

ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО

ISSN 0201-4564

2022 6

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Анализ причин повреждения экранных труб средней радиационной части и результаты испытаний котла ПК-24

Технология "Торнадо" для энергетических котлов

ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Проектирование системы частотного управления синхронной реактивной машиной для кинетических накопителей энергии

Основные дефекты и определение технического состояния твёрдой изоляции силовых трансформаторов

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА, СВЯЗЬ

Определение места повреждения электропередачи по мгновенным значениям токов и напряжений на обеих сторонах

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ И ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ

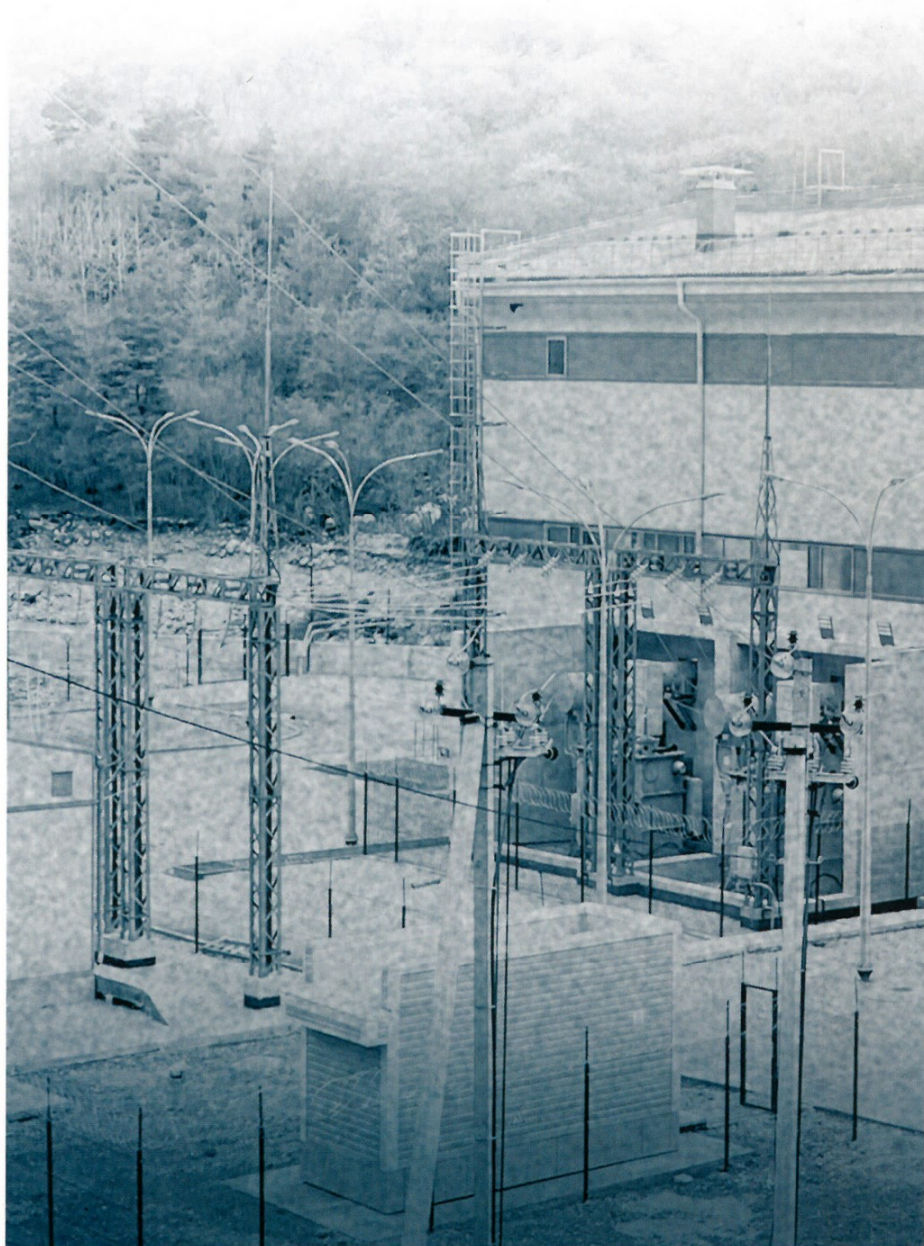
Развитие производства отечественных зарядных станций для электротранспорта

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ

Альтернативный подход к проектированию информационного обмена систем автоматизации цифровых подстанций

ХРОНИКА

Новости электротехнических и электроэнергетических компаний



Основные дефекты и определение технического состояния твёрдой изоляции силовых трансформаторов

