

ISSN 1995-5685

# ЭЛЕКТРО

**5'2014**

ЭЛЕКТРОТЕХНИКА • ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА  
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

# ЭКСПЛУАТАЦИЯ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ С ДЛИТЕЛЬНЫМ СРОКОМ СЛУЖБЫ

Долин А.П., канд. техн. наук

Рассматриваются требования к периодичности и объему диагностического контроля силовых трансформаторов, отработавших нормативный срок службы, с учетом уровня и опасности развивающихся дефектов. Предлагается введение ограничений режимного характера для трансформаторов этой группы с учетом уровня деструкции твердой изоляции и других развивающихся дефектов. Рассматриваются требования к объему текущих и капитальных ремонтов таких трансформаторов, а также типичные ошибки при выполнении этих работ. Описана разработка нормативного документа, регламентирующего требования к диагностике, эксплуатации и ремонтам соответствующих электрических машин.

Ключевые слова: силовые трансформаторы; эксплуатация; техническое обслуживание; диагностический контроль; периодичность

Нормативный срок службы трансформаторов и автотрансформаторов (далее трансформаторов) устанавливается заводами-изготовителями и составляет 25-30 лет. Как правило, фактический срок эксплуатации трансформаторов может значительно превышать указанные значения. Тем не менее, после 30 лет эксплуатации в трансформаторах развиваются характерные дефекты, вызванные, прежде всего, старением изоляции, а также другими факторами. В результате после наступления нормативного срока возрастает количество ремонтных работ, в том числе капитальных ремонтов с разгерметизацией активной части. Как следствие, возрастает негативная роль «человеческого» фактора.

Анализ причин аварий, результатов комплексных обследований и технического освидетельствования более 1000 трансформаторов с длительным сроком службы, а также ремонтных работ и опыта эксплуатации трансформаторов различными энергетическими компаниями показал следующее. Требования периодичности регламентных испытаний, установленных СО 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования» [1] (ОНИЭ), ориентированы на достаточно «молодые» трансформаторы. Некоторые предельно допустимые значения, а также значения, ограничивающие область нормальной эксплуатации, требуют корректировки и изменений. Нормативные документы по

*The requirements are examined to the periodicity and volume of diagnostic supervision of power transformers, which finished its rated life time, taking into account the intensity and the level of progressing faults. For the transformers of this group operational restrictions are proposed, considering the destruction level of hard insulation and other developing faults. The requirements to the volume of routine repairs and complete overhauls, and characteristic mistakes during these works are reviewed. The elaboration of a normative document is described regulating the requirements to the diagnostics, operation and repairs of these electric machines.*

**Key words:** power transformers; operational service; maintenance; diagnostic supervision; periodicity

эксплуатации этих электрических машин также не учитывают срок эксплуатации, износ и развитие дефектов. Планирование и выполнение ремонтных работ зачастую ориентировано на минимизацию их стоимости без учета необходимых трудозатрат для качественного выполнения ремонта и возможности снижения затрат при дальнейшем техническом обслуживании. Использование типовых, а тем более современных технологий ремонтов трансформаторов с длительным сроком эксплуатации освоено далеко не всеми ремонтными предприятиями. Следует отметить также тенденцию снижения качества ремонтов отдельными организациями, в том числе вызванную сменой поколений, требованиями сокращения сроков и т.п. Вместе с тем, нарушение технологии ремонтов особенно опасно для трансформаторов, имеющих развивающиеся дефекты твердой изоляции.

Некоторые ограничения режимного характера, ряд эксплуатационных требований, а также характер и объем ремонтных работ определяются техническим состоянием трансформатора, уровнем и характером развивающихся дефектов. Поэтому особенно важно иметь объективную информацию о состоянии отдельных систем и узлов трансформатора на основании результатов и анализа диагностического контроля. Организация диагностического контроля и оценка технического состояния включают в себя:

- регламентные периодические отборы проб масла (из бака трансформатора, контактора РПН и маслонаполненных вводов) и проведение хроматографических и физико-химических анализов;
- регламентные периодические измерения и испытания (на выведенном из работы трансформаторе);
- проведение измерений специальными методами диагностики, как правило, на работающем трансформаторе (периодические или непериодические);
- комплексные диагностические обследования (КДО);
- непрерывный диагностический контроль (мониторинг технического состояния);
- периодическое техническое освидетельствование.

