов (ЧР) в изоляции, и, как следствие, происходит постоянное ухудшение результатов диагностических измерений. В дальнейшие годы эксплуатации, особенно при повторных близких КЗ, вероятен аварийный выход трансформатора из строя с тяжелыми последствиями. Избежать этого поможет своевременная диагностика механического и электрического состояния активной части трансформаторов на предмет обнаружения деформаций их обмоток [1 – 11]. Маслонаполненное электрооборудование, например, силовые трансформаторы с дефектами в активной части могут нормально эксплуатироваться еще в течении многих лет, хотя в месте дефекта идут процессы развития нагрева, частичных разрядов (ЧР) в изоляции и, как следствие, ухудшение результатов диагностических измерений и анализов масла. В дальнейшие годы эксплуатации, а также в случае следующего серьезного короткого замыкания (КЗ), вероятен аварийный выход из строя трансформатора с тяжелыми последствиями. Избежать аварийный выход трансформатора из работы вследствие ухудшения его характеристик может помочь своевременная диагностика.

«Объем и нормы испытаний электрооборудования» (ОНИЭ) [1, 2] является основным нормативно-техническим документом по контролю и диагностике состояния электрооборудования, который, несмотря на некоторые недостатки, связанные с трудностью обнаружения ряда дефектов, позволяет получать достаточно близкую к объективной картину процессов, идущих внутри эксплуатируемого оборудования и приводящих в конечном итоге к возникновению дефектов и повреждений.

Возникает вопрос, что делать, когда: -характеристики электрооборудования подошли к предельно допустимым значениям;

–срок эксплуатации оборудования превышает или близок к нормативному сроку 25 лет;

–электроаппарат испытал воздействие предельных значений токов КЗ;

–электроаппарат испытал воздействие ненормированных перенапряжений.

В этом случае в настоящем учебно-методическом пособии рассматриваются примеры применения специальных методов диагностики, вошедших в Стандарт ПАО «Россети» 2017 г., пока в виде рекомендаций, но уже широко применяемых в течение десятилетий для обнаружения дефектов и повреждений, трудно диагностируемых традиционными методами как за рубежом, так и в нашей стране.

Такими специальными методами диагностики активной части силового трансформаторно-реакторного оборудования являются метод низковольтных импульсов (НВИ), частотного анализа FRA для контроля механического состояния обмоток после протекания сквозных токов КЗ, мониторинг уровня частичных разрядов (ЧР) в изоляции вводов и обмоток в совокупности с контролем изоляционных характеристик традиционными методами, входящими в ОНИЭ (R изол., tg δ, степень полимеризации бумажно-масляной изоляции и др.). Эти несколько методов диагностики позволяют охватить и состояние геометрии обмоток, и состо-

яние их изоляции, что в сумме дает достаточно объективную общую картину “самочувствия” активной части трансформатора [2, 5, 7-11, 12-20].

К остальными необходимым элементами системы, так называемой комплексной диагностики, можно отнести измерение уровня вибрации с целью оценки состояния запрессовки обмоток, состояния магнитопровода, системы охлаждения силовых трансформаторов, физико-химические анализы трансформаторного масла и другие методы. Достаточно информативными для оценки состояния электротехнического оборудования являются метод тепловизионного контроля с помощью средств инфракрасной диагностики и хроматографический анализ газов, растворенных в трансформаторном масле (ХАРГ), входящие в ОНИЭ .

В настоящем учебном пособии рассматривается применение тепловизионного контроля для выявления дефектных паек соединительных головок стержней обмотки статора турбогенераторов в процессе эксплуатации при проведении капитальных ремонтов. Кратко рассмотрены примеры повреждения измерительных трансформаторов тока и напряжения в случаях достижения tg δ изоляции предельно допустимых значений [5, 8-10].

Специальные электродинамические испытания силовых трансформаторов на стойкость обмоток при протекании сквозных токов КЗ служат инструментом для разработки путей повышения надежности их конструкции [8 -12]. Их суть заключается в проведении определенного количества зачетных опытов КЗ (как правило, 5–6) с условиями, максимально приближенными к тем, что могут произойти с трансформатором при возможных аварийных ситуациях в период его эксплуатации. При этом контролируется состояние важнейших конструктивных элементов трансформатора, включая обмотки. Окончательное заключение о результатах испытаний выдается уже после разборки трансформатора на заводе-изготовителе.

Проведение натурных испытаний на стойкость к токам КЗ позволяет выявить в головном образце трансформатора (реактора) слабые места в конструкции, а затем внести изменения в конструкцию его обмоток, исходя из результатов испытаний и разборки на заводе-изготовителе. Трансформатор нового типоисполнения может запускаться в серийное производство только с учетом этих изменений.

В пособии приведены расчеты величин токов КЗ и выполнено сравнение вариантов предполагаемого размещения нового сетевого стенда для электродинамических испытаний силовых трансформаторов на стойкость к токам КЗ, результаты которых показали, что на подстанциях 750 кВ «Белый Раст» и «Опытная» московского региона возможно создать необходимые значения токов КЗ для испытаний на стойкость к токам КЗ трансформаторов типа ТДЦ-250000/220, ТДЦ-80000/110 и ТЦ-666000/500 [21 – 29].

Вопрос строительства нового стенда для электродинамических испытаний на стойкость к токам КЗ, безусловно, относится к новым технологиям. Его создание позволит применить новые научные разработки в трансформаторостроении и повысить надежность работы трансформаторно-реакторного оборудования подстанций Единой электрической сети.

В настоящем пособии рассматриваются примеры применения специальных методов диагностики, не вошедших пока в ОНИЭ, для контроля механического и электрического состояния обмоток после протекания сквозных токов КЗ. Это метод низковольтных импульсов (НВИ), метод частотного анализа спектров обмоток для диагностики активной части силового трансформаторно-реакторного оборудования [3 – 14].

Основные МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ, рассмотренные в учебном пособии:

Инфракрасная диагностика;

Измерение tg δ изоляции ;

Мониторинг интенсивности частичных разрядов (ЧР) в изоляции;

Дефектографирование низковольтными импульсами (НВИ) геометрии обмоток;

Измерение сопротивления КЗ (Zk);

# Глава 1. Инфракрасная диагностика теплового состояния электрооборудования

## 1.1. Инфракрасная диагностика турбогенераторов тепловых электростанций (ТЭЦ)

Значительная часть электрического оборудования электростанций, 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 увеличиваются затраты на проведение комплексных обследований и диагностики. Оценка фактического состояния силового электрооборудования по результатам диагностических измерений – очень сложная и актуальная задача [1,2, 8-11].

Тепловизионный контроль является одним из основных направлений развития системы технической диагностики, которая обеспечивает возможность контроля теплового состояния оборудования и сооружений без вывода их из работы, выявления дефектов на ранней стадии развития, сокращение затрат на техническое обследование за счет прогнозирования сроков и объема ремонтных работ [1, 2, 5].

О тепловидении и его применении для контроля состояния электрооборудования известно несколько десятков лет. Тепловизионный контроль стали обычными и повседневными инструментами в руках специалистов, занимающихся диагностикой и ремонтом оборудования электростанций, распределительных сетей и подстанций [2, 3, 5].

Метод тепловизионного контроля с помощью средств инфракрасной диагностики и хроматографический анализ газов, растворенных в трансформаторном масле (ХАРГ), выполняемые в соответствии с [1, 2] позволяют выявить целый ряд различных дефектов высоковольтного электрооборудования (ЭО).

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. [5].

В учебном пособии рассмотрены примеры использования инфракрасной камеры Р-60 фирмы “Flir Systems” (Швеция), тепловизоров типа “INFRAMETRIKS -740” (США) и “Иртис” (Россия).

В [8, 12] затронуты вопросы применения тепловизионных приемников для выявления дефектных паек соединительных головок стержней обмотки статора турбогенераторов (ТГ) в процессе эксплуатации, 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 Т, выполненных на ТГ различных типов и мощностей необходимо выполнение требования по обеспечению одинаковой плотности тока в прогреваемой обмотке. В рассмотренных 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.

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

Тепловизионное обследование лобовых частей обмотки статора показало повышенный нагрев мест паек в семи точках с избыточной температурой Т в диапазоне от 4,1 до 6,6 град.С по сравнению с соседними “холодными” (реперными) точками. Из семи точек две точки приходятся на ветвь А2 фазы А, которая имеет повышенное омическое сопротивление Rmax= 6,8% (между ветвями) (рис. 1.1., 1.2).

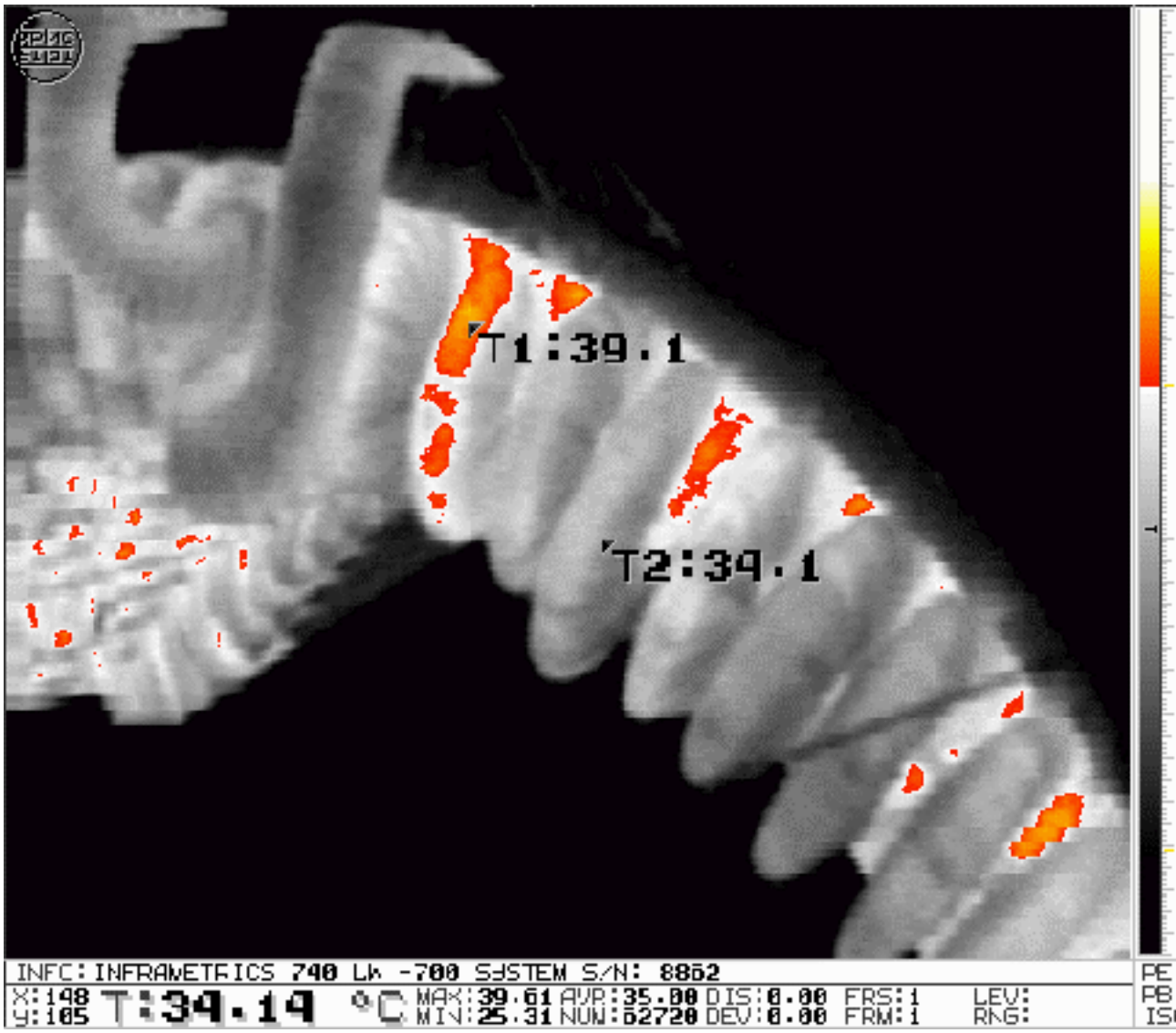


*Рис.1.1. Термограмма 17.03.2000 г. генератора 6 ГТ То ТЭЦ вид со стороны возбудителя в районе 1-го часа (до 1-й перепайки) Т= 5 град.С (Rmax=6,8% между ветвями А1 и А2 фазы А).*