- Долин А. П.¹, канд. техн. наук, ООО НТЦ “Электроинжиниринг Диагностика и Сервис” (ООО НТЦ “ЭДС”), Москва
- Киприянова М. М., Национальный исследовательский университет “МЭИ”, Москва

Рассмотрены основные дефекты и методы контроля твёрдой изоляции (целлюлозной, древесной, полимерной) силовых трансформаторов. Приводятся конкретные примеры загрязнения, зашламлиения, увлажнения, механического повреждения и развития электрических разрядов. Проведён анализ распределения влагосодержания целлюлозной изоляции по высоте трансформаторов с естественной и принудительной циркуляцией масла. Выполнено сопоставление степени полимеризации и класса механической прочности целлюлозной изоляции. Отмечена опасность локального увлажнения твёрдой изоляции. Приведены примеры отказов трансформаторов в результате увлажнения деревянных реек крепления отводов, а также дефектов эпоксидной изоляции обмоток низшего напряжения, выполненных транспонированными проводами.

Ключевые слова: силовой трансформатор, твёрдая изоляция, загрязнение, зашламлиение, влагосодержание, частичные разряды, степень полимеризации.

Внутренняя твёрдая изоляция силовых масляных трансформаторов выполняется из целлюлозных, древесных, а в последние годы и полимерных материалов. В процессе эксплуатации, выполнения монтажных и ремонтных работ в этой изоляции могут развиваться различные дефекты: загрязнение, зашламлиение, увлажнение, механические повреждения, деструкция, частичные разряды (ЧР) и в результате возможны пробой и отказы трансформаторов.

Оценка технического состояния внутренней твёрдой изоляции силовых трансформаторов в процессе эксплуатации определяется, прежде всего, уровнем и динамикой изменения изоляционных характеристик обмоток (R_{60} и $\text{tg}\delta$) [1, 2]. Ухудшения этих характеристик могут быть вызваны загрязнением, зашламлиением и увлажнением твёрдой изоляции.

Одной из причин загрязнения активной части трансформаторов является вынос силикагеля из адсорбционных и термосифонных фильтров при повреждениях или отсутствии защитных фильтров (сетчатых, пластинчатых и др.). Сухой и незагрязнённый силикагель является неплохим диэлектриком. Однако по мере адсорбирования влаги и продуктов деструкции масла значительно возрастает проводимость силикагеля. Поэтому вынос силикагеля в бак трансформатора может приводить не только к загрязнению твёрдой изоляции, но и отказу трансформатора в результате пробоя изоляционного промежутка.

Кроме того, в случае засыпки в термосифонные и адсорбционные фильтры не проветренного и не промытого силикагелем сухим маслом, а также

при использовании силикагеля со значительным разрушением гранул возможно загрязнение активной части (включая твёрдую изоляцию) силикагелевой пылью.

Наиболее эффективно контроль за возможным уносом силикагеля из адсорбционных и термосифонных фильтров выполняется в результате их тепловизионного обследования (рис. 1). Неполное заполнение фильтра может свидетельствовать о недобросовестном выполнении ремонтных работ по замене силикагеля или его потере и возможном попадании в активную часть трансформатора.

При возникновении в магнитной системе трансформаторов короткозамкнутых контуров или других дефектов, сопровождающихся искровыми разрядами, в результате разложения масла происходит загрязнение активной части углеродом

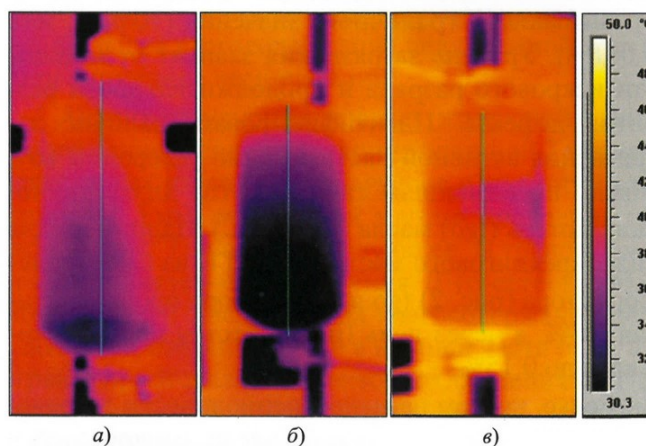


Рис. 1. Термограммы адсорберов:

a – засыпан свежий силикагель; *б* – при начальной стадии зашламлиения и загрязнения силикагеля; *в* – при неполном наполнении силикагелем