Объем и периодичность регламентных испытаний и анализов в процессе эксплуатации трансформаторов устанавливается ОНИЭ [1]. Одним из самых эффективных методов контроля остается хроматографический анализ растворенных в масле газов. Согласно [1], эти анализы проводятся для трансформаторов 110 кВ и выше, а также блочных трансформаторов собственных нужд. Однако вполне оправдан хроматографический контроль масла из бака сетевых трансформаторов 35 кВ с длительным сроком эксплуатации (например, с периодичностью раз в 1-2 года).

При ухудшении контролируемых параметров (то есть в зоне риска трансформаторов) вводится учащенный контроль. Введение учащенного контроля требует дополнительных финансовых затрат. В этой ситуации

целесообразно иметь регламент введения такого контроля с периодичностью, учитывающей срок эксплуатации трансформатора, а также скорость и опасность развития дефектов. В табл. 1 и 2 приводятся примеры требований к периодичности некоторых физико-химических анализов и электрических измерений, учитывающих указанные факторы.

Кроме того, давно назрела необходимость корректировки ряда устаревших, а также ошибочных требований, установленных ОНИЭ для оценки качества эксплуатационных масел. Так, в процессе эксплуатации оправдано отказаться от определения температуры вспышки [1, табл. 25.4, п. 3], если проводится периодический контроль концентрации горючих газов хроматографическим или другим методом и не производилась доливка (или заливка) масла.

Нормированные в [1, табл. 25.4, п 6] значения тангенса угла диэлектрических потерь можно использовать далеко не для всех трансформаторных масел. Значение  $tg\delta$  (при 90 °С) масла ТК (не путать с ТКп), ГК, а также большинства импортных масел при длительной эксплуатации и глубоком старении остается много ниже 7-10 % (то есть ниже нормы, установленной в [1] для оборудования 110-500 кВ). Для трансформаторов напряжением 110-500 кВ, залитых указанными выше маслами, оправдано принять значение, ограничивающее область нормальной эксплуатации и предельно допустимое значение при 90 °С соответственно равными, например, 3% и 5% (так же как для трансформаторов напряжением 750 кВ [1]).

Таблица 1

**Пример периодичности проведения некоторых физико-химических анализов масла из бака в процессе эксплуатации трансформатора**

Показатель качества масла*	ГОСТ, РД, метод	Периодичность измерения, не реже,			Основание для проведения учащенного контроля
		Согласно [1] (для трансформаторов со сроком эксплуатации до 35 лет при удовлетворительном техническом состоянии)	Для трансформаторов со сроком эксплуатации больше 35 лет при удовлетворительном техническом состоянии	Для трансформаторов с длительным сроком службы при наличии развивающихся дефектов (учащенный контроль)	
Пробивное напряжение	ГОСТ 6581	1 раз в 2 года	1 раз в год	1 раз в 6 месяцев	Снижение $U_{пр}$ или рост $W$ масла
Влагосодержание	МЭК 60814 ГОСТ 7822	1 раз в 4 года	1 раз в 2 года	1 раз в 6 -12 месяцев	Снижение $U_{пр}$ или рост $W$ масла
Содержание механических примесей	ГОСТ 17216	1 раз в 4 года	1 раз в 4 года	1 раз в 2 года	Снижение $U_{пр}$
Тангенс угла диэлектрических потерь при 90 °С	ГОСТ 6581	1 раз в 4 года	1 раз в 2 года**	1 раз в год	Рост $tg\delta$ , КЧ или срабатывание антиокислительной присадки
Содержание фурановых производных	МЭК 61198	1 раз в 4 года***	1 раз в 4 года	1 раз в 2 года	Рост $W$ , КЧ масла, или концентрации CO и/или CO <sub>2</sub>

Примечания: \* - номер указан в соответствии с нумерацией в табл. 25.4 ОНИЭ [1];

\*\* - измерения тангенса угла диэлектрических потерь после замены или регенерации масла проводятся первые два года 1 раз в год;

\*\*\* - периодичность определения содержания фурановых производных по [1] указана для трансформаторов со сроком эксплуатации более 24 лет.