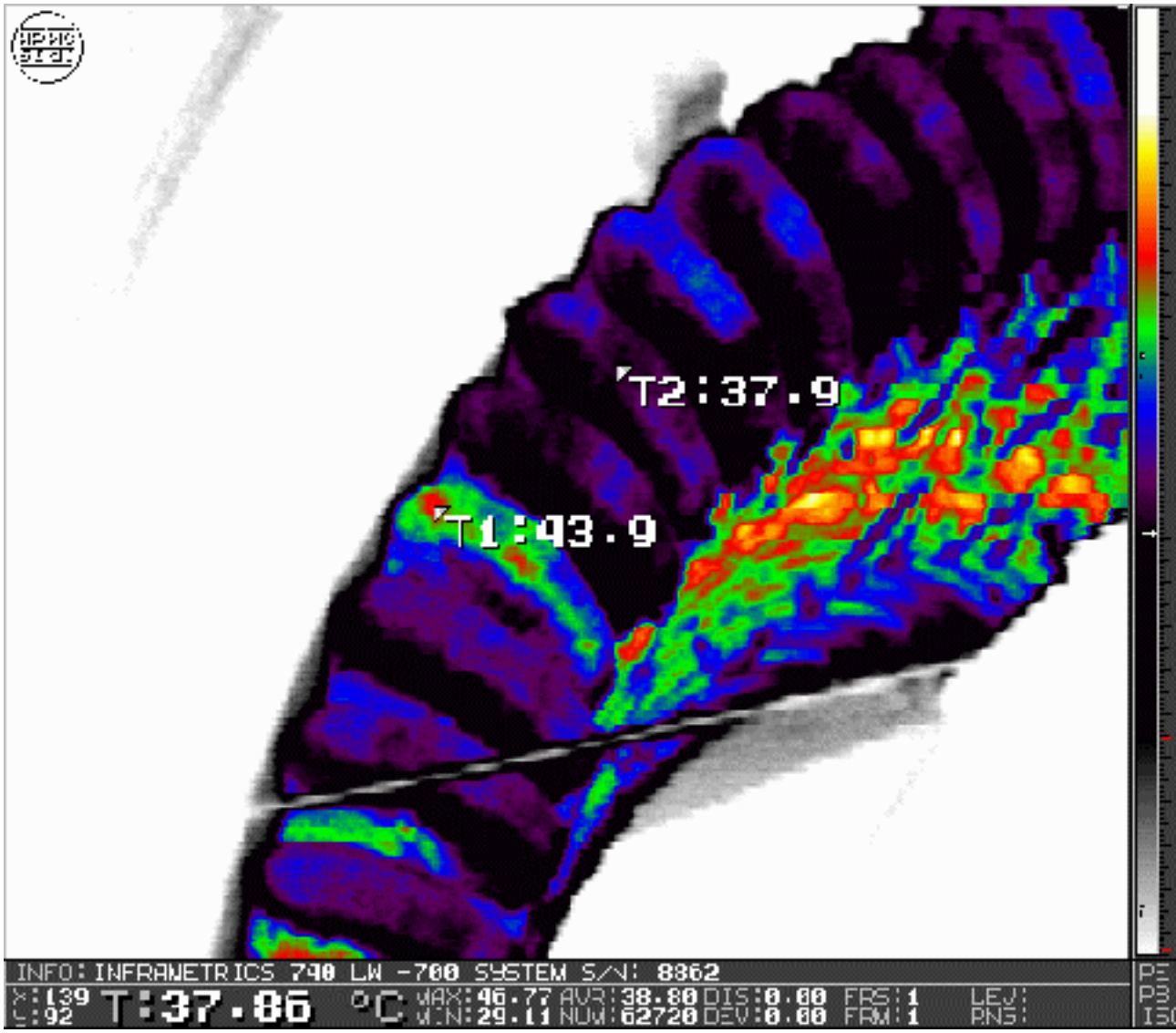



*Рис. 1.2. Термограмма генератора 6 ГТ То ТЭЦ вид со стороны турбины в районе 11-ти часов (до 1-й перепайки) Т= 6 град.С. (Rmax=6,8% между ветвями А1 и А2 фазы А).*

На основании этих результатов проведена перепайка стержней ветви А2 фазы А обмотки статора ТГ в точках, указанных на рис.1.1 и 1.2., Rmax между ветвями А1 и А2 фазы А составило 5,07%. После 1-й перепайки отмечено снижение омического сопротивления R на фазе А – на 1,8%. Rmax между ветвями А1 и А2 фазы А по-прежнему превышало допустимый ОНИЭ уровень в 5%.

Повторное тепловизионное обследование показало повышенный нагрев двух головок в ветви А2, имеющей максимальное отклонение Rmax. Избыточная температура Т в районе этих двух точек составила от 5 до 7,6 град.С (рис. 1.3, 1.4). То есть, было обнаружено, что тепловое состояние головки ветви А2 на рис. 1.3 (до 1-й пайки на рис.1.1), а соответственно и качество ее пайки ухудшилось.

Поэтому была проведена перепайка двух соединительных головок в ветви А2 фазы А (рис. 1.3, 1.4). Обнаружен дефект пайки головки ветви А2 (рис. 1.3). Далее Rmax между вет-

вями А1 и А2 уменьшилось и составило 4,4%, что соответствует допустимым нормам по ОНИЭ [1].

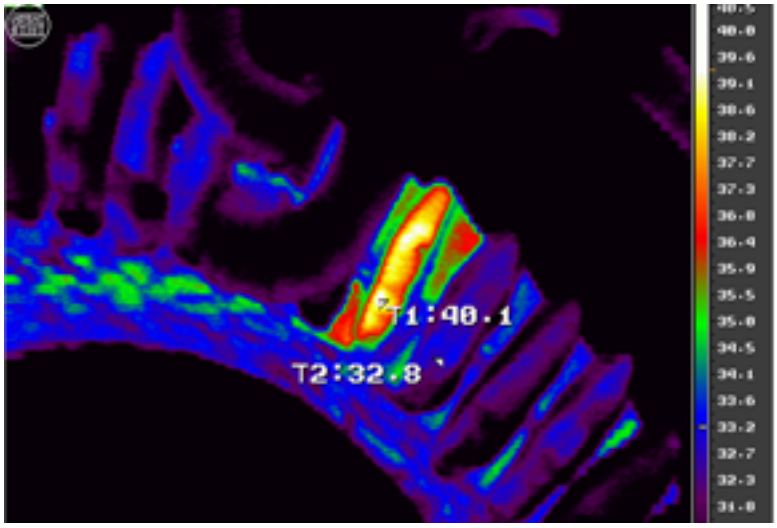



*Рис. 1.3. Термограмма 30.03.2000 г. генератора 6 ГТ То ТЭЦ вид со стороны возбудителя в районе 1-го часа (после 1-й перепайки) Т= 7,6 град.С (Rmax=5,07% между ветвями А1 и А2 фазы А).*

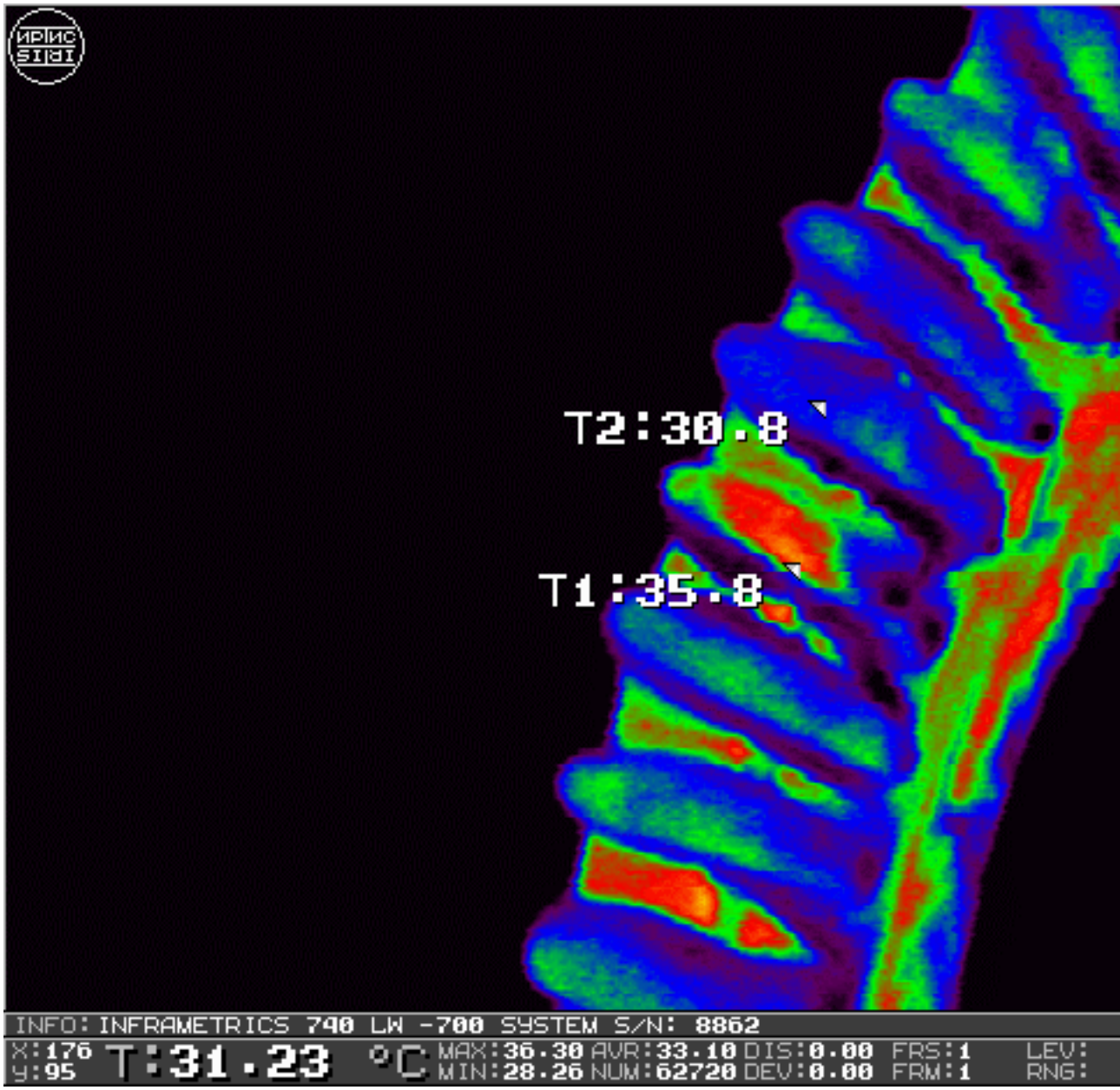
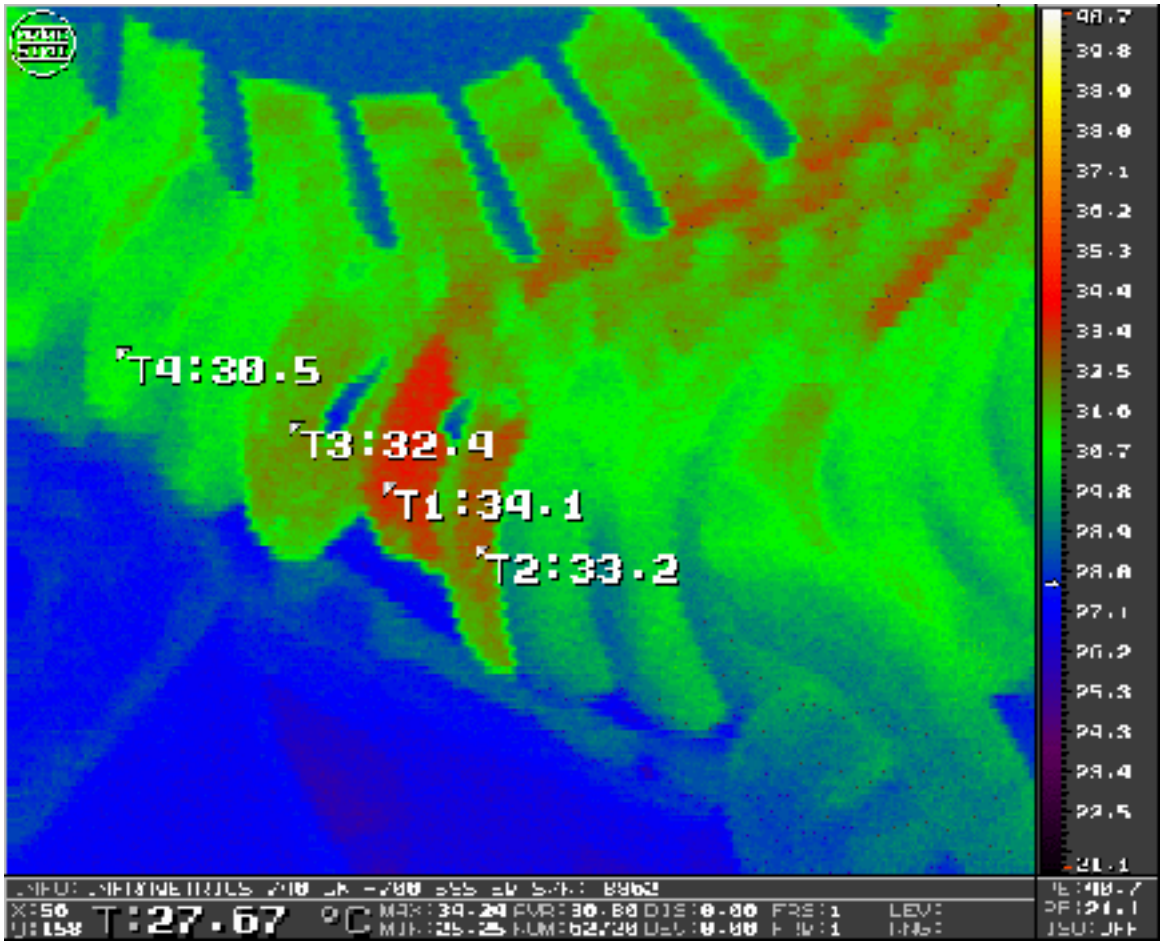



*Рис. 1.4. Термограмма 30.03.2000 г. генератора 6 ГТ То ТЭЦ вид со стороны турбины в районе 10-ти часов (после 1-й перепайки) Т= 5 град.С (Rmax=5,07% между ветвями А1 и А2 фазы А).*

Турбогенератор ТГ-4 ТЭЦ Волжского Автозавода типа ТВФ-120-2 (год выпуска 1970г.) 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 Rmax между ветвями составляет 3,49 % . Максимальное отклонение от заводских данных составляло 2,2 % на ветви С2.

После перепайки обмотки статора было проведено тепловизионное обследование состояния качества паек головок стержней обмотки статора. Результаты измерений указали на повышенный нагрев мест паек в районе на ветви С2 в точках с Т в диапазоне от 3,6 до 3,9 град.С. После перепайки максимальное отличие Rmax между ветвями составило 3,1 % , от заводских

данных – 1,8% на ветви С1, что соответствует допустимым нормам по ОНИЭ (рис. 1.5, 1.6) [1, 2].