¹ Долин Анисим Петрович: apdol@mail.ru

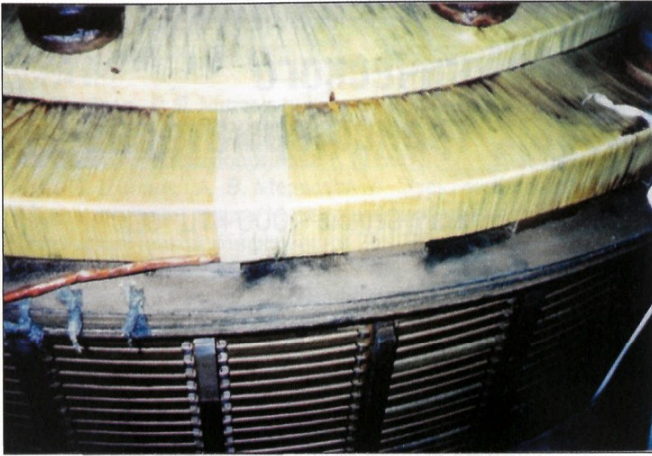


Рис. 2. Загрязнение углеродом твёрдой изоляции трансформатора ТДЦ-250000/500 при развитии дефекте магнитной системы

(рис. 2). Развитие данного дефекта сопровождается появлением и постепенным ростом концентрации ацетилена, растворённого в масле, часто не превышающей граничного значения (10 ppm, или 0,001%). Уровень загрязнения зависит от мощности искрового разряда и продолжительности развития дефекта. Идентифицировать наличие загрязнения активной части именно углеродом возможно по вариациям тангенса угла диэлектрических потерь ($\text{tg}\delta$) масла (при 90°C). Например, для гидрокрекингового масла марки ГК из бака трансформатора (рис. 2) $\text{tg}\delta$ в день отбора пробы достигал 0,8%, а через день (после отстоя пробы) снижался до 0,15%.

Редко, но, тем не менее, периодически встречается загрязнение активной части отслоившейся краской с внутренней поверхности бака (рис. 3), а в некоторых конструкциях зарубежных трансформаторов из труб маслопроводов [3]. Как показывают анализы, краска может содержать продукты на



Рис. 3. Дно бака трансформатора ТРДНС-40000/35-74У1 с дефектами краски

основе солей металлов (как правило, железа) и при больших скоплениях приводит не только к снижению изоляционных характеристик, но даже к отказам трансформаторов [3].

Крайне негативно на изоляцию оказывает влияние загрязнение металлической стружкой (рис. 4) в результате разрушения подшипников маслонасосов трансформаторов с принудительной циркуляцией масла, особенно при разрушении или отсутствии пластинчатого фильтра.

Своевременное выявление подобных дефектов наиболее эффективно при периодическом вибрационном контроле маслонасосов, с использованием приборов и программного обеспечения на основе анализа спектрально-амплитудных характеристик, измеренных в разных точках (в зоне подшипников и “улитке”).

Следует отметить, что при загрязнении изоляции материалами с высокой проводимостью (особенно металлической стружкой) значительно снижается сопротивление изоляции R_{60} и в меньшей степени растёт тангенс угла диэлектрических потерь $\text{tg}\delta$. Например, в трансформаторе типа



Рис. 4. Загрязнение металлической пылью отводов обмоток трансформатора ТРДЦН-80000/110 У1

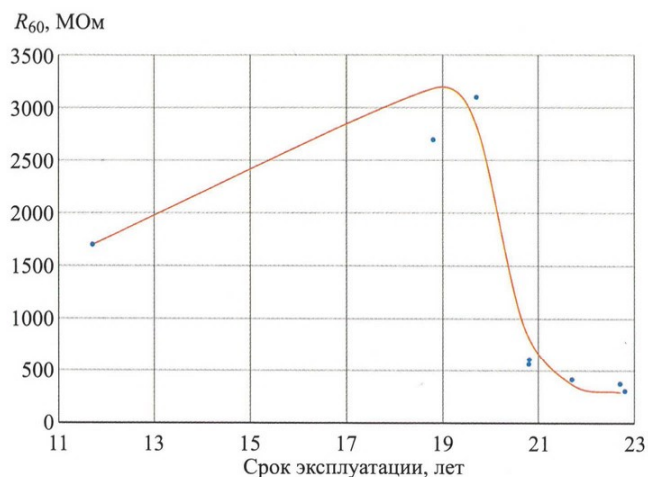


Рис. 5. Динамика изменения сопротивления R_{60} (приведенного к 20°C) для схемы измерения ВН–К+НН1+НН2 трансформатора (рис. 4)

ТРДЦН-80000/110 У1 (рис. 4) сопротивление R_{60} снизилось в 5 – 6 раз (рис. 5), а $\text{tg}\delta$ возрос только в 1,5 – 2 раза и для схемы измерений ВН–К+НН1+НН2 не превысил 0,37% при 20°C. При этом влагосодержание твёрдой изоляции влияло на изоляционные характеристики незначительно, так как составляло не более 0,6 – 1,1%.