Предлагаемая периодичность испытаний (см. табл. 1) направлена, прежде всего, на контроль увлажнения, зашламления, а также загрязнения активной части (что характерно для трансформаторов с длительным сроком эксплуатации). Увлажнение сопровождается ростом влагосодержания масла  $W$ , снижением его пробивного напряжения  $U_{пр}$ , а также ухудшением параметров твердой изоляции (см. табл. 2). Зашламление связано со снижением содержания антиокислительной присадки, а затем ростом тангенса угла диэлектрических потерь  $tg\delta$  и кислотного числа (КЧ) масла. В результате зашламления наблюдаются снижения сопротивлений и рост  $tg\delta$  изоляции обмоток, а загрязнения в основном приводят к снижению  $R_{60}$ .

Следует отметить, что рост влагосодержания бумажной изоляции (в том числе в результате гидролиза), а также кислотности среды (масла) приводит к ускоренному старению бумажной изоляции и сокращению ресурса трансформаторов [2, 3].

Не менее важен контроль состояния вводов, оборудования систем регулирования напряжения, защиты от увлажнения, охлаждения и регенерации масла.

Использование специальных методов диагностики оправдано, прежде всего, в объеме комплексных диагностических обследований (КДО). Вместе с тем, ряд энергетических компаний имеет успешный опыт регулярных, периодических измерений ЧР, тепловизионных, вибрационных и других обследований активной части и отдельных систем трансформаторов для своевременного выявления развивающихся дефектов.

В настоящее время выполнение КДО трансформаторов стало обычной практикой. Подавляющее большинство специализированных организаций выполняют КДО согласно требованиям Типовой программы [4]. Эта программа устанавливает обязательный объем измерений, испытаний и анализов, но не ограничивает возможность применения иных методов. Такой подход доказал свою эффективность [5, 6].

Рассмотрим пример результатов КДО трансформатора ТДЦ 125000/110, показанного на рис. 1. Срок



Рис. 1. Трансформатор ТДЦ 125000/110

эксплуатации трансформатора – 43 года. Несколько лет трансформатор находился в резерве. Проведено несколько капитальных ремонтов. Последний ремонт – за 23 года до проведения КДО. Анализ документации текущего диагностического контроля за последние 10 лет (более ранние не сохранились) показал повышенное содержание этилена  $C_2H_4$  и этана  $C_2H_6$  в масле из бака. После периодических дегазаций масла концентрации этих газов восстанавливались. Содержание водорода  $H_2$  за эти годы не превышало 10-25 ppm, ацетилен  $C_2H_2$  обнаружен не был.

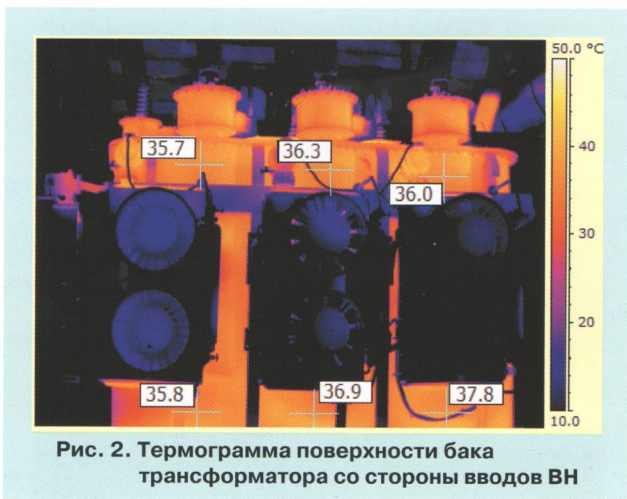
При проведении КДО (через 8 месяцев после очередной дегазации масла) концентрации  $C_2H_4$  и  $C_2H_6$  незначительно превышали граничные значения, соответственно равные 100 и 50 ppm. Разрядные газы не свидетельствовали о наличии дефектов электрического характера. В результате измерений и акустической локации ЧР и другие электрические разряды в активной части трансформатора (выше уровня помех) также не обнаружены.