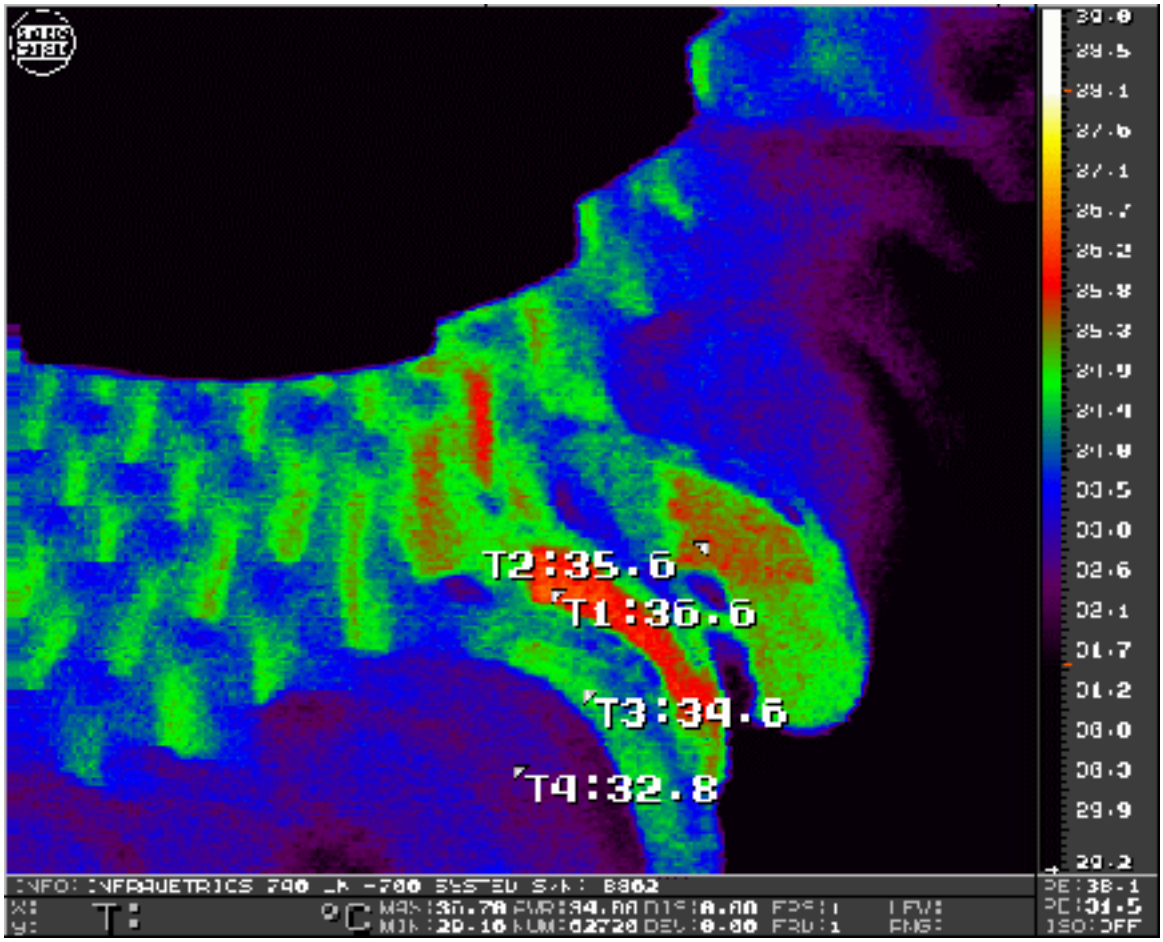



*Рис. 1.5, 1.6. Термограммы 3.03.2000 г. генератора ТГ-4 ТЭЦ ВАЗа лобовая часть со стороны возбудителя Т= 3,6-3,9 град.С (Rmax= 3,1% между ветвями).*

По результатам тепловизионного обследования ТГ-6 ТоТЭЦ, ТГ-4 ТЭЦ ВАЗ и ТГ2 Сызранской ТЭЦ была построена зависимость максимального отличия по сопротивлению постоянному току обмоток статора Rmax (между ветвями в %) от величины избыточной температуры Т . Выделена также пороговая граница в 5 % для отклонения Rmax по ОНИЭ. Рассмотрение этой зависимости Rmax от Т позволило сделать вывод о величине порогового значения Т = 4-5 град.С, при превышении которого возможно наличие дефекта в пайке соединительных головок стержней обмотки статора турбогенераторов (ТГ) в процессе эксплуатации. Пороговый критерий Т = 4-5 град.С не является окончательным и будет уточняться [5, 8, 12].

Турбогенератор ТГ2-25-2 Сызранской ТЭЦ (год выпуска 1956) обследовался во время капитального ремонта при помощи тепловизионного контроля при открытых лобовых частях обмотки статора с выведенным ротором и предварительным нагревом от резервного возбудителя постоянным током величиной порядка 600 Ампер. В ходе капитального ремонта проводилась полная перемотка обмотки статора турбогенератора, перепайка дефектных соединительных головок стержней проводилась с использованием циркониевого припоя марки ПМФОЦр 6-4-0,03.

При первичном тепловизионном обследовании на термограмме со стороны возбудителя обнаружено превышение температуры дефектных головок стержней (точки №1, №2, №3, №4, №5, №6, №7, №10) над температурой соседних “холодных” точек Т= от 3,1°С до 6,2°С при разнице величины омического сопротивления Rmax=15% между фазами, что значительно превышает норму, указанную в ОНИЭ [1, 2]. После серии последовательных перепаек дефект-

ных головок стержней обмотки статора турбогенератора разница величин омического сопротивления Rомич. между фазами снизилась вначале с Rmax=15% до 7,6%, а затем до 4,2% (рис. 1.7) [1, 2].

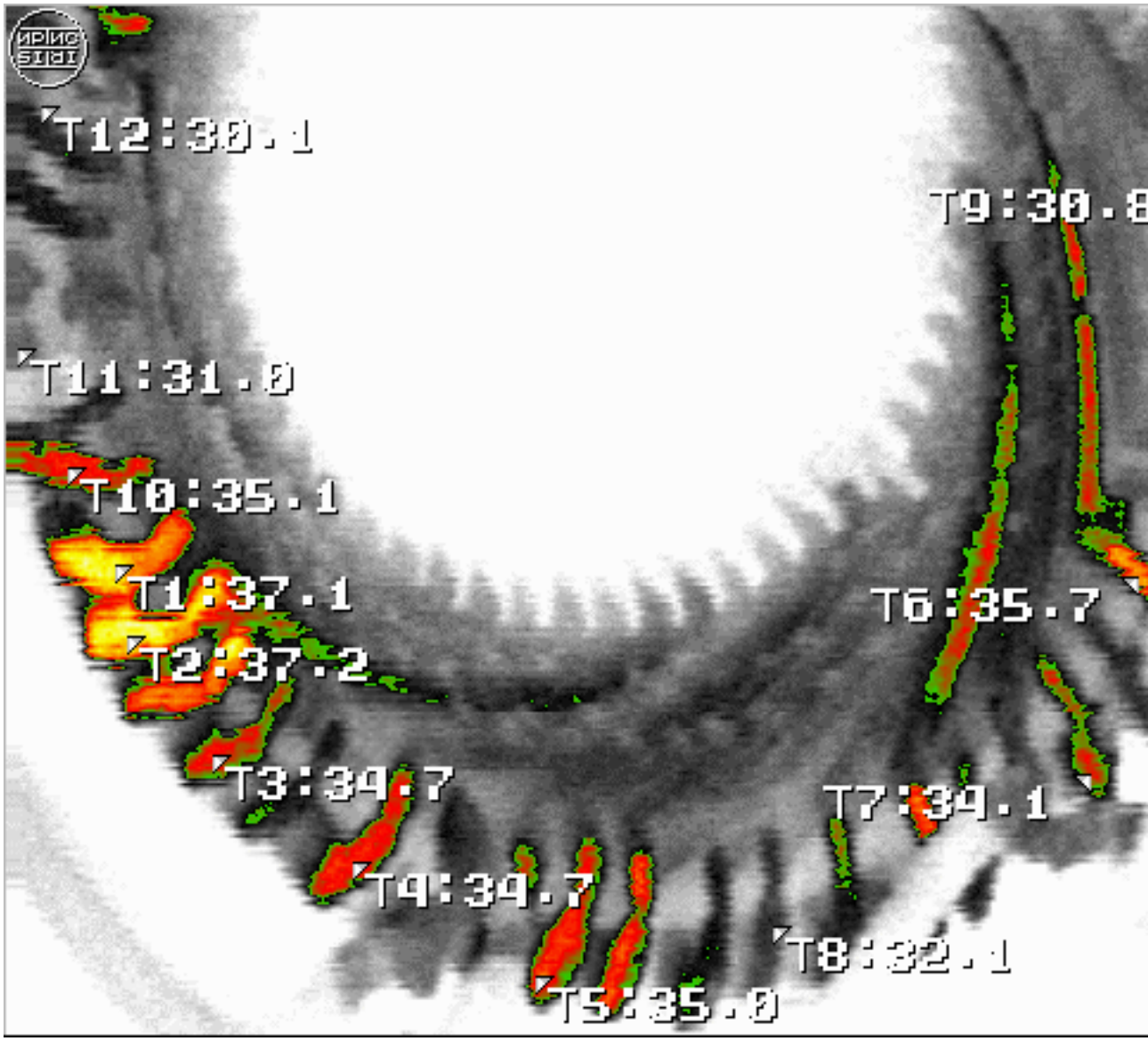



*Рис. 1.7. Термограмма турбогенератора типа ТГ2-25-2 Сызранской ТЭЦ, год выпуска 1956, вид со стороны возбудителя, дефектные пайки головок стержней- точки №1, №2, №3, №4, №5, №6, №7, №10 (Т от 3,1°С до 6,2°С, Rомич.= 15% ).*

Тепловизионное обследование после очередной перепайки показало, что на термограмме, вид со стороны возбудителя, количество дефектных паек головок стержней уменьшилось с 8 до 2-х – точки №1, №5 и Т составило от 3,3°С до 5,5°С при Rомич.= 3,2%. Это демонстрирует эффективность применения тепловизионного контроля для контроля качества пайки соединительных головок стержней статорных обмоток турбогенераторов в качества инструмента последовательной оценки качества паек [5-6, 8, 12, 20-22] (рис. 1.8).

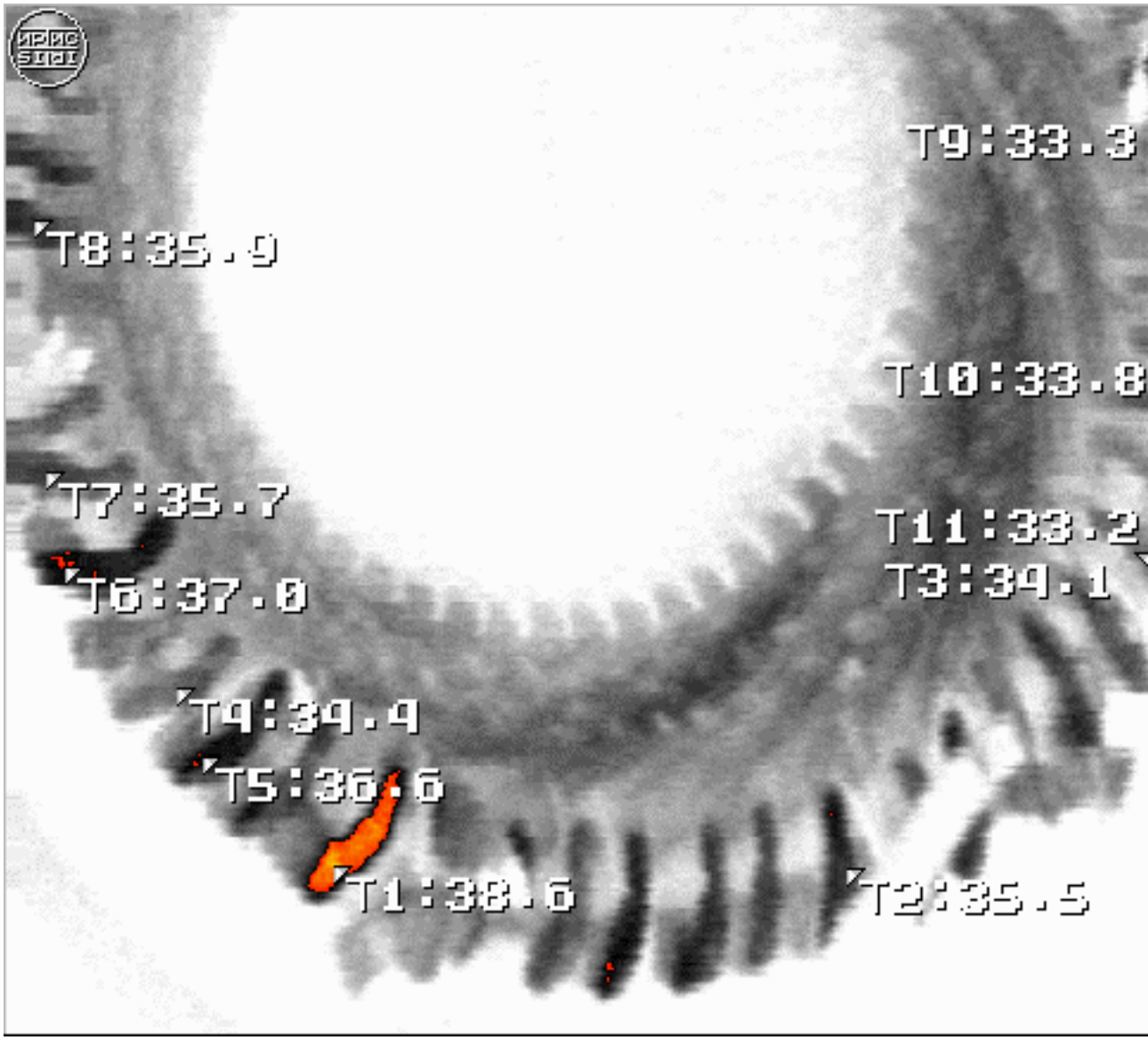



*Рис. 1.8. Термограмма 29.10.04г. турбогенератора типа ТГ2-25-2 Сызранской ТЭЦ, год выпуска 1956, вид со стороны возбудителя, дефектные пайки головок стержней- точки №1, №5 (Т от 3,3°С до 5,5°С, Комич.= 3,2% ).*

**1.2. Инфракрасная диагностика теплового состояния болтовых соединений и дефектов разъединителей**

Тепловидение позволяет выявлять аварийные дефекты ЭО подстанций с сильными нагревами и значительными перепадами температур по сравнению с температурой окружающей среды (максимальное в данном разделе Т=116°С). Кроме аварийных, в ходе тепловизионного обследования обнаруживаются нагревы болтовых соединений шинных и линейных разъединителей, которые могут устраняться по мере возможности отключений.