Удаление металлической стружки, а также углерода и мелкодисперсного силикагеля с изоляционных поверхностей трансформаторов при капитальных ремонтах затруднительно и недостаточно эффективно. Например, для трансформатора (рис. 4) после смыва стружки направленным потоком масла и выполнении обмыва и сушки активной части методом циркуляции и разбрызгивания масла при вакуумировании сопротивление изоляции удалось увеличить почти в 2 раза при 20°C (до значений 600 – 930 МОм по разным зонам), а тангенс угла диэлектрических потерь снизить на 0,05 – 0,19%.

Тем не менее, обмыв и сушка изоляции методом разбрызгивания масла, особенно с применением моющих присадок и современных технологий [4], весьма эффективна при восстановлении увлажнённой и зашламлённой изоляции [3].

Процессы старения и окисления масла вызывают образование шлама, выпадение которого на поверхность твёрдой изоляции приводит к росту активной проводимости и ухудшению изоляционных характеристик обмоток (рис. 6).

Наиболее опасно для трансформаторов – увлажнение твёрдой изоляции. При сочетании увлажнения и загрязнения или зашламления изоляции значительно возрастает риск отказа трансформатора. Общее увлажнение активной части вызывает рост влагосодержания как твёрдой (прежде всего целлюлозной) изоляции, так и масла. Поэтому диагностический контроль в этом случае обеспечивает аналитическое определение влагосодержания твёрдой изоляции, результаты измерения

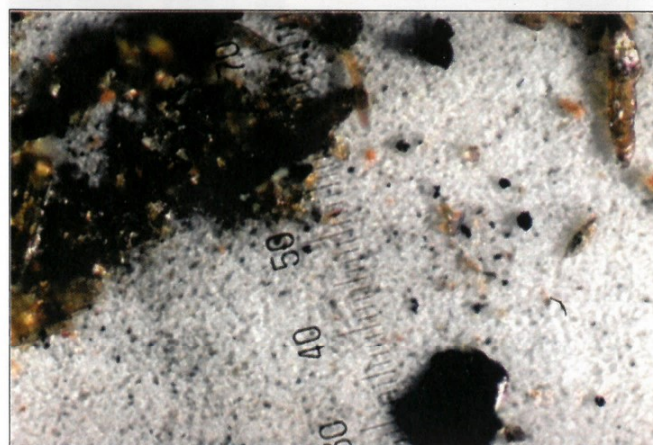


Рис. 6. Характерные участки фильтровальных мембран с образцами шлама примерно при 100-кратном увеличении

изоляционных характеристик обмоток, а также контроль влагосодержания масла и связанного с этим параметром пробивного напряжения. Кроме того, при наличии макетов твёрдой изоляции, возможна их выемка и прямое определение влагосодержания. Однако макеты изоляции, как правило, используются для контроля влагосодержания при пуске (после монтажа) трансформатора и, кроме того, область их установки в верхней части бака далеко не всегда позволяет корректно определить наибольшее влагосодержание целлюлозной изоляции в процессе эксплуатации.

Анализ результатов прямых измерений влагосодержания твёрдой изоляции толщиной 3 мм изоляционных цилиндров и барьеров и подмотки толщиной 0,5 мм, отобранной в узлах крепления отводов (рис. 7), показал следующее. В трансформаторах с системой охлаждения Д (с естественной циркуляцией масла) всегда влагосодержание целлюлозной изоляции выше в нижней части бака, а в трансформаторах с системой охлаждения ДЦ (с принудительной циркуляцией масла) значение влагосодержания образцов твёрдой изоляции в верхней и нижней частях бака отличаются незначительно. В качестве примера на рис. 8 приводятся диаграммы наибольших зафиксированных значений влагосодержания отобранных образцов

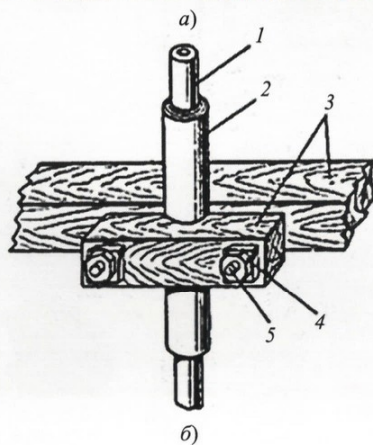


Рис. 7. Узлы крепления отводов:

а – зона отбора в верхней части трансформатора; *б* – конструкция крепления; 1 – изолирующий отвод; 2 – электрокартонная изоляция; 3 – буковые планки; 4, 5 – текстолитовая шпилька с гайкой

ряда трансформаторов с системой охлаждения Д и ДЦ напряжением 110, 150 и 220 кВ в верхней (1) и нижней (2) части. По оси абсцисс в этих диаграммах указаны условные номера трансформаторов.

