

DOI: 10.18721/JEST.27305

УДК 621.314.212

*С.П. Высогорец<sup>1</sup>, С.М. Редькин<sup>2</sup>, М.В. Житенев<sup>2</sup>*

<sup>1</sup> ФГАОУ ДПО Петербургский энергетический институт повышения квалификации,  
Санкт-Петербург, Россия;

<sup>2</sup> АО "НПО "Стример",  
Санкт-Петербург, Россия

## **ПОИСК СОВРЕМЕННЫХ ИНЖЕНЕРНЫХ РЕШЕНИЙ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ ИЗОЛЯЦИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ**

В работе изложены проблемы эксплуатации изоляции трансформаторов. Проведена оценка влияния влаги на электрическую прочность и диэлектрические характеристики изоляции, скорость окислительных процессов в масле и температурного старения изоляции. Показано влияние увлажненности на срок эксплуатации и нагрузочную способность трансформаторов. Проведен сравнительный анализ традиционных способов осушки твердой изоляции и жидкого диэлектрика. Подтверждена необходимость разработки методов онлайн осушки изоляции работающих трансформаторов. Сформулированы основные требования для автоматических систем управления состоянием изоляции трансформаторного оборудования, на основании которых усовершенствована английская технология «TRANSEC». Представлены результаты опытной установки усовершенствованной системы «TRANSEC» автоматического контроля и управления влажностью на нескольких действующих трансформаторах. Определена область применения автоматической системы управления состоянием изоляции трансформаторов, внедрение которых позволит повысить надежность и эффективность эксплуатации.

**Ключевые слова:** трансформатор, изоляция, влага, автоматизированная система, управление состоянием.

**Ссылка при цитировании:**

Высогорец С.П., Редькин С.М., Житенев М.В. Поиск современных инженерных решений автоматического управления техническим состоянием изоляции трансформаторов // Материаловедение. Энергетика. 2021. Т. 27, № 3. С. 50–62. DOI: 10.18721/JEST.27305

Это статья открытого доступа, распространяемая по лицензии CC BY-NC 4.0 (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>)

*V.S. Vysogorets<sup>1</sup>, R.S. Redkin<sup>2</sup>, Z.M. Zhitenev<sup>2</sup>*

<sup>1</sup> Federal State educational establishment PEIPK,  
St. Petersburg, Russia;

<sup>2</sup> Streamer Electric Inc,  
St. Petersburg, Russia

## **SEARCH OF MODERN ENGINEERING SOLUTIONS FOR AUTOMATIC CONTROL OF TRANSFORMER INSULATION TECHNICAL STATE**

The paper outlines the problems of transformer insulation operation as well as assesses the influence of moisture on dielectric characteristics of insulation, the rate of oxidation processes in oil and thermal aging of insulation. The influence of moisture content on the service life and load capacity



of transformers is shown. A comparative analysis of traditional methods of solid insulation and liquid dielectric drying is carried out. We confirmed the need to develop online methods for insulation drying of operating transformers and formulated basic requirements for automatically controlled moisture management systems of transformer equipment. The British technology “TRANSEC” was modified on the basis of these requirements. The paper presents results of trial installations of improved automatically controlled moisture monitoring and management system on several operating transformers. We determined the scope of application for moisture management system. Introduction of such systems will improve reliability and operation efficiency of power transformers.

*Keywords:* transformer, insulation, moisture, automated system, condition management.

*Citation:*

V.S. Vysogorets, R.S. Redkin, Z.M. Zhitenev, Search of modern engineering solutions for automatic control of transformer insulation technical state, Materials Science. Power Engineering, 27 (03) (2021) 50–62, DOI: 10.18721/JEST.27305

This is an open access article under the CC BY-NC 4.0 license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>)

**Введение.** В российской энергетике значительный парк силовых трансформаторов превышает нормативный срок эксплуатации. Анализ аварийности трансформаторов указывает на то, что большая доля отказов данного оборудования связана с износом, увлажнением и/или загрязнением изоляции [1–3].

Целлюлозная изоляция является важным ресурсоопределяющим элементом трансформатора, срок эксплуатации которой зависит от ряда факторов: температуры, влагосодержания, качества трансформаторного масла и процессов, происходящих в нем. В ходе исследований [4] подтверждено, что с ростом температуры увеличивается скорость старения целлюлозной изоляции. Так, при 100 °C старение происходит за 20 лет, а при 110 °C – за 5 лет [4]. Соответственно, при нормальной работе замена силовых трансформаторов по истечении их назначенного срока эксплуатации (25 лет) не оправдана [2, 5]. Вместе с этим к 25–30 годам эксплуатации в изоляции трансформатора может накапливаться опасное количество влаги [6], которое будет влиять на надежность и дальнейшую долговечность трансформатора. Рабочая нагрузка трансформатора влияет на количество и скорость роста влажности твердой изоляции, что продемонстрировано на рис. 1 [6].