На рис 1.9 представлена термограмма опорного изолятора разъединителя 110 кВ подстанции «Новоспасская-1». Предположительная причина нагрева – увлажнение внутренней части стержневого изолятора из-за микропористости фарфора, увеличение тока утечки из-за повышенного загрязнения внешней поверхности (Т=1,4°С).

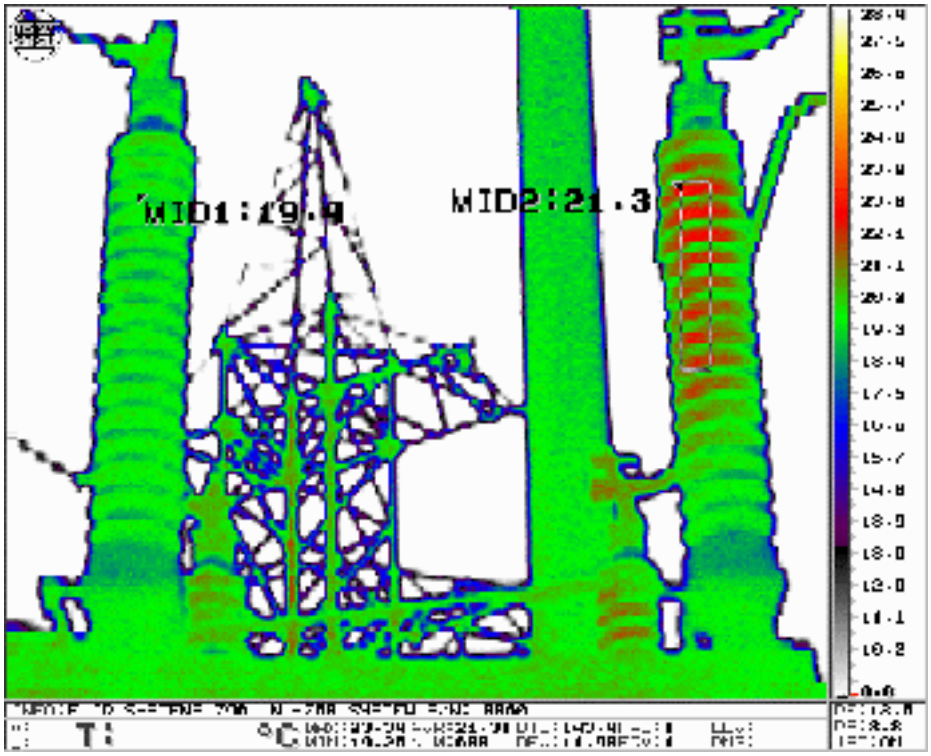



*Рис. 1.9. Опорный изолятор разъединителя ШР-110кВ подстанции Новоспасская-1» в сторону ЛР. Фаза «А». Предположительно увлажнение внутренней части стержневого изолятора из-за микропористости фарфора, увеличение тока утечки из-за повышенного загрязнения внешней поверхности (T=1,4°C).*

На рис. 1.10 – нагрев болтового соединения аппаратного зажима разъединителя 220 кВ в сторону линии «Просвет-2» подстанция «Томыловская» (губки ножа разъединителя, фаза «В» (T=48°C)).

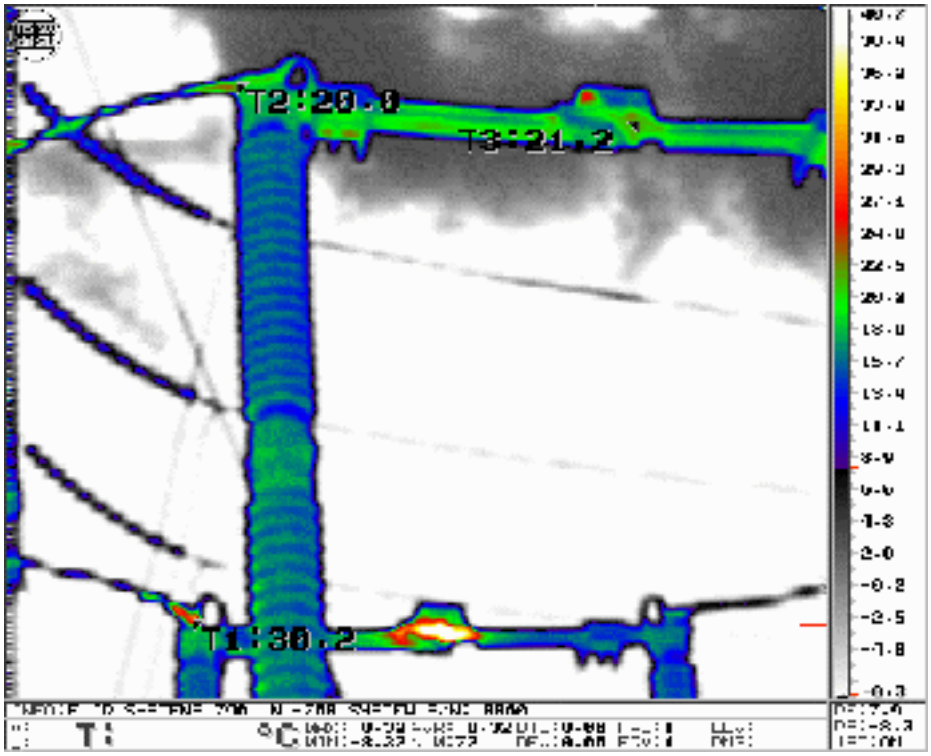


*Рис. 1.10. ЛР-220кВ линии «Просвет-2» подстанция «Томыловская». Нагрев болтового соединения аппаратного зажима разъединителя в сторону ЛЭП. Губки ножа разъединителя, фаза «В» (Т=48°С).*

На рис. 1.11 изображен нагрев болтового соединения гибкой связи шинного разъединителя 110 кВ в сторону масляного выключателя подстанции «Чапаевская» (фаза «С» (Т=116°С)), аварийный дефект, нуждающийся в немедленном устранении [5, 8,12].

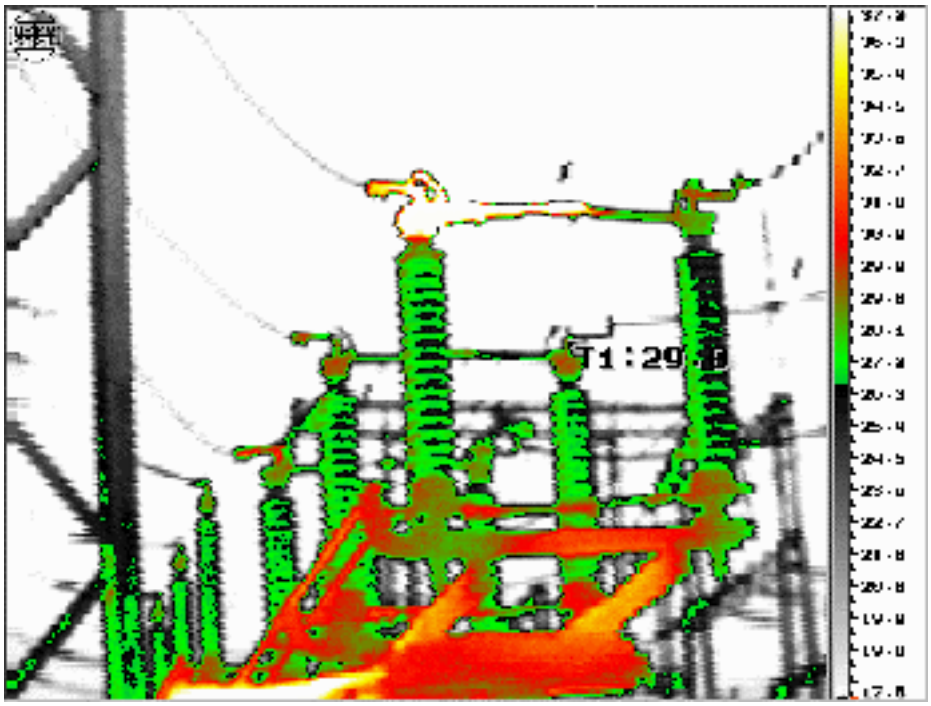


*Рис. 1.11. ШР-1-110кВ линии «Гражданская» подстанции «Чапаевская». Нагрев болтового соединения гибкой связи в сторону МВ, фаза «С» (Т=116°С).*

### 1.3. Инфракрасная диагностика ОПН

Тепловидение позволяет выявлять дефекты ОПН подстанций на самой ранней стадии развития, приблизительно за 8-12 месяцев до повреждения оборудования.

На рис. 1.12 представлена термограмма ОПН -330 кВ и на рис.1.13 – ОПН -110 кВ, оба установленные на ПС 330 кВ. В обоих случаях сопротивления изоляции ОПН составило менее 300 Ом. Причина – увлажнение и попадание влаги внутрь ОПН, что привело к перегреву по сравнению с соседними фазами (Т= 1,2°С и Т= 0,5°С соответственно) и, если бы не своевременно проведенное тепловизионное обследование, могло бы стать причиной взрыва ОПН.

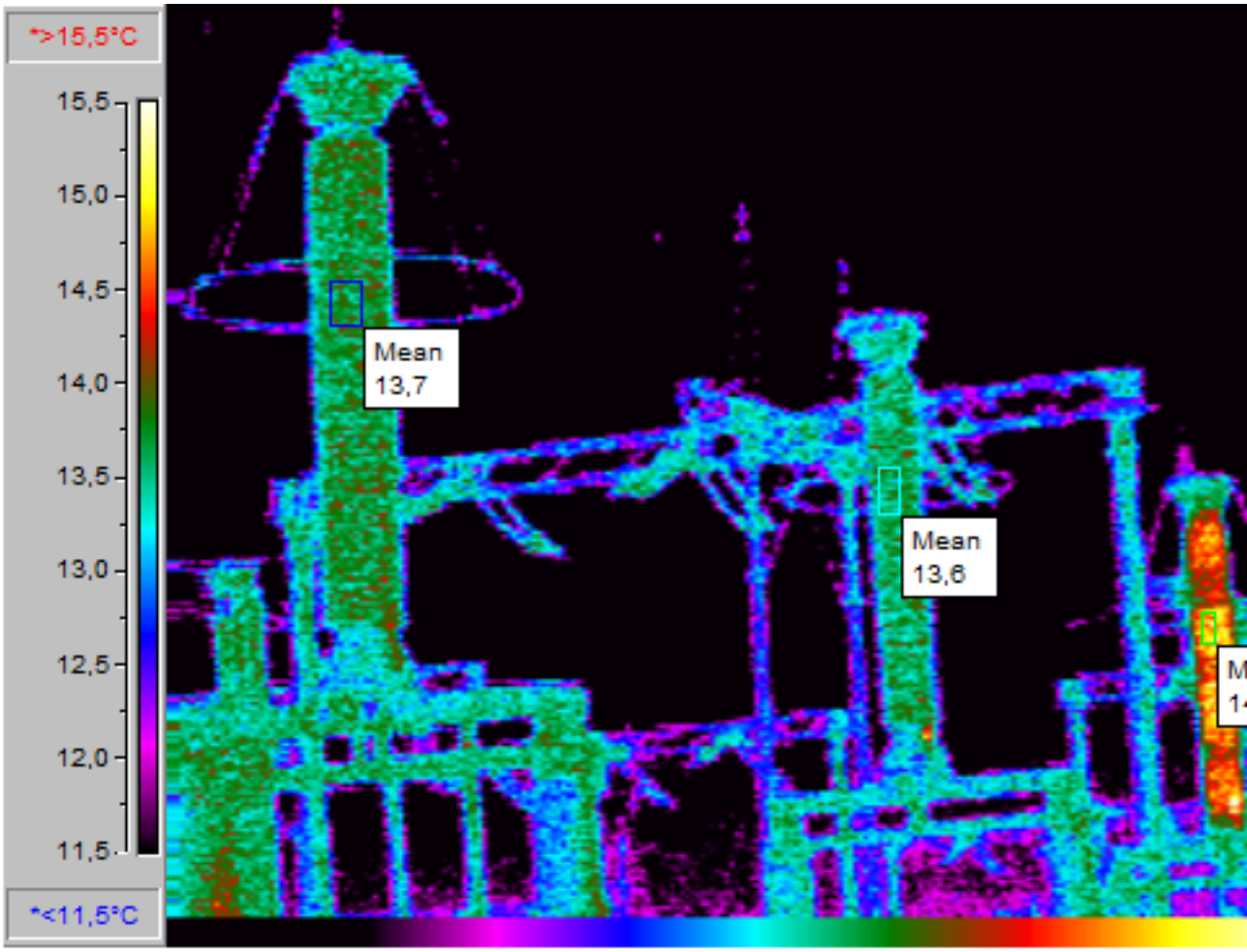



*Рис. 1.12. Уменьшение сопротивления изоляции ОПН-330 до 300 Ом, увлажнение и попадание влаги внутрь ОПН, перегрев T= 1,2°C.*