Существенного различия влагосодержания целлюлозной изоляции подмотки и барьеров не было. Разброс значений влагосодержания образцов разной толщины достигал 20 – 40% максимального и не отличался от статистического отклонения для образцов одинаковой толщины, отобранных в одной зоне активной части трансформатора.

Поскольку прямое определение влагосодержания целлюлозной изоляции возможно только при проведении капитальных ремонтов трансформаторов, в процессе эксплуатации этот параметр определяется аналитически [1, 2]. В отечественной практике наибольшее распространение получил метод определения влагосодержания по диэлектрическим характеристикам [5]. Было проведено сопоставление наибольших значений влагосодержания целлюлозной изоляции по методике [5] и прямых измерений при капитальных ремонтах 38

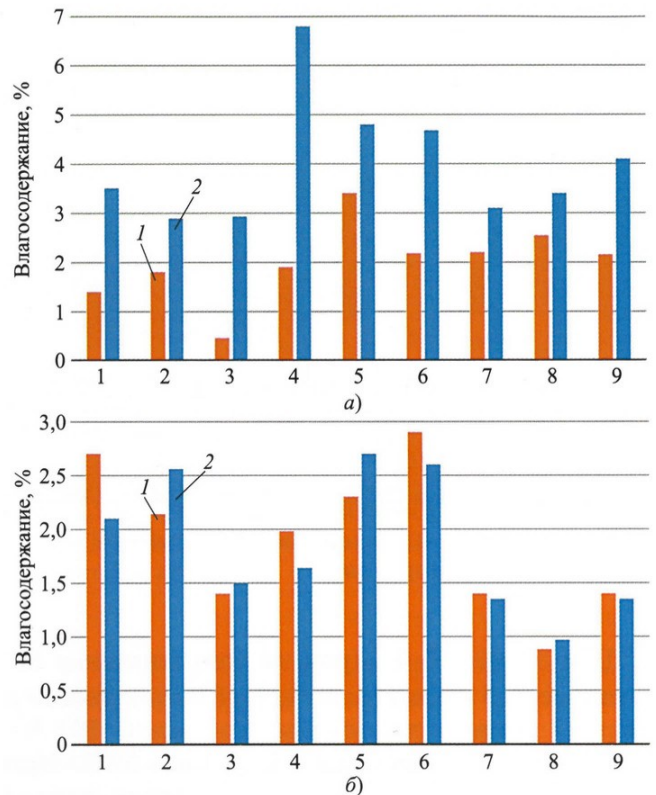


Рис. 8. Влагосодержание изоляции в верхней и нижней частях бака трансформаторов с системами охлаждения Д (а) и ДЦ (б)

трансформаторов напряжением 110 – 500 кВ и сроком эксплуатации от 14 до 46 лет. Характерные значения влагосодержания изоляции ряда трансформаторов приведены на рис. 9 (1 – наибольшее измеренное значение; 2 – расчётное значение).

Как правило, расчётный метод давал значения влагосодержания твёрдой изоляции, близкие к наибольшим фактическим результатам измерений независимо от вида системы охлаждения Д или ДЦ. Отклонения расчётных значений от фактических составляли не более $\pm 12\%$ измеренного результата. В двух случаях были зафиксированы расчётные оценки, превышающие измеренные значения в 1,3 – 1,4 раза. Однако в этих трансформаторах были зафиксированы высокие значения тангенсов угла диэлектрических потерь масла (5,9 и 18,2%).

Весьма опасно локальное увлажнение изоляции. Например, известны отказы трансформаторов в результате попадания несвязанной воды в активную часть через неплотность шпильки вводов напряжением 220 кВ и выше при переменной нагрузке и, следовательно, работы трансформатора в режиме подъёма и снижения температуры, которые приводят к колебаниям уровня масла в расширителе и токопроводящей трубе ввода.