Для приведения влажности изоляции к установленной норме проводятся капитальные ремонты, в которых дорогостоящие технологические операции по ее осушке занимают значительную часть времени (от 25 % до 50 % общей длительности ремонта). Процесс осушки изоляции усложняется с ростом мощности трансформатора, что связано с увеличением сложности конструкции, объема и массы изоляции. При этом ряд применяемых в ходе ремонта методов по осушке изоляции оказывает на нее побочное негативное воздействие. Т. о. технико-экономически эффективнее поддерживать влажность изоляции в допустимых пределах, нежели проводить сложные работы по ее осушке за ограниченный в период ремонта интервал времени.

Соответственно, необходим поиск современных инженерных решений обработки изоляции щадящими методами, не требующими отключения трансформатора, что повысит его надежность, долговечность и сократит количество простоев.

## Экспериментальная часть

### *Влияние влаги на изоляцию трансформаторов*

Главным источником воды в трансформаторе является атмосферная влага, которая проникает вместе с воздухом через несовершенные системы защиты от увлажнения, а также через уплотнения (в случае их дефекта) под воздействием градиента давления [6–8]. Вторым источником появления воды в трансформаторе являются процессы старения твердой изоляции и масла, где влага

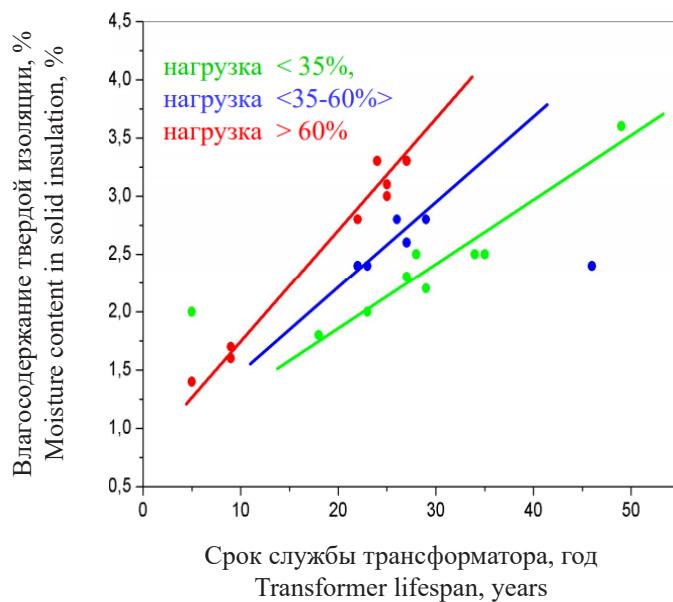


Рис. 1. Степень увлажнения изоляции трансформаторов в зависимости от нагрузки [6]

Fig. 1. Moisture saturation of transformer insulation depending on transformer load

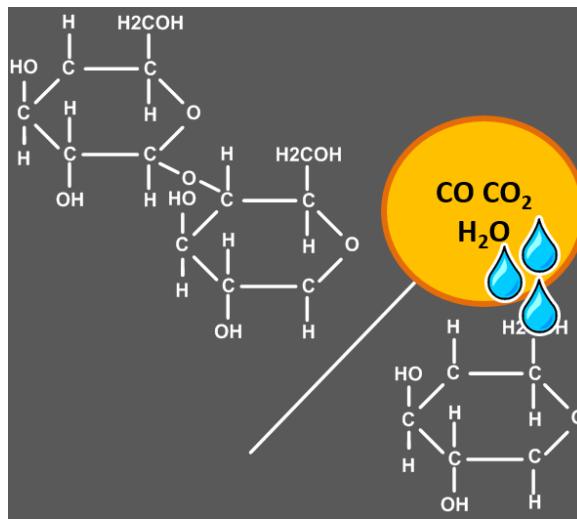


Рис. 2. Упрощенная схема разрушения молекул глюкозы

Fig. 2. Simplified diagram of cellulose degradation

является одним из продуктов старения [7, 8]. Целлюлоза – натуральный полимер, состоящий из остатков молекул глюкозы, которые образуют цепь примерно из 1200-1300 колец. При разложении молекула распадается на мелкие части, процесс сопровождается образованием в том числе и воды (рис. 2)

Если целлюлозная изоляция сильно состарилась (механическая прочность бумаги на разрыв уменьшилась более чем вдвое), выделение воды в результате воздействия температуры значительно увеличивается, что отражено на рис. 3 [7].