Тепловизионное обследование при нагрузке трансформатора показало, что температура поверхности бака в основном равна 36-38 °С (рис. 2). Вместе с тем,

Таблица 2

**Пример периодичности проведения электрических испытаний трансформатора в процессе эксплуатации**

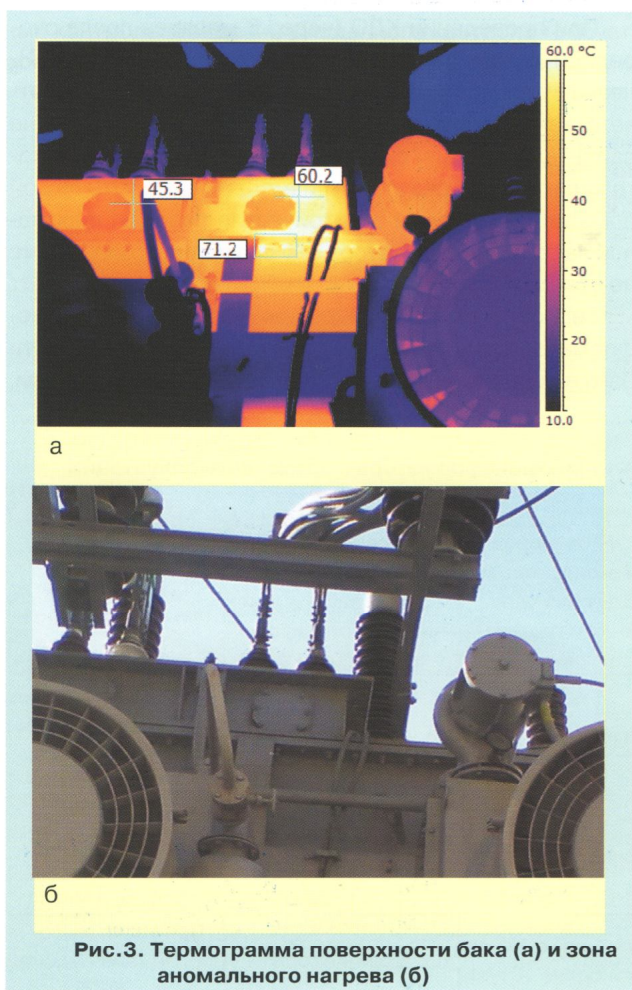
Электрическое испытание	Периодичность измерения, не реже,			Основание для проведения учащенного контроля
	Согласно требованиям [1]	Для трансформаторов со сроком эксплуатации больше 35 лет при удовлетворительном техническом состоянии	Для трансформаторов с длительным сроком службы при наличии развивающихся дефектов	
Измерение сопротивления изоляции обмоток	При неудовлетворительных испытаниях масла, хроматографического анализа газов, при КДО	1 раз в 2 года	1 раз в год	При неудовлетворительных показателях масла: $U_{пр}$ , $W$ , $tg\delta$ масла
Измерение тангенса угла диэлектрических потерь	При неудовлетворительных испытаниях масла, хроматографического анализа газов, при КДО	1 раз в 2 года	1 раз в год	При неудовлетворительных показателях масла: $U_{пр}$ , $W$ , $tg\delta$ масла
Оценка влажности твердой изоляции	Первый раз через 10-12 лет после включения далее 1 раз в 4-6 лет	При КДО или 1 раз в 4 года (при $W$ масла более 10 г/т)	1 раз в 2 года	При росте влагосодержания масла выше 20-25 г/т



**Рис. 2. Термограмма поверхности бака трансформатора со стороны вводов ВН**

в верхней части бака в зоне фазы А со стороны вводов НН обнаружена зона аномально высокого нагрева бака с температурой более 60-70 °С (рис.3).