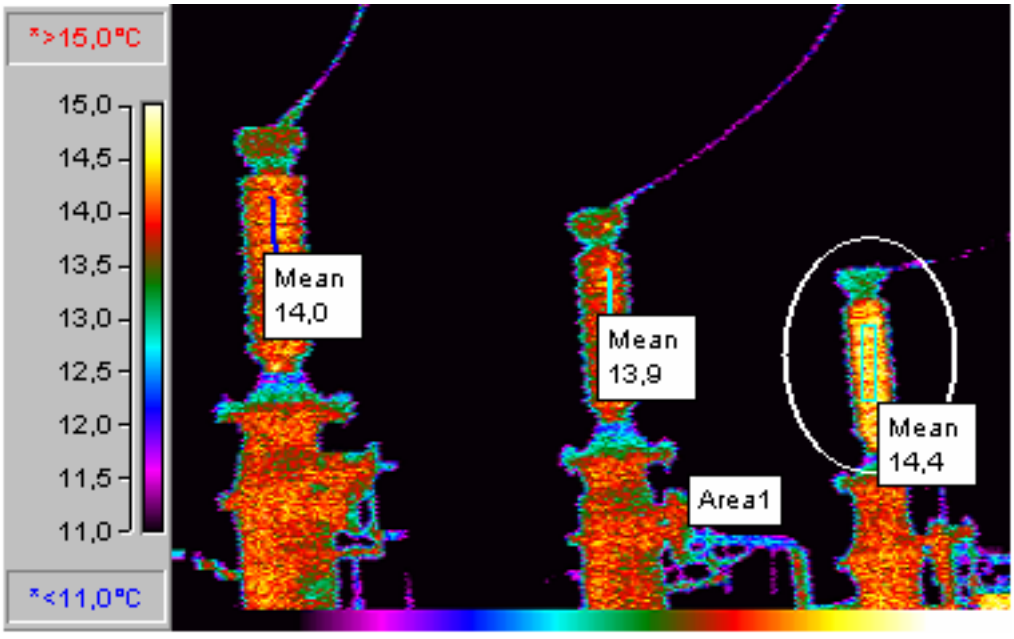



*Рис. 1.13. Уменьшение сопротивления изоляции ОПН-110 до 300 Ом, увлажнение и попадание влаги внутрь ОПН, перегрев T= 0,5°C.*

Таким образом, рассмотрены примеры обнаружения дефектов ОПН: уменьшение сопротивления изоляции ОПН-330, увлажнение и попадание влаги внутрь ОПН [5, 8, 10].

### 1.4. Инфракрасная диагностика теплового состояния высоковольтного маслонаполненного оборудования

Дефекты болтовых соединений разъединителей не единственные обнаруживаемые тепловизорами. Возможно также выявление локальных нагревов на стенках бака высоковольтного маслонаполненного ЭО, связанных с дефектами обмоток встроенных ТТ или плохими контактами внутри масляного выключателя, которые скрыты толщей масла и трудно поддаются интерпретации. На рис. 1.14 виден нагрев фазы «А» встроенного трансформатора тока 110кВ (Т=5,1°С) подстанция 110/35/6 кВ. Предположительно возможны две причины: раскорачивание вторичных зажимов ТТ или витковое замыкание в обмотке ТТ. [5, 8-12, 21, 22].

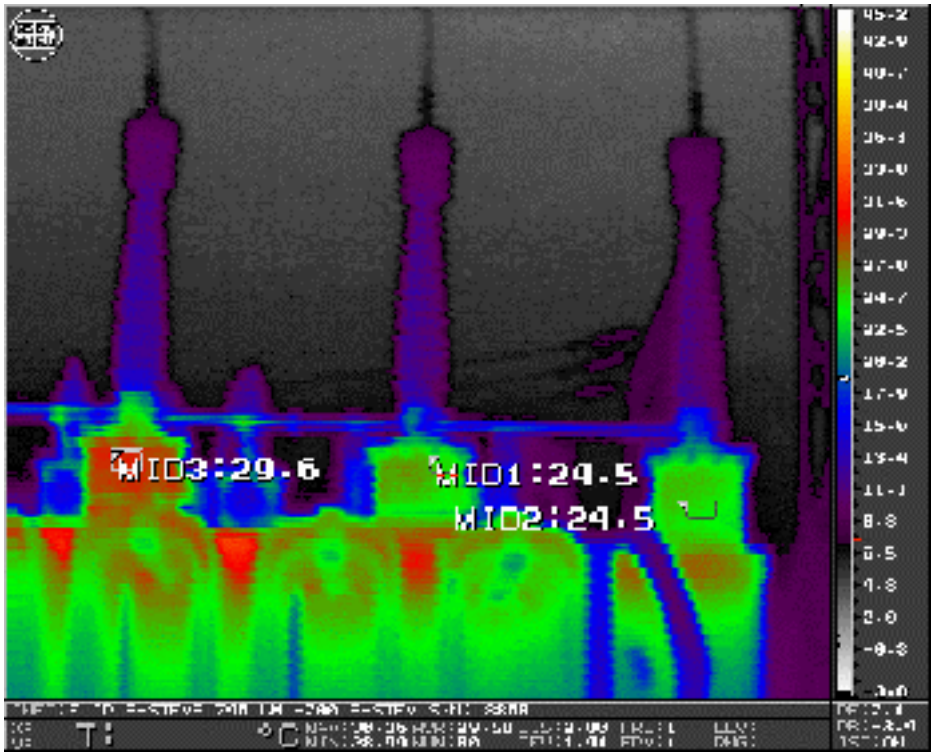



*Рис. 1.14. Подстанция 110/35/6 кВ, трансформатор С1Т. Нагрев фазы «А» встроенного трансформатора тока 110кВ (Т=5,1°С). Предположительно возможны две причины: 1) раскорачивание вторичных зажимов ТТ; 2) витковое замыкание в обмотке ТТ.*

На рис. 1.15 изображен локальный нагрев на стенке бака масляного выключателя ВМ-35кВ «Т1Т» типа МКП-35 подстанции 35/10 кВ, фаза «А» (Т= 3,7°С), который может быть связан с плохим контактом в гибкой связи к токоведущему стержню или в контактной группе (розетка дугогасящего устройства) [5, 8-12, 21, 22].

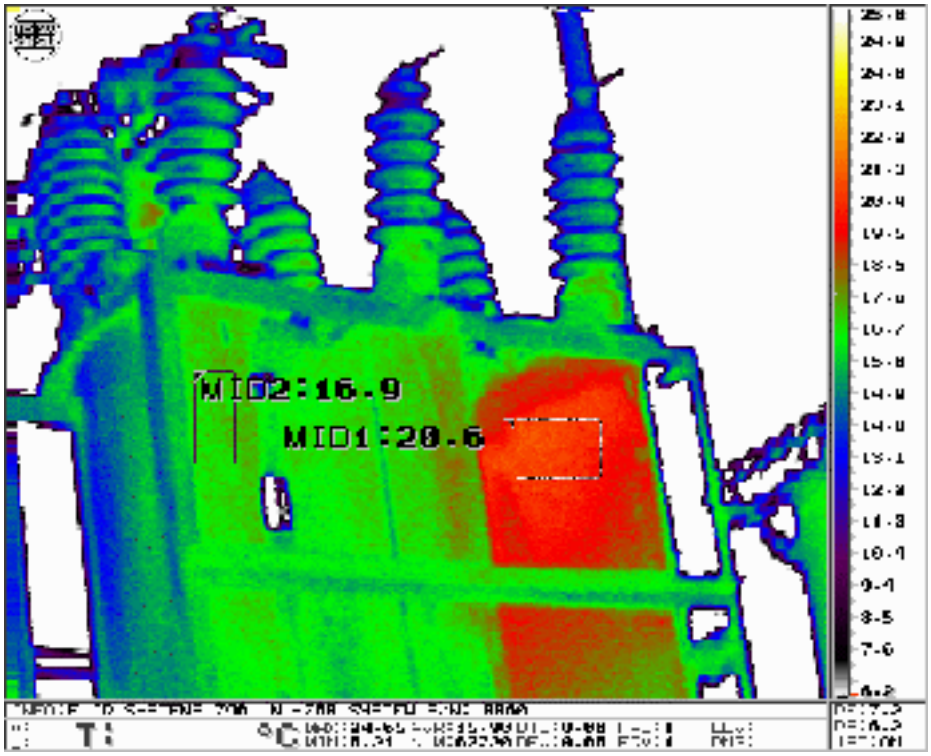



*Рис. 1.15. Подстанция 35/10кВ ВМ-35кВ «Т1Т» типа МКП-35. Локальный нагрев на стенке бака масляного выключателя, фаза «А». (*

*T*

*= 3,7°С). Предположительно возможны две причины: 1) плохой контакт в гибкой связи к токоведущему стержню; 2) плохой контакт в контактной группе (розетка дугогасящего устройства).*

На рис. 1.16 изображен силовой трансформатор типа ТДН-40000/110, 1968 года выпуска с дефектным вводом типа БМТ-110/600, 1976 года изготовления (фаза С). Имело место отсутствие масла в верхней части ввода, эта часть холоднее аналогичной части других вводов на термограмме (правый ввод на снимке). Ввод был заменен, после оценки количества оставшегося масла было обнаружено, что не хватило 12 литров. Причиной ухода масла явилось разрушение резиновых уплотнений в нижней части ввода [5, 7-14,22].

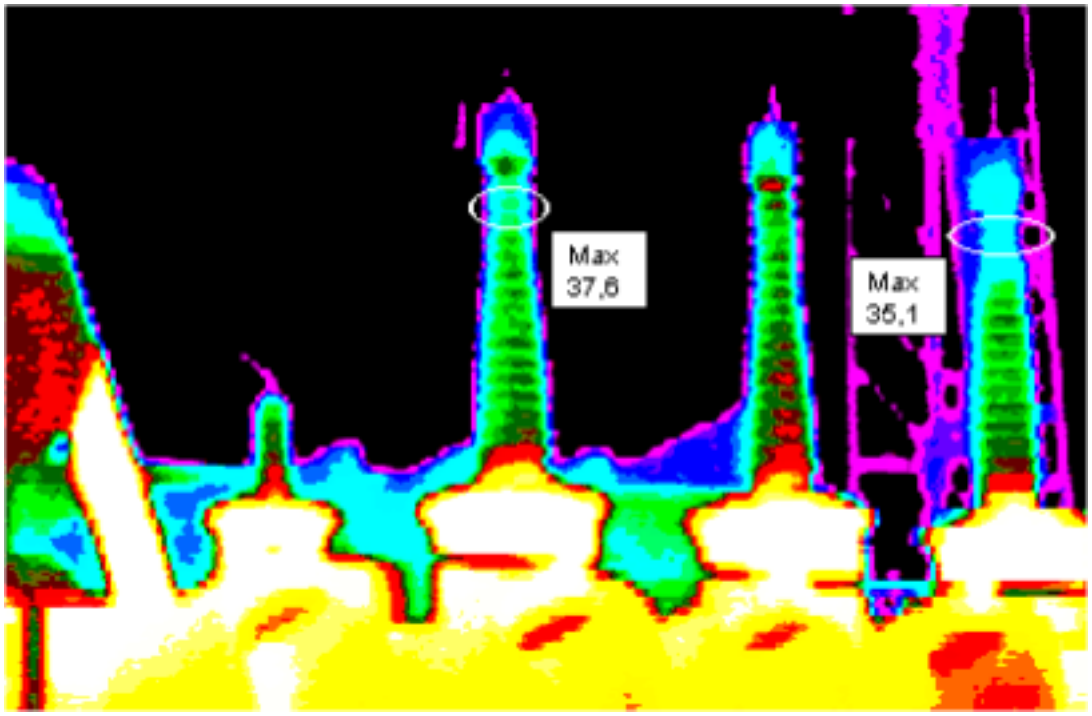



*Рис. 1.16. Трансформатор типа ТДН-40000/110 с дефектным вводом типа БМТ-110/600, отсутствие масла в верхней части ввода, эта часть намного холоднее аналогичной части других вводов на термограмме ( T =2,5С, правый ввод на снимке).*

## 1.5 Диагностика и повреждаемость измерительных трансформаторов тока, напряжения

*1.5.1. Инфракрасная диагностика измерительных трансформаторов тока.*

Тепловидение позволяет выявлять дефекты измерительных трансформаторов тока на подстанциях на самой ранней стадии развития, приблизительно за 8-12 месяцев до повреждения оборудования.

На рис. 1.17 представлен ТТ-330 с tgб =1,0% (норма по tgб для ТТ-330 – 1.0 %), ТТ по результатам тепловизионной диагностики демонтирован и заменен.