При этом вода растворяется в масле в очень небольших количествах, а ее растворимость зависит от температуры и химического состава масла [9]. Например, в масле марки ГК (ГОСТ 38101.1025-85) с содержанием ароматических углеводородов 1,6 % растворимость воды составляет при 20 °C

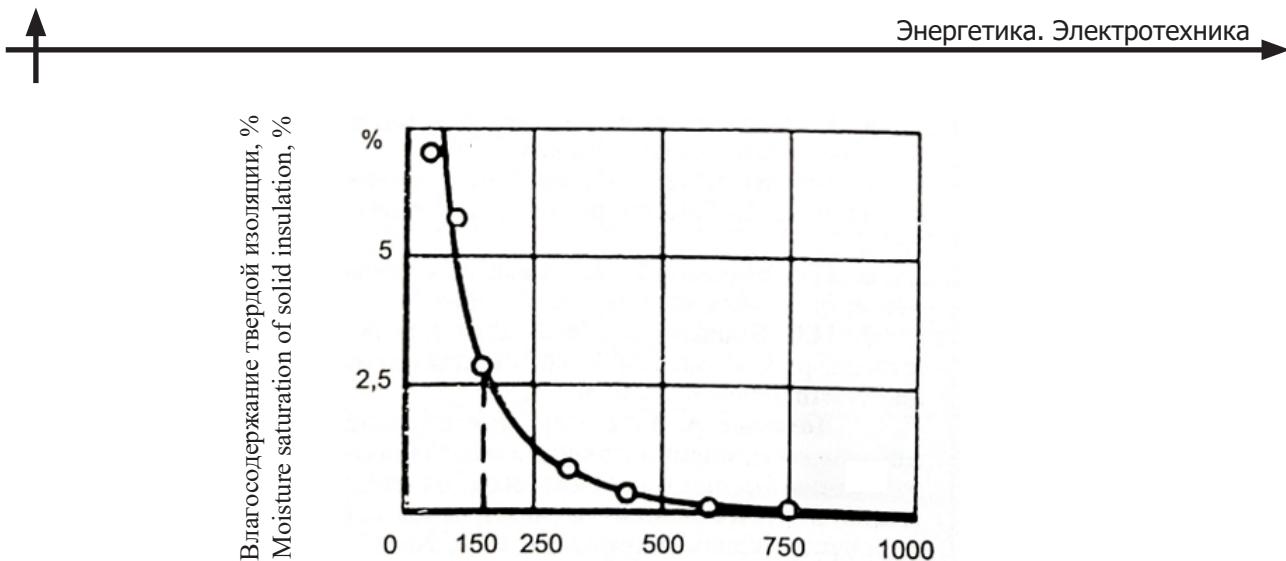


Рис. 3. Образование воды при термическом разложении бумаги [7]

Fig. 3. Moisture formation during thermal decomposition of cellulose

– 37 г/т, при 40 °С – 85 г/т, при 70 °С – 270 г/т. Соответственно, при резких изменениях условий, например, при сбросе нагрузки с быстрым понижением температуры масло может оказаться перенасыщенным, и влага выделяется в виде эмульсии – мелких капель, которые имеют тенденцию осаждаться на твердых включениях, имеющихся в масле, и т. о. влиять на изоляционные характеристики [8].

В следствие изменения температуры при изменении нагрузки трансформатора и атмосферных условий в работающем оборудовании происходит постоянное перераспределение влагосодержания между твердой изоляцией и маслом. Соответственно, увлажнение твердой изоляции трансформаторов в эксплуатации происходит путем миграции влаги из масла. При этом насыщающее значение влагосодержания целлюлозной изоляции, в отличие от масла, практически не зависит от температуры и составляет около 17 % [8]. Распределение влаги в изоляции трансформатора следующее: 90-95% в целлюлозной изоляции и 5-10% в трансформаторном масле [8].

Влага в трансформаторе оказывает влияние на ухудшение электрической прочности и диэлектрических свойств изоляции. Растворенная влага (до точки насыщения) практически не влияет на электрическую прочность трансформаторного масла. Однако ее влияние существенно возрастает в присутствии механических примесей. При увлажненности твердой изоляции около 1% электрическая прочность изоляции практически не снижается, однако при этом значительно снижается напряжение начала образования ЧР [8], что отражено на рис. 4.