Другая характерная причина отказов трансформаторов вызвана локальным увлажнением деревянных реек. В качестве примера на рис. 10 приведены результаты осмотра активной части транс-

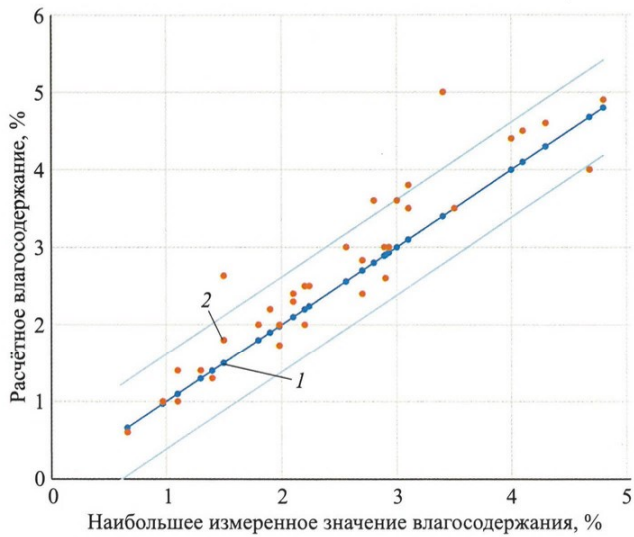


Рис. 9. Сопоставление наибольших измеренных и расчетных значений влагосодержания

форматора ТРДН-25000/220 У1, у которого произошло перекрытие по горизонтальной и вертикальным рейкам от места крепления отвода высокого напряжения (ВН) фазы А до места крепления отвода нейтрали. Увлажнение реек могло быть следствием недостаточно эффективной сушки активной части трансформатора у изготовителя или увлажнением трансформатора при его хранении. Кроме того, отказу трансформатора способствовало минимально допустимое (расчётное) расстояние по горизонтальной рейке между отводом фазы А и нейтрали, а также дефектом крепежа отводов. Так, в результате вибраций произошло ослабление болтовых соединений креплений отводов в деревянных рейках, сдвиг отводов и разматывание катушки дополнительной изоляции отводов ВН фазы А, а также фазы С (рис. 10, а).

Следует отметить, что результаты хроматографического анализа растворённых газов (ХАРГ) в масле бака трансформатора, выполненного менее чем за 6 мес до отказа, а также физико-химические анализы масла (в том числе пробивное напряжение и влагосодержание) не свидетельствовали о развитии разрядных явлений и общем увлажнении активной части. Вместе с тем, до включения трансформатора в работу за год до его отказа потребовалось проведение сушки активной части и масла.

Механические повреждения изоляции трансформаторов, также как зашламление, загрязнение и увлажнение, могут провоцировать развитие разрядных явлений. Например, у трансформатора типа ТДГ-40500/110 после замены ввода 110 кВ на сороковом году эксплуатации начался рост концентрации в масле водорода (рис. 11, а), которая через 5 лет достигала 322 ppm (при граничном значении 100 ppm). Это свидетельствовало о развитии в активной части частичных разрядов (ЧР). Измерения ЧР электрическим методом показали,



а)



б)

Рис. 10. Активная часть трансформатора типа ТРДН-25000/220 У1 (а) и повреждения реек крепления отводов в зоне “горения” дуги (б)

что уровень разрядной активности не превышает 12 – 15 нКл. Вместе с тем, при локации разрядов на стенке бака, обнаружена зона акустической активности (отмеченная жёлтым маркером на рис. 11, б). Сигнал периодически возникал на каждом полупериоде промышленной частоты тока. Максимум амплитудно-частотной зависимости сигнала находился около 80 – 100 кГц, что характерно для ЧР. При вскрытии трансформатора в зоне акустической активности было обнаружено механическое и термоэлектрическое повреждение изоляции отвода ВН фазы В (рис. 11, в), вызванное технологическим нарушением при монтаже нового ввода и развитием в зоне повреждения разрядных явлений.

Важным параметром для оценки ресурса целлюлозной изоляции и трансформатора в целом является степень полимеризации бумаги в наиболее нагретых зонах.

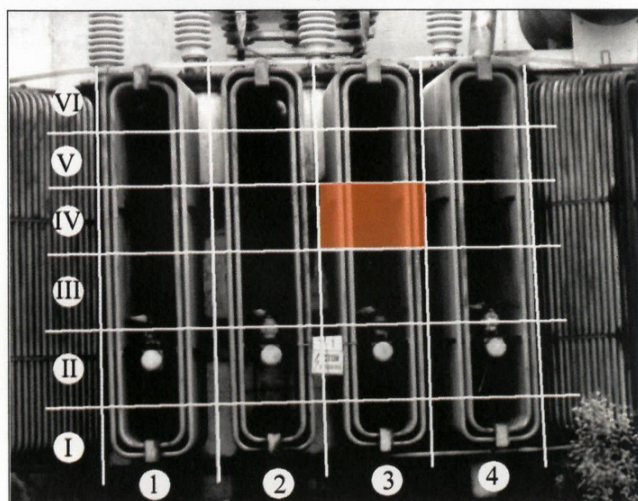
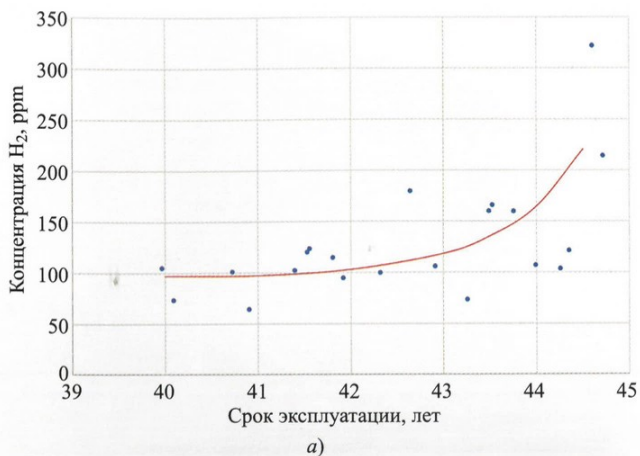