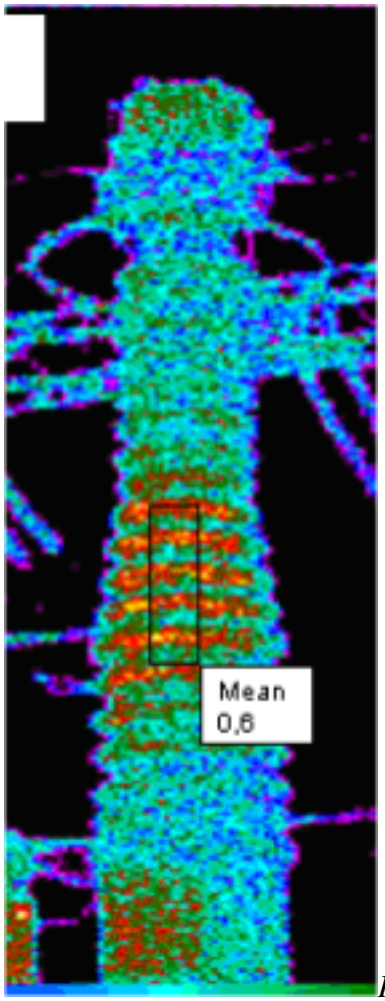



*Рис. 1.17. ТТ-330 с tgδ =1,0% (норма по tgδ для ТТ-330 – 1.0 %), ТТ-330 демонтирован и заменен.*

На рис. 1.18 и рис. 1.19 изображен ТТ 330 кВ в обычном видимом диапазоне и в инфракрасном. Нормы ХАРГ для ТТ-330 на тот момент отсутствовали, можно было опираться только на результаты накопленного опыта. Обычно эти данные сравнивали с ХАРГ трансформаторов с трех фаз присоединения, так как одновременно не бывает 3 плохих изделия. В данном случае при DT =1,0°С соответствовало tgδ расч. =1,4% (25.05.98), DT=2,2°С соответствовало tgδ расч. = 2,6% (от 02.06.98), измеренный при рабочем напряжении tgδ составил tgδ =1,2% (26.06.98). По совокупным результатам этих диагностических измерений ТТ 330 кВ демонтирован и заменен.

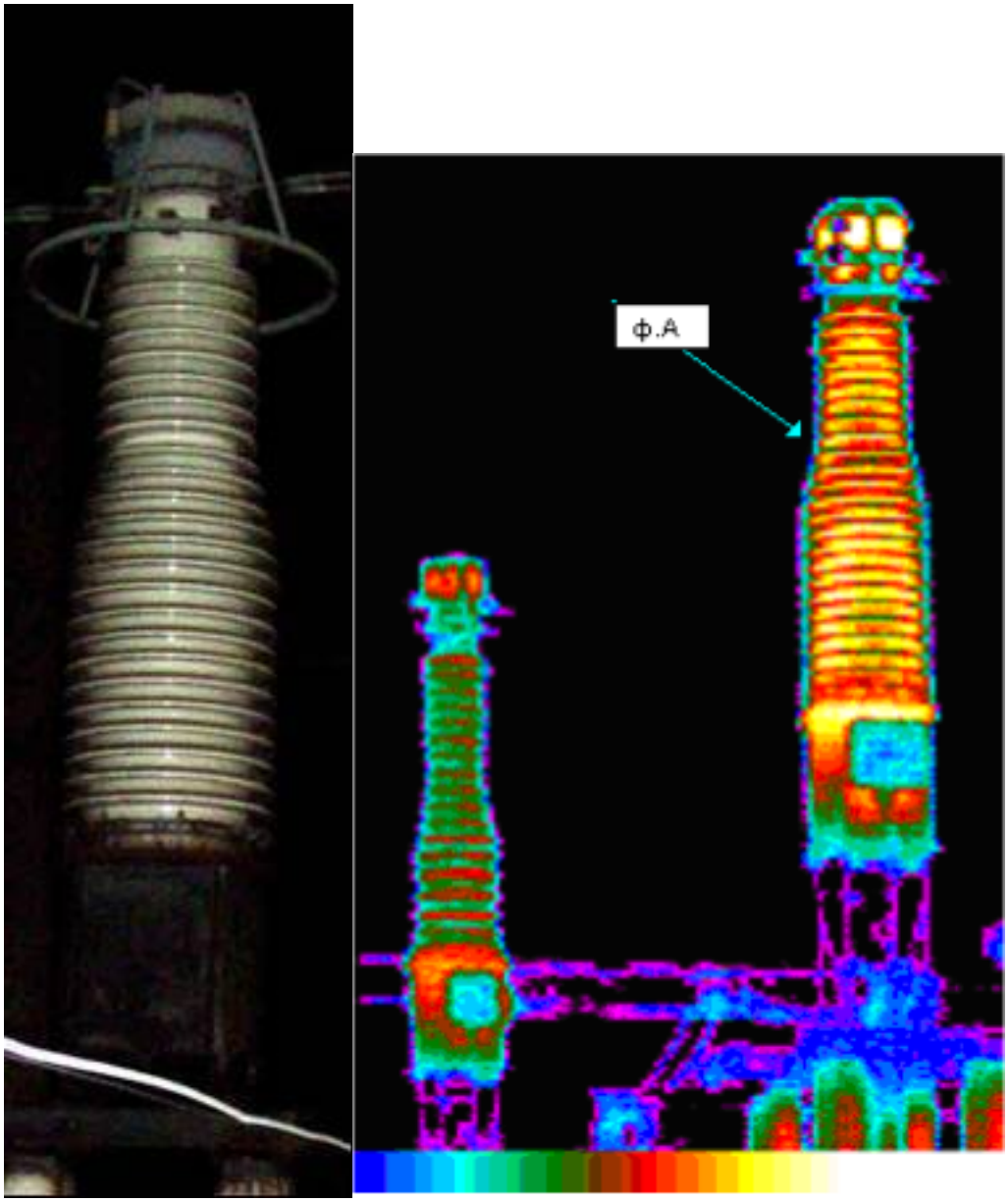



*Рис. 1.18.*

*Рис. 1.19.*

*Рис. 1.18, рис. 1.19 – ТТ-330 с DT=2,2°С с tgб расч. = 2,6%, по совокупным результатам диагностических измерений ТТ 330 кВ демонтирован и заменен – в обычном видимом диапазоне и в инфракрасном.*

Приведём пример того, к чему приводит игнорирование рекомендаций тепловизионного обследования. При обследовании на подстанции 110 кВ был обнаружен ТТ-110 с перегревом величиной Т =0,8С, несмотря на рекомендации обслуживающий персонал и руководство подстанции не приняли никаких мер по выявлению причин перегрева и через 6 месяцев с момента обнаружения дефекта ТТ-110 кВ произошел его взрыв (рис. 1.20) [4-15].



*Рис. 1.20. Поврежденный ТТ-110 кВ с обнаруженным за 6 месяцев до взрыва перегревом величиной T =0,8C .*

На термограмме рис. 1.21 представлен дефектный ТТ 110 кВ с избыточной температурой по сравнению с другими фазами Т =0,8С. Обнаружен дефект фазы С -разомкнута вторичная обмотка (через сопротивление ржавчины и окислов).

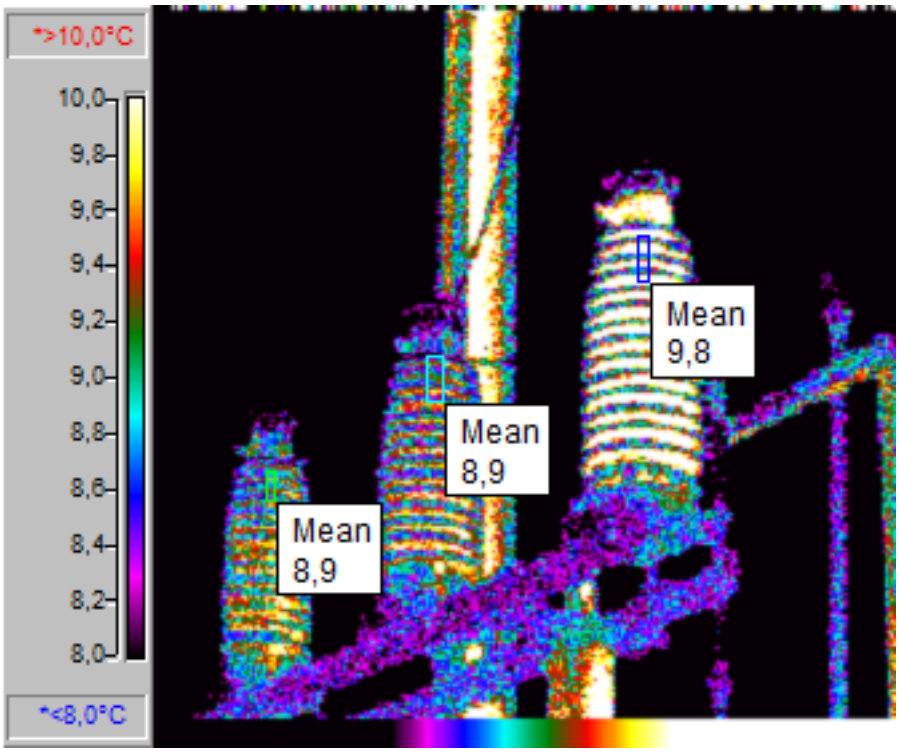


*Рис.1.21. Дефектный ТТ 110 кВ с избыточной температурой по сравнению с другими фазами Т =0,8С (дефект фазы С – разомкнута вторичная обмотка).*

Таким образом, рассмотрены примеры обнаружения дефектов ТТ 110 и 330 кВ, ТТ-330 кВ с предельным по норме tgδ =1,0%, расчетное значение tgδ расч. = 2,6% при DT=2,2°С и ухудшенными показателями по ХАРГ, ТТ-110 кВ с обнаруженным за 6 месяцев до взрыва перегревом величиной Т=0,8С, дефектный ТТ 110 кВ с разомкнутой вторичной обмоткой [5, 9, 10- 14].

*1.5.2. Повреждение трансформаторов тока типа ТФКН-330 кВ (ТФУМ)*

Измерительные трансформаторы тока 330 кВ типа ТФКН и ТФУМ с бумажно-масляной изоляцией конденсаторного типа U-образной конструкции.

В качестве примера рассмотрим фазу "А" ТТ-330 кВ, которая повредилась с возгоранием на подстанции 330 кВ. От действия ДЗТ отключился автотрансформатор и от действия ДЗШ отключилась 2СШ-330кВ (рис. 1.22).

Погашений потребителей не было, был вызван пожарный расчет, который был допущен для тушения пожара. Площадь возгорания составляла 100 кв.м. Использовалась 1 автоцистерна, 5 куб.м пены. Через 2 час.30 минут пожар был потушен. Износ поврежденного оборудования 100%, прямого ущерба нет.

Причиной возникновения нарушения на подстанции 330 кВ явился пробой изоляции первичной обмотки ТТ-330 кВ фазы "А" в области первой стяжки. Возникшая электрическая дуга привела к разрушению ТТ-330 кВ и возникновению КЗ. Разлетавшимися осколками фарфора покрышки ТТ и горящего масла произошло повреждение изоляции фазы "А" воздушного выключателя В-330 кВ.



*Рис. 1.22. Повреждение ТТ типа ТФКН-330 кВ подстанции 330 кВ из-за внутреннего замыкания вследствие старения и износа изоляции.*

ПРОИЗОШЛО:

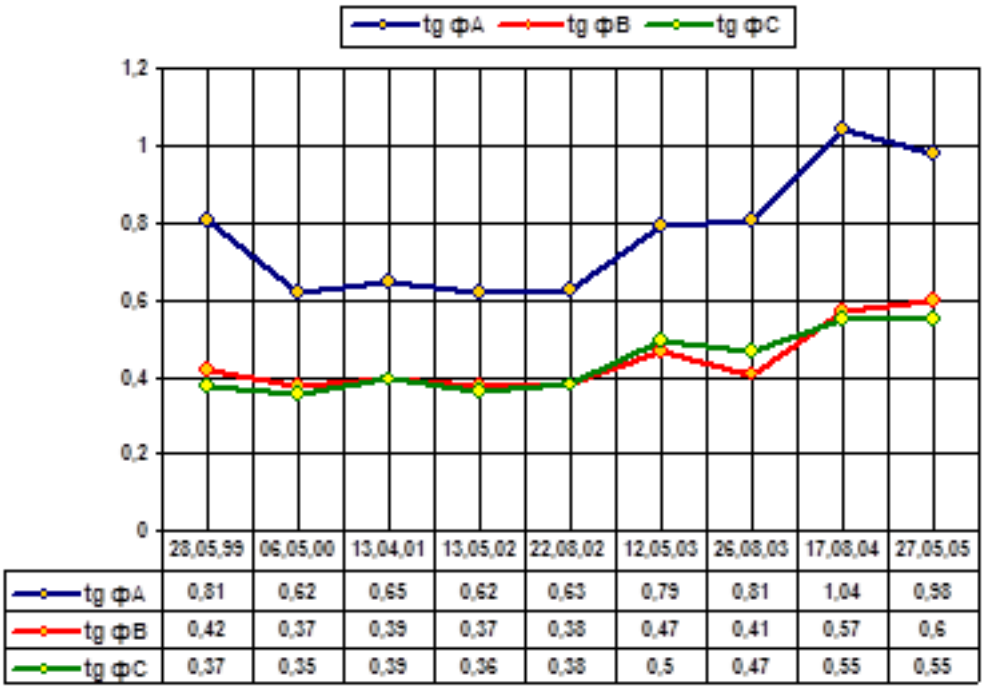
1.Разрушение трансформатора тока фазы "А" ТТ-330кВ типа ТФКН-330, 1976 год изготовления.

2.Повреждение фазы "А" воздушного выключателя В-330кВ типа ВВД-330Б 1976г изготовления.

3.Опорная изоляция Фазы "В" разъединителя 330кВ типа РНДЗ-330 1976 года изготовления.

Другое повреждение ТТ-330 кВ на подстанции 330 кВ типа ТФКН-330 (1977 г. выпуска) произошло из-за старения и износа изоляции. Второй вероятной причиной повреждения являются электродинамические воздействия на первичную обмотку U-образного типа ТТ-330 кВ из-за близких КЗ в период его эксплуатации и последующее нарушение целостности изоляции, приведшее к пробою первичной обмотки на вторичную.