Ухудшение диэлектрических характеристик ведет к росту потерь с повышенным тепловыделением, соответственно к тепловому пробою и местному перегреву изоляции [10]. При этом в ходе эксплуатации влага может перемещаться и ее содержание может достигать критических значений в наиболее напряженных местах.

Влага влияет на ускорение окислительных процессов в трансформаторном масле, скорость температурного старения целлюлозы и ее гидролитическую деструкцию, что ведет к снижению механической стойкости бумажной изоляции. Рядом исследовательских работ [11] установлена зависимость расчетного срока эксплуатации трансформатора от увлажненности твердой изоляции и температуры его эксплуатации. Так, скорость разложения бумаги приблизительно пропорциональна количеству содержащейся в ней воды, что справедливо при содержании влаги в бумаге от 0,3 % до 7 % и при относительно небольшой степени разрушения бумаги [8]. При значительном износе бумажной изоляции влияние влаги становится более заметным [8]. Изменение скорости старения твердой изоляции с ростом ее влажности отражено на рис. 5 [12].

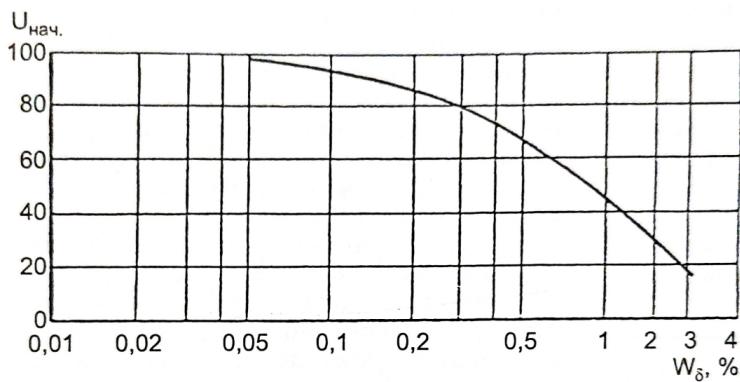


Рис. 4. Процент начального напряжения ЧР ( $U_{\text{нач.}}$ ), пропитанной маслом бумаги с радиальной толщиной 30 мм в зависимости от ее влагосодержания ( $W_{\delta}$ ) [8]

Fig. 4. Ratio of initial PD stress ( $U_{\text{init.}}$ ), oil-impregnated paper with a radial thickness of 30 mm, depending on its moisture content ( $W_{\delta}$ ) [8]

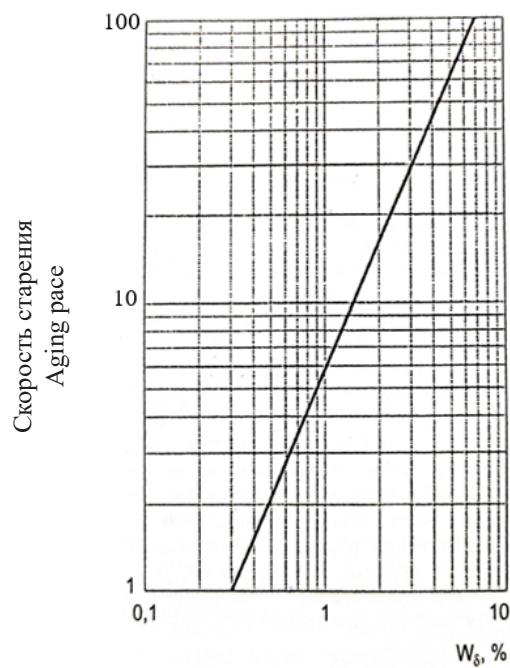


Рис. 5. Влияние влагосодержания бумаги ( $W_{\delta}$ ), на скорость теплового старения [12]

Fig. 5. Effect of paper moisture saturation ( $W_{\delta}$ ) on the rate of heat aging [12]

Количеством воды определяется способность трансформатора работать под высокой нагрузкой. Влагосодержание изоляции ограничивает предел нагрузки трансформатора, из-за снижения температуры образования пузырьков водяного пара [13]. Так под пузырьковым эффектом («bubble effect») понимают стремительное освобождение водяного пара из бумажной изоляции трансформатора, вызванного увеличением температуры обмоток свыше критической, что ведет к увеличению давления внутри бака трансформатора – аварии [6]. Соответственно, трансформатор, например, с влажностью изоляции 0,5 %, будет способен работать при почти вдвое более высокой температуре, чем трансформатор с влажностью изоляции 3 % [13].