Рис. 11. Изменение концентрации водорода (а), зона акустической активности (б) и повреждение изоляции отвода ВН фазы В (в) трансформатора ТДГ-40500/110

Как правило, такие зоны расположены в верху активной части. В качестве контрольных образцов для определения этого параметра наиболее удобен отбор подмотки изоляции с отводов низших классов напряжения. Определение степени полимери-

зации целлюлозной изоляции достаточно трудоёмкий и относительно длительный процесс. Количество лабораторий, выполняющих этот анализ, в стране невелико. В результате реально при проведении ремонтов степень полимеризации изоляции выполняется очень редко. Между тем, согласно [6], оперативно в процессе ремонта можно оценить уровень деструкции изоляции по классу механической прочности. Так, согласно [6]:

1-й класс – изоляция эластичная, при полном сгибе вдвое не ломается;

2-й класс – изоляция твёрдая, при полном сгибе вдвое образуются трещины;

3-й класс – изоляция хрупкая, при полном сгибе ломается;

4-й класс – изоляция ветхая, при сгибе до прямого угла ломается.

Сопоставление класса механической прочности и степени полимеризации более 120 образцов целлюлозной изоляции толщиной 0,3 – 3 мм, приведены в таблице. Обработка результатов измерений показывает, что зависимость степени полимеризации (СП) и класс механической прочности (КМП) целлюлозной изоляции наиболее близко описываются соотношением

$$СП = e^{7,7-0,5 \cdot КМП} \quad (1)$$

Значения СП при различных классах прочности изоляции по формуле (1) и доверительный интервал Δ с уровнем надёжности 0,9 приведены в таблице. Безусловно, значения КМП весьма приближенны. Тем не менее, с учётом выражения (1) и вариаций, указанных в таблице, они позволяют достаточно достоверно оценить уровень деструкции изоляции и соответственно разработать наиболее оптимальные рекомендации по дальнейшей эксплуатации трансформатора.

Использование новых видов изоляции и обмоточных проводов при нарушениях технологии изготовления обмоток в ряде случаев приводили к отказам трансформаторов. Так, использование транспонированных проводников с применением

Степень полимеризации при различных классах прочности изоляции

Класс механической прочности	Степень полимеризации, ед.	
	Минимальное – максимальное значения	Значение СП по выражению (1) $\pm \Delta$
1	1096 – 1730	1326 \pm 354
1 – 2	480 – 1276	1002 \pm 200
2	500 – 1170	757 \pm 170
2 – 3	328 – 872	572 \pm 161
3	326 – 793	433 \pm 180
3 – 4	231 – 613	327 \pm 113
4	148 – 301	247 \pm 42

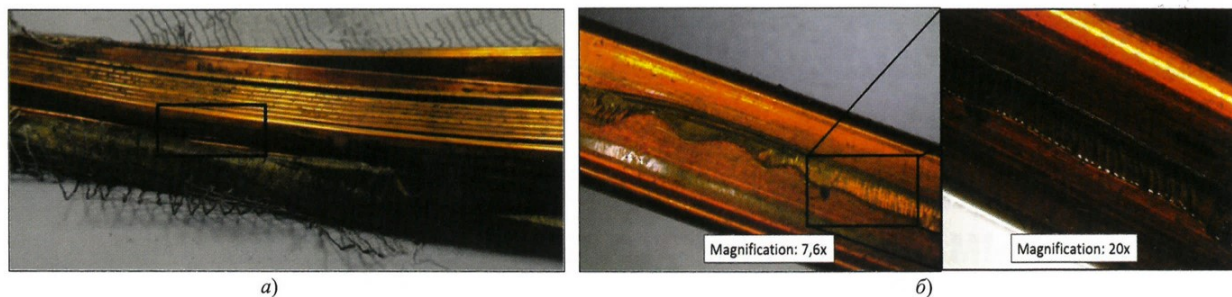


Рис. 12. Фрагмент провода обмотки НН трансформатора 500 кВ (а) и зоны элементарных проводников при 7,6- и 20-кратном увеличении (б)