График изменения значения tg d изоляции ТТ-330 кВ на подстанции 330 кВ региона Юга типа ТФКН-330 приведен на рис 1.23.




| | 28,05,99 | 06,05,00 | 13,04,01 | 13,05,02 | 22,08,02 | 12,05,03 | 26,08,03 | 17,08,04 | 27,05,05 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| tg ФA | 0,81 | 0,62 | 0,65 | 0,62 | 0,63 | 0,79 | 0,81 | 1,04 | 0,98 |
| tg ФB | 0,42 | 0,37 | 0,39 | 0,37 | 0,38 | 0,47 | 0,41 | 0,57 | 0,6 |
| tg ФC | 0,37 | 0,35 | 0,39 | 0,36 | 0,38 | 0,5 | 0,47 | 0,55 | 0,55 |

*Рис. 1.23. График изменения значения tg изоляции ТТ-330 кВ на подстанции 330 кВ типа ТФКН-330.*

Как видно из графика, значение tg на фазе «А» даже превысило соответствующие величины tg на на фазе «В» (поврежденная) и на фазе «С» (неповрежденная). Видимо, значение tg на поврежденной фазе «В» возрастало в период высоких летних температур более быстрыми темпами чем на соседних фазах с момента последних измерений 27.05.2005 и до момента повреждения 25.07.2005.

Основными причинами повреждения трансформаторов тока данного типа является длительное воздействие высокой температуры на состаренную изоляцию, что может быть обнаружено при измерении tg изоляции под рабочим напряжением, при физико-химическом анализе масла – ухудшение tg масла, появление повышенных концентраций газов при проведении ХАРГ [4, 9, 12-14].

Данные два случая повреждения трансформаторов тока типа ТФКН-330 кВ (ТФУМ) позволяют выработать следующие диагностические мероприятия:

– проведение тепловизионного контроля;

– измерении tg изоляции ТТ под рабочим напряжением;

– физико-химический анализ масла;

– хроматографический анализ масла (ХАРГ);

ТТ проработавшие больше нормативного срока эксплуатации требуется ставить на учащенный контроль с использованием вышеперечисленных четырех методов диагностики.

На примере данного случая актуальным представляется установка датчиков локации электрических разрядов [12- 18].

*1.5.3. Повреждение трансформаторов тока типа ТФРМ-330 (ТРН-330 кВ)* .

Измерительные трансформаторы тока 330 кВ типа ТФРМ-330 (ТРН-330 кВ) рымовидной конструкции с бумажно-масляной изоляцией конденсаторного типа герметичного исполнения.

На подстанции 330 кВ в аномально холодный зимний период 2006-2007 гг. произошло повреждение фазы «С» ТТ типа ТФРМ-330Б (ТРН-330), находящегося в эксплуатации с 1989 года. Причиной возникновения повреждения стало снижение уровня масла в связи с воздействием низких температур окружающего воздуха. В нижнем баке маслорасширителя произошло снижение уровня масла, при котором оголилась верхняя часть остова ТТ с потенциальной обкладкой и появились воздушные включения. Снижение в этой части электрической прочности бумажно-масляной изоляции конденсаторного типа повлекло к последовательному перекрытию (пробою) 10 изоляционных промежутков от потенциальной обкладки до "0" заземленной обкладки. Развитие процесса произошло быстротечно, с возникновением дуги, накоплением газа, взрывом с разрушением фарфоровой покрышки и выбросом масла, разрыву маслорасширителя в двух местах по сварному шву, трещина на маслоуказателе в верхнем баке маслорасширителя (рис. 1.24).

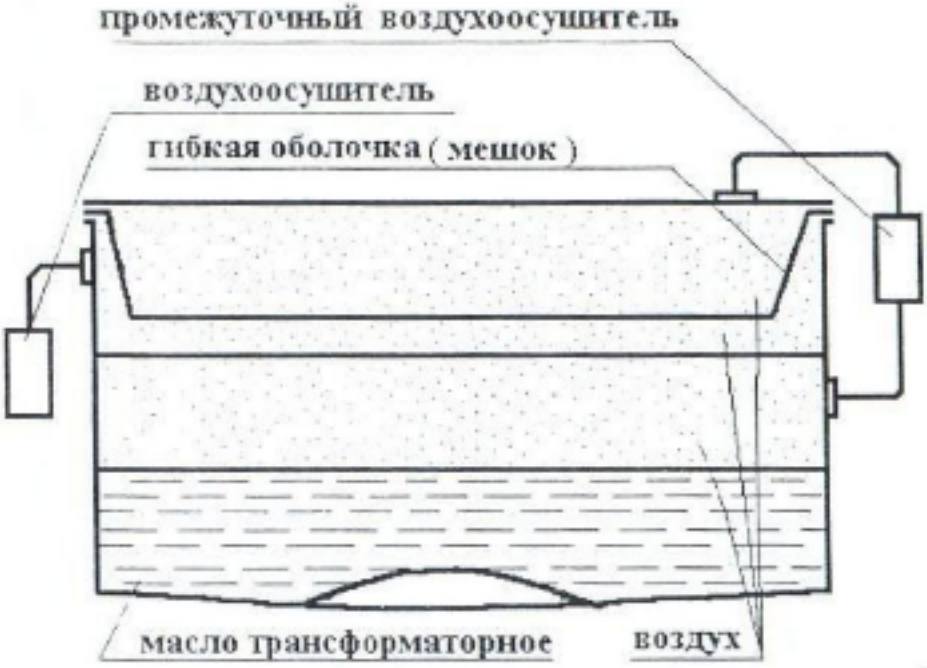


а) б)

*Рис. 1.24. Повреждение фазы «С» ТТ-330 кВ типа ТФРМ на подстанции 330 кВ.*

Недостатком конструкции трансформатора тока тип ТФРМ-330-У1 выпуска 1988 года является отсутствие маслоуказательного стекла на нижнем баке маслорасширителя, что учтено в более поздних выпусках данного типа трансформаторов тока (рис. 1.25).

Конст


промежуточный воздухоосушитель
воздухоосушитель
гибкая оболочка ( мешок )
масло трансформаторное
воздух

а)


воздухоосушитель
гибкая оболочка
масло трансформаторное
воздух

б)

*Рис. 1.25. Различные конструкции нижнего бака маслорасширителя ТТ-330 кВ типа ТФРМ: а) Тип 1 – "мешок" из фторолоновой лакоткани в металлическом баке; б) Тип 2 – "мембрана" (диафрагма) из фторолоновой лакоткани или литой резины на масле; в), г) Тип 3 – резиновая диафрагма между металлическими баками, масло под и над диафрагмой сообщается через патрубки или отверстия (данный тип используется в этом случае).*

Следует отметить, что в период эксплуатации в АО-энерго не проводилось измерение сопротивления изоляции первичных и вторичных обмоток ТТ, химические анализы масла выполнялись в неполном объеме, не контролировалось влагосодержание и тангенс диэлектрических потерь масла, тангенс угла диэлектрических потерь изоляции (tg ) и емкость (С) ТТ также не измерялись.

Следующее технологическое нарушение – это повреждение ТТ 330 кВ типа ТФРМ-330-У1 (ТРН-330) фазы "С" на ПС 750 кВ, которое произошло в летний период 2006 года с разрушением фазы "С" ТТ-330 кВ и с возгоранием и фазы "С" выключателя. При этом отключились 2 воздушных линии. Через 1,5 секунды продуктами возгорания фазы "С" ТТ выключателя перекрыло фазу "А" ошиновки воздушной линии, находящейся в непосредственной близости. При этом от действия дифференциальной защиты отключилась фаза "А" с неуспешным ОАПВ и затем фазы "В" и "С" с запретом ТАПВ. Погашений электроснабжения потребителей не было (рис.1.26, 1.27).



*а) б)*

*Рис.1.26. Повреждение и пожар на ТТ 330 кВ типа ТФРМ-330 (ТРН-330) фазы "С" на ПС 750 кВ.*



*а) б)*

*Рис. 1.27. Повреждение воздушного выключателя (а) и разъединителя (б) вблизи ТТ 330 кВ типа ТФРМ-330 (ТРН-330).*

В результате произошло:

1.Разрушение фазы "С" ТТ-330 кВ, на фазе "В" на фарфоровой покрышке имеются сколы. ТТ-330 кВ 1976 года изготовления и ввода в эксплуатацию.

2.Повреждение фазы "С" воздушного выключателя типа ВВД-330Б, изготовленного и введенного в эксплуатацию в 1976 г.

3.Повреждение опорной изоляции двух соседних разъединителей 1976 г. изготовления и ввода в эксплуатацию.

Причиной возникновения нарушения на ПС 750 кВ явились развитие локальных очагов развивающегося теплового пробоя основной изоляции ТТ-330 кВ при высоких температурах окружающего воздуха и, соответственно, высокой температуры изоляции ТТ, а также большие перепады температур днем и ночью. Как следствие, более высокое поверхностное увлажнение твердой изоляции в утренние часы привело к электрическому пробою основной изоляции ТТ с корпуса расширителя (потенциал ВН) на заземленные элементы конструкции в зоне "тройника". В результате действия дугового разряда произошло разрушение ТТ.

Причиной разрушения фазы "С" воздушного выключателя явилось динамическое действие спуска ошиновки при падении трансформатора тока, что привело к падению фазы "С" выключателя на землю.

Для трансформаторов тока типа ТФРМ-330-У1 (ТРН-330) можно рекомендовать следующие диагностические измерения:

проведение тепловизионного контроля;

измерении tg изоляции ТТ под рабочим напряжением;

физико-химический анализ масла;

хроматографический анализ масла (ХАРГ);

– мониторинг интенсивности частичных разрядов в изоляции [5- 22].

*1.5.4. Повреждение трансформатора напряжения типа НКФ-110 кВ..*

Трансформатор напряжения типа НКФ-110 кВ электромагнитного типа, блок 110 кВ является главным элементом для всех каскадов ТН классов напряжения 220 кВ и выше.

На подстанции северо-западного региона произошло разрушение ТН типа НКФ-110 при подаче на него рабочего напряжения после нахождения под воздействием процесса феррорезонанса при неполнофазном режиме питания (рис. 1.28).



а) б)

*Рис. 1.28. Разрушение ТН типа НКФ-110 при подаче на него рабочего напряжения после нахождения под воздействием процесса феррорезонанса: а) обмотки ТН, б) следы пожара после замены ТН на новые.*

Причины возникновения и развития технологического нарушения

1.Причиной возникновения нарушения явилось разрушение трансформатора напряжения ТН-110 кВ при подаче на него рабочего напряжения после нахождения его под воздей-

ствием процесса феррорезонанса при неполнофазном режиме питания 1 СШ-110 кВ со стороны линии 110 кВ после отключения масляного выключателя МШВ-110 кВ.

2. Из-за возникших значительных перенапряжений в момент короткого замыкания на шинах 110 кВ при разрушении ТН-110 кВ произошло разрушение фазы «В» ограничителя перенапряжений ОПН-110 кВ 1 СШ-110 кВ.

3. Причиной излишнего отключения трансформаторной группы ГТ-4 от действия защиты нулевой последовательности явилось непереключение реле положения разъединителя (РПР) из-за механического дефекта в блок-контактах привода шинного разъединителя 2ШР ГТ-4. В результате чего цепи напряжения ГТ-4 питались от резервного источника ТН-110 кВ 1СШ, который находился в неполнофазном режиме.

4. Повреждение секционного разъединителя СF-110 кВ (излом опорной изоляции одной колонки из-за дефекта фарфора в армировочном шве) не позволило обеспечить оперативное восстановление электроснабжения потребителей от 2-й секции 2СШ-110 кВ.

Описание повреждений оборудования

Разрушены все три фазы ТН-110 кВ типа НКФ-110 1СШ-110 кВ, поврежден разъединитель 110 кВ ТН-110, повреждены опорные изоляторы 1 СШ-110 кВ (25 штук), поврежден ОПН-110 кВ фаза "В" 1 СШ-110 кВ, произошёл излом опорного изолятора СР-110кВ 2СШ-110кВ по армировочному шву, повреждены проходные вводы типа ГТПА-2-90-110/2000 (3 штуки).

Основные мероприятия по предотвращению подобных нарушений:

– замена отработавших установленный НТД ресурс трансформаторов напряжения на феррорезонансностойкие типа НАМИ или других типов;

– проанализировать схемы подстанций с целью выявления возможных феррорезонансных перенапряжений и разработки специальных мероприятий но их предотвращению;

– принять дополнительные меры, повышающие надёжность и безопасность эксплуатации оборудования, отработавшего установленный НТД ресурс (расширение объёма контроля параметров технического состояния согласно [1- 3] и т.д.);

– дополнительный мониторинг интенсивности ЧР в изоляции с предварительной установкой датчиков ЧР [13-22].

**Выводы к главе 1.**

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. 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.

4. Рассмотрены примеры обнаружения дефектов ОПН: уменьшение сопротивления изоляции ОПН-330, увлажнение и попадание влаги внутрь ОПН.

5. Тепловидение позволяет выявлять дефекты измерительных трансформаторов тока на ранней стадии развития, приблизительно за 8-12 месяцев до повреждения оборудования.

6. Рассмотрены примеры обнаружения дефектов ТТ 110 и 330 кВ, ТТ-330 кВ с предельным по норме tgδ =1,0%, расчетное значение tgδ расч. = 2,6% при ΔТ=2,2С и ухудшенными показателями по ХАРГ, ТТ-110 кВ с обнаруженным за 6 месяцев до взрыва перегревом величиной ΔТ=0,8С, дефектный ТТ 110 кВ с разомкнутой вторичной обмоткой.

7. Основной причиной повреждения трансформаторов тока типа ТФКН-330 кВ (ТФУМ) является длительное воздействие высокой температуры на состаренную изоляцию.