В результате анализа полученных данных было сделан вывод о наличии несанкционированного замыкания на землю в верхней части бака элементов магнитной системы или прессующего кольца обмотки фазы А. Это полностью подтвердилось (через несколько месяцев) при капитальном ремонте этого трансформатора. В частности, было обнаружено отсутствие изоляционной прокладки одного из прессующих винтов обмотки



**Рис.3. Термограмма поверхности бака (а) и зона аномального нагрева (б)**



**Рис. 4. Результаты осмотра активной части трансформатора:**

а - прессующий винт обмотки фазы А без изоляционной прокладки от ярмовой балки; б - следы «подгара» прессующего винта обмотки фазы А; в - «отгоревшая» шинка заземления прессующего кольца обмотки фазы А

фазы А и следы «подгара» от повышенного нагрева на поверхности болта и прессующего кольца (рис. 4,а, б). Кроме того, обнаружена «отгоревшая» шинка заземления этого кольца (рис. 4,в). Вероятно, эти дефекты были вызваны нарушениями при ремонте более 20 лет назад.

Следует отметить, что потеря изоляции элементов прессовки обмоток и магнитной системы, как правило, сопровождается развитием искровых, а перегорание шинок заземления – дуговых разрядов. В данном случае, после дегазации масла ацетилен, образующийся при таких разрядах, был удален. Устойчивый контакт прессующего винта и кольца не сопровождался электрическими разрядами и вызывал только аномально высокий нагрев. Локализация такого дефекта оказалась возможной только при тепловизионном контроле. Таким образом, качественное выполнение КДО требует обязательного использования всех методов Типовой программой [4], а ее сокращение приводит к ошибкам первого или второго рода и, соответственно к неверным выводам и рекомендациям.

Непрерывный контроль (мониторинг) технического состояния трансформаторов с длительным сроком эксплуатации в нашей стране практически не используется, исходя из экономических соображений. Вместе с тем, за рубежом такой контроль иногда проводится, что позволяет отказаться от учащенного контроля ряда параметров.

Техническое освидетельствование электрооборудования (в том числе трансформаторов), отработавшего нормативный срок службы, является обязательной процедурой, установленной ПТЭ [7, п.1.5.2]. В настоящее время техническое освидетельствование проводится в соответствии с требованиями Методических указаний (стандартом) ОАО «ФСК ЕЭС» [8], рекомендованных Ростехнадзором к «применению на объектах по производству электроэнергии, объектах электросетевого хозяйства и в электроустановках, принадлежащих иным лицам (потребителям)» (письмо Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.10.2009 г. № 023-09/47).

Одним из требований указанных документов является участие в комиссии по техническому освидетельствованию представителей экспертной (специализированной) организации. Невыполнение или формальное выполнение указанного и других требований значительно снижает эффективность освидетельствования и полезность этой работы. При таком подходе имели место отказы трансформаторов, имевших явные признаки дефектов и требовавшие проведения технических мероприятий, не отмеченных в актах технического освидетельствования.

Для трансформаторов с длительным сроком эксплуатации оправданы более «щадящие» эксплуатационные режимы, исключающие (или по крайней мере ограничивающие) повышенные уровни напряжения и нагрева. В качестве основных мер оправдано, в частности, введение следующих ограничений.

- Целесообразно исключить коммутации трансформаторов разъединителями (в режиме холостого хода).

- Оправдано ограничить по времени (а лучше исключить) работы с повышенным напряжением (по сравнению с допустимыми значениями по ГОСТ 1516.3 [9]). В случае кратковременного повышения напряжения (выше наибольшего рабочего) на трансформаторах, которые находятся в зоне риска по уровню частичных разрядов и/или деструкции твердой изоляции, необходим внеочередной контроль уровня ЧР (на основе ХАРГ или прямых измерений).

- У трансформаторов 110-220 кВ нежелательна эксплуатация с разземленной нейтралью обмотки ВН, а при наличии дефектов твердой изоляции такой режим следует исключить.

- Очередность включения выключателей при АПВ линии (при возможности) должна выполняться со стороны конца линии, противоположного трансформатору с длительным сроком эксплуатации.