клеящего эпоксидного покрытия позволяет получить монолитный проводник и повышает прочность обмотки, а также уменьшает риск межпроводниковых замыканий. Однако нарушение технологии изготовления эпоксидной изоляции элементарных проводников (рис. 12, а), а также технологии отверждения (“запекания”) эпоксидной смолы может приводить к негативным последствиям.

Например, нарушение режима запекания обмотки (низкого напряжения) НН привело к снижению электродинамической стойкости трансформатора 220 кВ. В результате при близком трёхфазном КЗ произошла деформация обмотки НН фазы А, разрушение прессующих элементов и замыкание обмотки НН этой фазы на верхнюю ярмовую балку, затем деформация и электрический пробой в средней части трёх изоляционных цилиндров между обмотками ВН и НН и деформация обмотки ВН повреждённой фазы.

В другом случае, у обмотки НН трансформатора 500 кВ эпоксидная смола на элементарные проводники была нанесена полосами, на некоторых проводниках смола нанесена только на небольшую площадь проводника с неравномерным распределением по длине элементарного проводника (рис. 12). В результате такое технологическое нарушение, наряду с другими факторами, спровоцировало развитие внутреннего КЗ и отказ трансформатора. Следует отметить, что диагностические параметры, включая ХАРГ, и показания системы мониторинга технического состояния не свидетельствовали о развитии опасных разрядных явлений и других развивающихся дефектов. Так, концентрации водорода не превышали 11 ppm, ацетилена 1 ppm (при граничных значениях соответственно равных 100 и 10 ppm). Все другие диагностические показатели также были существенно лучше допустимых значений [1, 2].

Выводы

1. Задача повышения надёжности эксплуатации силовых трансформаторов требует контроля не только изоляционных характеристик, ХАРГ, ЧР и других параметров систем активной части, но и периодической диагностики навесного оборудова-

ния. В частности, для снижения риска загрязнения изоляции необходимо выполнение тепловизионного контроля термосифонных и адсорбционных фильтров, а также вибрационного контроля маслонасосов трансформаторов с принудительной циркуляцией масла.

2. Максимальное влагосодержание целлюлозной изоляции трансформаторов с различными системами охлаждения аналитически вполне объективно оценивается по результатам измерения изоляционных характеристик [5]. При этом в трансформаторах с естественной циркуляцией масла влагосодержание этой изоляции в нижней части бака превышает значение влагосодержания в верхней части от 1,5 до 6 раз. В трансформаторах с принудительной циркуляцией масла влагосодержание целлюлозной изоляции по высоте бака примерно одинаковое.

3. Степень полимеризации целлюлозной изоляции при капитальных ремонтах с достаточной для практических целей точностью может быть оперативно оценена по результатам определения класса механической прочности [6].

Список литературы

1. *Объём и нормы испытания электрооборудования* [Текст]: РД 34.45-51.300-97: утв. Департаментом науки и техники ПАО “ЕЭС России” 8.05.1997. – М.: ПАО “ЕЭС России”, 1997.
2. *Объём и нормы испытания электрооборудования* [Текст]: СТО 34.01-23.1-001-2017. – Введ. 2017-05-29. – М.: ПАО “Россети”, 2017.
3. *Smekalov, V. V.* The repair of power transformers with a long service life [Text] / V. V. Smekalov, A. P. Dolin // CIGRE. Session 2004. – A2 – 212. – 8 p.
4. *Способ очистки маслonaполненного силового электротехнического оборудования* [Текст]: пат. 2387492 Рос. Федерация: МПК В 08В3 / 08, В 08 В3 / 02 / Долин А. П., Отморский С. Г., Смекалов В. В. – № 2008134862Н2; заявл. 28.08.2008; опубл. 27.10.2010.
5. *Методические указания по определению влагосодержания твердой изоляции обмоток силовых трансформаторов (шунтирующих реакторов) по результатам измерения диэлектрических характеристик* [Текст]: утв. ПАО “ЕЭС России” 21.06.2007. – М., 2007.
6. *Типовая технологическая инструкция. Трансформаторы классов напряжения 110 – 1150 кВ мощностью 80 МВ·А и более. Капитальный ремонт* [Текст]: СО 34.46.605 – 2005. – Введ. 2005-02-01. – М.: ПАО “ЕЭС России”, 2001.