8. Второй вероятной причиной повреждения являются электродинамические воздействия на первичную обмотку U-образного типа ТТ-330 кВ из-за близких КЗ в период его эксплуатации и последующее нарушение целостности изоляции, приведшее к пробою первичной обмотки на вторичную.

9. Анализ повреждений ТТ типа ТФКН-330 кВ (ТФУМ) и типа ТФРМ-330 (ТРН-330) позволяет выработать следующие диагностические мероприятия:

– проведение тепловизионного контроля;

– измерении tgδ изоляции ТТ под рабочим напряжением;

– физико-химический анализ масла;

– хроматографический анализ масла (ХАРГ);

– ТТ проработавшие больше нормативного срока эксплуатации требуется ставить на учащенный контроль с использованием вышеперечисленных четырех методов диагностики;

– установка датчиков локации электрических разрядов.

10. Для трансформаторов напряжения ТН-110 кВ типа НКФ-110 может быть рекомендована замена отработавших установленный НТД ресурс трансформаторов напряжения на феррорезонансностойкие, анализ схем подстанций с целью выявления возможных феррорезонансных перенапряжений и разработки специальных мероприятий по их предотвращению, выполнение в полном объеме испытаний согласно ОНИЭ.

**Контрольные вопросы**

1. Какие виды электрооборудования диагностируются с помощью средств инфракрасной диагностики (ИК)?

2. Какова эффективность выявления дефектов средствами ИК?

3. Какие из вышерассмотренных методов внесены в «Объемы и нормы испытаний электрооборудования»?

4. Назовите основные причины повреждений трансформаторов тока (ТТ) типа ТФКН-330 кВ (ТФУМ)?

5. Какие методы выявления дефектов на ранней стадии возникновения могут применяться для ТТ типа ТФКН-330 кВ (ТФУМ)?

6. В чем причины повреждаемости и каковы методы выявления дефектов на ранней стадии возникновения для ТТ типа ТФРМ-330 (ТРН-330), ТРН-750?

7. Назовите причины и мероприятия по предотвращению возникновения феррорезонанса трансформаторов напряжения ТН-110 кВ типа НКФ-110?

8. Какие виды испытаний, измерений и физико-химических анализов масла необходимо выполнить для оценки состояния измерительных трансформаторов тока и напряжения кроме измерения tgδ изоляции и показателей горючих газов ХАРГ?

**Список тем для рефератов и докладов**

1. Метод тепловизионного контроля с помощью средств инфракрасной диагностики для оценки теплового состояния электрооборудования подстанций.

2. Инфракрасная диагностика теплового состояния высоковольтного маслонаполненного оборудования.

3. Инфракрасная диагностика ограничителей перенапряжений (ОПН).

4. Тепловизионный контроль как средство оценки состояния статорных обмоток турбогенераторов электростанций.

5. Оценка состояния измерительных трансформаторов тока и напряжения: диагностика, испытания, измерения, физико-химический и хроматографический анализ масла.

6. Воздействие процесса феррорезонанса на повреждаемость трансформаторов напряжения электромагнитного типа, меры по исключению феррорезонанса.

## Глава 2. МОНИТОРИНГ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

### 2.1. НАЗНАЧЕНИЕ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА

Системы мониторинга технического состояния электрооборудования характеризуются рядом технико-экономических показателей: техническое состояние электрооборудования, надежность работы системы мониторинга, эффективность и достоверность при постановке диагноза дефекта или повреждения, количество датчиков и других устройств, устанавливаемых на электрооборудование, трудоёмкость и стоимость установки и монтажа, способность к самодиагностике системы мониторинга и самовосстановлению её работы, надёжность работы каналов связи между компонентами системы мониторинга на самом электрооборудовании и автоматизированным рабочим местом (АРМ) эксперта-диагноста, оперативного персонала или начальника подстанции [7-12, 15-18, 22- 25].

Таким образом, сформулируем основные задачи перспективного развития систем мониторинга технического состояния электрооборудования:

– Повышение управляемости и надежности эксплуатации электрооборудования за счёт установки систем мониторинга,

– Снижение различных рисков, сопутствующих основной деятельности электросетевых компаний (аварийное отключение оборудования из-за скрытого или развившегося дефекта, обесточения ответственных потребителей электроэнергии, значительные финансовые затраты на внеплановый ремонт или замену электрооборудования) за счет применения для этой цели различных систем предупредительной диагностики и мониторинга и их комбинаций,

– Максимальное использование диагностических параметров всех элементов существующей системы мониторинга для обеспечения возможности выявления различных дефектов (изоляции, механического состояния обмоток, наличия заземления, дефектов высоковольтных вводов и т.д.) на ранней стадии их появления, а также для надёжной и достоверной постановки диагноза дефекта,

– Исключение избыточности диагностических параметров, оптимизация архитектуры системы мониторинга без дополнительной установки датчиков и инфраструктуры каналов связи, и, соответственно, снижение за счёт этого финансовых затрат электросетевой компании.

Наиболее распространёнными методами диагностики, применяемыми для контроля технического состояния электрооборудования в эксплуатации и не требующими отключения, являются хроматографический анализ растворенных газов (ХАРГ) в масле, тепловизионный контроль, измерение интенсивности частичных разрядов (ЧР) в изоляции электрооборудования и др.

Большинство этих надёжных и эффективных методов технической диагностики используется в системах мониторинга электрооборудования, которые обеспечивают возможность мониторинга технического состояния электрооборудования без вывода их из работы, выявления дефектов на ранней стадии развития, сокращение затрат на техническое обследование [4, 8-12, 22-25].

Диагностика проводится для выяснения технического состояния разъединителей, трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН), разрядников и ограничителей перенапряжения (ОПН), конденсаторов связи, масляных и воздушных выключателей, ошиновки распределительных устройств (РУ), высоковольтных вводов силовых трансформаторов, систем охлаждения трансформаторов, электродвигателей, генераторов и др. Системы мониторинга должны

быть нацелены на охват всех вышеперечисленных видов электрооборудования подстанций электрических сетей [17, 18, 22-30].

Это позволит выявлять дефекты электрооборудования подстанций на самой ранней стадии развития. Техническое обслуживание и ремонт силовых трансформаторов по текущему состоянию электрооборудования принят практически всеми электроэнергетическими компаниями и наиболее эффективен. Применение экспертных и экспертно-диагностических систем (ЭДС) [23-29] даёт возможность более эффективно проводить периодические профилактические испытания и измерения в зависимости от состояния электрооборудования. Современные методы диагностики позволяют повысить надежность работы силовых трансформаторов в электрических сетях.

ЭДС, например, ЭДС «Альбатрос» [26], могут дать персоналу электротехнических лабораторий и служб диагностики важные данные:

–о техническом состоянии силовых трансформаторов, наличии дефектов, которые могут развиваться годами и в конечном итоге привести к аварийному выходу трансформатора из работы, к внеплановому прекращению электроснабжения потребителей;

– об остаточном ресурсе трансформатора, степени полимеризации бумажно-масляной изоляции обмоток, о критичности и опасности выявленных ранее дефектов;

– о сроках проведения ремонтных работ для составления реалистичного и технически обоснованного графика профилактических испытаний и измерений для обеспечения безаварийной эксплуатации трансформатора [26-30].

Рассмотрим нормативно-технические документы, которые требуют неукоснительного выполнения объема и норм диагностики и профилактических испытаний электрооборудования:

– Объем и нормы испытаний электрооборудования (РД 34.45-51.300-97) [1],

– Объем и нормы испытаний электрооборудования (СТО 34.01-23.1-001-2017). Стандарт организации ПАО «Россети» [2],

–Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, (2003г.) [31],

– Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Седьмое издание. Утв. Приказом Минэнерго РФ от 09.04.2003 N 150. (2003г.) [6].

– ГОСТ Р 52719-2007. Национальный стандарт РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ «Трансформаторы силовые. Общие технические условия». Power transformers. General specifications [32],

– Типовая инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35 – 800 кВ (РД 34.20.504-94), и НТД, дополняющие указанные стандарты [1, 2, 4, 5, 9, 33-36].

В эксплуатации сейчас применяются системы мониторинга высоковольтного электротехнического оборудования, различные по исполнению, назначению, ценовой политике. Диагностические системы мониторинга производятся зарубежными и отечественными компаниями [17, 18].

Согласно [28] (р.2.3.7.) необходимо применение на вновь строящихся и реконструируемых подстанциях электросетевого комплекса силовых трансформаторов с обеспечением на заводе-изготовителе возможности установки систем мониторинга.

В новой редакции [29] даётся определение технической политики как совокупности целей, принципов, эффективных технических, технологических и организационных требований и решений, обеспечивающих повышение эффективности, надежности, безопасности, экономичности передачи и распределения электроэнергии для реализации Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации.

Согласно [29] в разделе 2.1.3.5 указано, что силовые трансформаторы 110 кВ и выше должны оснащаться:

– датчиками и устройствами контроля состояния (мониторинга) в

соответствии с требованиями подраздела 3.7.2 «Метрология. Требования к измерениям» Технической политики, а также выводом релейных сигналов технологических защит систем охлаждения, устройства РПН, релейных сигналов питания защит трансформатора и др.

**2.2. ПАРАМЕТРЫ, КОНТРОЛИРУЕМЫЕ СИСТЕМОЙ МОНИТОРИНГА.**

Согласно требованиям «IEEE Guide for Application of Monitoring to Liquid-Immersed Transformers and Components» [30] и СТО 56947007-29.200.10.011-2008 [37] системы мониторинга могут иметь различный набор контролируемых параметров:

– растворенные в трансформаторном масле газы, например, водород и общее газосодержание углеводородных газов, отдельно концентрации восьми видов газа и др. Важно контролировать скорость нарастания газосодержания, которая показывает на наличие разрядных явлений в изоляции или нагрев изоляции. Хроматографический анализ растворенных в трансформаторном масле газов (ХАРГ) и, особенно динамика нарастания концентраций, позволяют поставить диагноз дефекта и следить за состоянием силового трансформатора.

– влагосодержание масла (например, в зарубежных системах HYDRAN, TRANSFIX). Увеличение влагосодержания масла и, соответственно, влажности изоляции свидетельствует об ухудшении технического состояния трансформатора. Снижается пробивное напряжение масла, растёт tgδ изоляции и ухудшаются другие диагностические параметры.

– ток, напряжение, мощность трансформатора.

– изменение емкости и tgδ вводов, что говорит о возникновении дефектов в изоляции высоковольтных вводов трансформатора.

– величины токов короткого замыкания (КЗ), особенно первого пика апериодической (ударной) составляющей как наиболее опасной для электродинамической стойкости обмоток. Регистраторы аварийных событий, широко применяемые сейчас на подстанциях 220 кВ и выше, позволяют получить информацию о величине и продолжительности сквозных токов КЗ, протекающих через обмотки трансформатора.

– частичные разряды (ЧР). Увеличение интенсивности сигналов ЧР говорит о разрядной активности в изоляции трансформатора, что ведёт к пробою изоляции в месте очага ЧР и к возникновению КЗ.

– температура масла в различных точках силового трансформатора необходима для мониторинга эффективности системы охлаждения трансформатора (нет ли неработающих зашламлённых секций), и для расчета наиболее нагретой точки обмотки [8-12, 17-18, 24-31, 37-38].

Согласно пункт 7.17 стандарта СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Новые и реконструируемые ПС напряжением 330 кВ и выше рекомендуется оснащать системами диагностики и мониторинга состояния силовых трансформаторов, шунтирующих реакторов, элегазовых РУ, маслонаполненных вводов, интегрированными в АСУ ТП ПС» [40].

Опыт ОАО «ФСК ЕЭС» с 2003г. по эксплуатации систем мониторинга показывает, что некоторые функции в системах мониторинга дают новые возможности для диагностики технического состояния электрооборудования, но бывают избыточными [27].

Функции избыточные по [27]:

– гармонический состава токов и напряжений до 63-й гармоники;

– осциллографирование токов и напряжений при переходных процессах;

– функции управления (наличие панелей управления);

– включение в систему мониторинга технологических защит и сигнализации РЗА.

Необходимой информацией от систем мониторинга силовых трансформаторов, являются:

– мониторинг состояния изоляции вводов ВН, СН с регистрацией тангенса угла диэлектрических потерь (tgδ1), емкости изоляции (С1) и их изменений (Δ tgδ1, ΔС1/С1);

– температура обмотки, верхних/нижних слоев масла, на входе/выходе охладителей;

– мониторинг концентраций и скорости нарастания растворённых газов и влагосодержания в трансформаторном масле;

– контроль систематических и аварийных перегрузок трансформаторов [27, 30, 37, 38].

**2.3. ФУНКЦИИ и АРХИТЕКТУРА СИСТЕМ МОНИТОРИНГА.**

Система мониторинга силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов обычно реализуется по трехуровневой схеме, в соответствии с действующими стандартами и НТД [27, 29-32, 37-41].

Типичная архитектура системы мониторинга производителя компании ALSTOM содержит следующие элементы – датчики и сенсоры, охватывающие основные узлы трансформатора, кабели связи датчиков с узлом сбора и передачи информации, линия связи с оборудование на щите управления, где непосредственно размещена приемно-преобразующая аппаратура с центральным сервером [17, 18, 40-42].

# Конец ознакомительного фрагмента.

Текст предоставлен ООО «ЛитРес».

Прочитайте эту книгу целиком, купив полную легальную версию на ЛитРес.

Безопасно оплатить книгу можно банковской картой Visa, MasterCard, Maestro, со счета мобильного телефона, с платежного терминала, в салоне МТС или Связной, через PayPal, WebMoney, Яндекс.Деньги, QIWI Кошелек, бонусными картами или другим удобным Вам способом.