- Для трансформаторов, имеющих глубокую деструкцию твердой изоляции, необходимо ограничение температуры верхних слоев масла (по крайней мере на 10 °С ниже значений, установленных ГОСТ Р 52719 [10]).

На трансформаторах проводятся текущие и капитальные ремонты. Текущие ремонты выполняются без разгерметизации активной части, капитальные – с разгерметизацией. При текущих ремонтах важнейшими являются работы, обеспечивающие нормальное состояние систем защиты от увлажнения, охлаждения и регенерации масла. Дефекты этих систем сокращают ресурс твердой изоляции, провоцируют развитие ЧР и других дефектов. Типичные ошибки при выполнении текущих ремонтов – неэффективная промывка охладителей, а также засыпка в термосифонные фильтры и адсорберы непромытого (маслом) и/или недостаточно высушенного силикагеля. В результате трансформатор работает с повышенной температурой, изоляция загрязняется силикагелевой пылью (рис. 5) и увлажняется.



**Рис. 5. Налет силикагелевой пыли на изоляции активной части трансформатора АТДЦТН 125000/220/110**

Капитальные ремонты могут проводиться:

- без вскрытия активной части;
- со вскрытием активной части;
- со сменой обмоток.

Проведение ремонтов со сменой обмоток связано со значительными затратами и для трансформаторов с длительным сроком эксплуатации, как правило, технико-экономически неоправдано.

Капитальный ремонт силовых трансформаторов в подавляющем большинстве случаев проводится по техническому состоянию, то есть на основании результатов диагностического контроля. До капитального ремонта целесообразно проведение комплексного диагностического обследования трансформатора для уточнения объема и технологии проведения ремонтных работ (в том числе необходимости обмыва и сушки активной части).

Капитальные ремонты без вскрытия активной части выполняются на месте установки трансформатора с частичным сливом масла не ниже уровня верхней части обмоток (например, при замене вводов напряжением до 110 кВ и других работах). Для трансформаторов с длительным сроком эксплуатации, имеющими значительную деструкцию и, следовательно, повышенное влагосодержание бумажной изоляции, а также при наличии зашламления активной части при разгерметизации активной части целесообразно в объеме капитального ремонта включать обмыв и сушку изоляции, то есть проводить работы со вскрытием.

Сушку изоляции оправдано выполнять методом разбрызгивания масла при вакуумировании. Учитывая снижение прочности твердой изоляции, режим сушки не должен приводить к ускорению ее деструкции при выполнении технологических процессов.

При сушке таких трансформаторов температура промывочного масла не должна превышать 70-75 °С, а остаточное давление в баке – 400-450 мм рт.ст. В качестве промывочного рекомендуется использовать масла с хорошей растворяющей способностью воды и шлама. Оправдано применение технологии [11, 12]

с использованием промывочного масла, содержащего присадку Midel.

При сушке трансформаторов методом разбрызгивания масла (особенно при значительном зашламлении) необходимо контролировать параметры промывочного масла, в том числе тангенс угла диэлектрических потерь. При неудовлетворительных значениях  $\operatorname{tg} \delta$  промывочное масло должно быть регенерировано или заменено. В противном случае можно получить заметное ухудшение диэлектрических параметров изоляции обмоток трансформатора. Опыт проведения ремонтов трансформаторов со сроком эксплуатации даже более 40-45 лет по технологии [11] доказал эффективность процесса восстановления изоляции и сохранения работоспособности трансформаторов на весьма длительный период (более 10 лет) [13, 14].

Следует отметить, что контроль качества ремонта невозможен без проведения и анализа результатов испытаний (требуемых [1]) до, после и в период проведения этих работ. К сожалению, в ряде случаев объем измерений и анализов при проведении капитальных ремонтов выполняется не в полном объеме. Многие ремонтные предприятия не только не имеют физико-химических лабораторий, но и договоров на выполнение соответствующих анализов. Ряд ремонтных предприятий не освоил даже традиционные электрические испытания. Имеют место технологические нарушения при ремонтных работах. В результате значительное количество отказов трансформаторов спровоцировано развитием дефектов после проведения ремонтов.

Также следует сказать, что в последнее время весьма редко проводятся прямые измерения влагосодержания твердой изоляции, а определение степени полимеризации образцов изоляции составляет не более 1-2 % от общего количества ремонтов со вскрытием активной части. Такие нарушения требований [1] не только ограничивают контроль качества ремонтных работ, но и возможность объективной оценки остаточного ресурса твердой изоляции (и трансформатора в целом [2, 3]).

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Учитывая значительное количество трансформаторов с длительным сроком службы, находящихся в работе, необходима разработка Руководящего документа, регламентирующего требования к диагностике, эксплуатации и ремонтам этих электрических машин. Такой документ позволит обеспечить необходимый уровень диагностического контроля трансформаторов, снизит негативные воздействия внешних факторов, провоцирующих развитие опасных дефектов и ускоренное старение, обеспечит планирование и выполнение необходимого объема ремонтных работ, включающих современные технологии. Это позволит снизить вероятность развития финальных аварий, обеспечит необходимый уровень эксплуатационной надежности трансформаторов с длительным сроком службы.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. СО 34.45-51.300-97 (РД 34.45-51.300-97). Объем и нормы испытаний электрооборудования; под общей ред. Б.А.Алексеева, Ф.Л. Когана, Л.Г. Мамиконянца – 6 изд., с изм. и доп. М.: НЦ ЭНАС, 2007. 256 с.
2. Vasin .V.P., Dolin A.P. Development of methods of evaluation of power transformer insulation aging taking into account random exploitation factors. CIGRE 2009, 6th Regional Conference. Paper C111. 7 p.
3. Васин В.П., Долин А.П. Оценки выработанного ресурса изоляции силовых маслонаполненных трансформаторов. ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2009. № 2. С. 37-41.
4. Типовая программа комплексного диагностического обследования силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих реакторов 110-750 кВ. Утв. 28.10.2005. ОАО «ФСК ЕЭС», 2005. 13 с.
5. Smekalov V.V., Dolin A.P, Pershina N.F. Condition assessment and life time extension of power transformers. CIGRE. Session 2002, 12-102. 7 p.
6. Долин А.П., Смекалов В.В., Цветаев С.К. и др. Опыт диагностики и ремонтов силовых трансформаторов для повышения надежности эксплуатации и продления срока службы. ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2006. № 5. С. 27-31.
7. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Утв. Минэнерго России № 229 лт 19.06.03 М.: Энергосервис. 2003. 368 с.
8. СТО 56947007-29.240.10.030-2009. Методические указания по проведению периодического технического освидетельствования электротехнического оборудования ПС ЕНЭС. Утв. и введен 18.05.2009 распор. ОАО «ФСК ЕЭС» № 176 р. 96 с.
9. ГОСТ 1516.3-96. Электрооборудование переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции. Введ. 01.01.1999 Минск: Межгосударственный Совет по стандартизации, метрологии и сертификации. 2009. 48 с.
10. ГОСТ Р 52719. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. Введен 09.04.2007. М.: Стандартинформ, 2007. 45 с.
11. Патент РФ на изобретение № 2387492 от 27.04.2010. Способ очистки маслонаполненного силового электротехнического оборудования. Авт.: Долин А.П., Отморский С.Г., Смекалов В.В. и др Заявка № 20008134869 от 28.08.2008.
12. Патент на полезную модель № 839510 от 27.06.2009. Устройство для очистки маслонаполненного силового электротехнического оборудования Авт.: Долин А.П., Отморский С.Г., Смекалов В.В. и др Заявка № 2008134868 от 28.08.2008.
13. Smekalov V.V., Dolin A.P. The repair of power transformers with a long service life. CIGRE. Session 2004. A2-212. 8 p.
14. Долин А.П., Смекалов В.В. Ремонт силовых трансформаторов с длительным сроком службы. ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2004. №1. С. 41-46.

**Долин Анисим Петрович** - канд. техн. наук, доцент МЭИ (ТУ), генеральный директор ООО НТЦ «ЭДС». Москва  
(495) 4114065 info@ntc-eds.ru