Т. о. обеспечение оптимальной увлажненности изоляции трансформатора существенно влияет как на срок ее службы и безаварийность эксплуатации оборудования, так и на возможность создания необходимых сетевых режимов.

#### ***Сравнение различных способов осушки изоляции трансформатора***

При сравнении различных способов осушки трансформаторного масла, позволяющих извлекать растворенную воду, в отношении вакуумных методов (дегазационных установок) обнаружены такие недостатки, как негативное воздействие высоких температур на жидкий диэлектрик (нагрев до 80 °C) и влияние дегазации на информативность диагностических показателей масла. Адсорбционные методы обработки масла лишены вышеуказанных недостатков. Обработка масла цеолитами марки NaA проводится в комфортных для жидкого диэлектрика условиях (при температуре от минус 5 до плюс 60 °C), позволяет проводить глубокую осушку без негативного влияния на информативность диагностических показателей масла. Однако, для исключения пересушки твердой изоляции трансформатора важно обеспечить непрерывный контроль степени осушки масла. Поэтому маслоочистительные устройства (МОУ) рекомендуется оснащать датчиками измерения влажности изоляции, например, датчиками измерения относительного влагонасыщения масла.

При сравнении различных способов осушки твердой изоляции, используемых в период капитальных ремонтов (циркуляция горячего сухого масла; термовакуумная диффузия; разбрзгивание масла – циклическая сушка; сушка горячим воздухом; сушка индукционным методом) установлено, что на изоляцию трансформатора воздействуют высокие температуры (85 – 100 °C) и в ряде случаев вакуум. Это негативное воздействие может приводить к короблению, тепловому старению, термической деструкции и локальным перегревам изоляции. При этом ряд указанных выше методов (эффективных для осушки чрезмерно влажной изоляции) имеют конструктивные ограничения по применению. Продолжительность осушки твердой изоляции в период капитального ремонта составляет 5 – 14 дней и более (в зависимости от начальной степени ее увлажненности).

Принимая во внимание ограниченное время проведения капитального ремонта трансформатора (в среднем не более 14 дней), появление технологий осушки изоляции на работающем трансформаторе становится актуальной задачей. При этом требуется поиск/разработка онлайн технологий обработки твердой изоляции щадящими методами, т. к. осушка изоляции трансформатора наиболее востребована после завершения нормативного срока эксплуатации (т. е. когда изоляция может иметь некоторые признаки старения).

Таким способом онлайн осушки изоляции может являться метод циркуляции в баке трансформатора, осушаемого молекулярными ситами масла. Сушка твердой изоляции происходит за счет диффузии влаги из ее наружных слоев в осушаемое цеолитами масло. Этот способ позволяет обрабатывать изоляцию без травмирующего воздействия высоких температур и макромеханического воздействия вакуума. Такой процесс осушки изоляции сравнительно длительный по времени, поэтому его целесообразно проводить именно на работающем трансформаторе.

#### ***Разработка основных требований для устройств обработки изоляции трансформаторов под нагрузкой щадящими методами***

Для обеспечения надежной работы устройств онлайн осушки изоляции на работающем трансформаторе, в т. ч. для исключения пересушки изоляции необходима система мониторинга, позволяющая обеспечить как контроль основных параметров процесса, а также степени увлажненности твердой изоляции и трансформаторного масла.

В ходе исследования определены следующие параметры, рекомендованные для систем мониторинга установок онлайн обработки изоляции работающих трансформаторов:

- температура масла на входе и на выходе установки (°C);
- относительное влагонасыщение на входе и на выходе установки (%);
- влагосодержание масла на входе и на выходе установки (ppm, г/т);

- суммарный объем перекачанного масла (л);
- скорость потока масла (л/ч);
- вес извлеченной воды с начала работы (кг);
- вес извлеченной воды с момента последней замены цеолита (кг);
- остаточная емкость цилиндров с цеолитом (%);
- влажность твердой изоляции (%);
- ориентировочная дата исчерпания ресурса цилиндров с цеолитом;
- температура внутри шкафа электроники (°C).

Соответственно, для обеспечения самодиагностики устройств онлайн обработки изоляции трансформаторов, что обеспечит возможность их эксплуатации без надзора оператора — в автоматическом режиме, необходимо отслеживание следующих событий с привязкой по времени и формированием управляющих команд:

- ошибка измерительных датчиков на входе и на выходе установки;
- перегрев шкафа с электроникой;
- низкий поток масла;
- протечки масла;
- превышение допустимой температуры масла;
- пересушка изоляции;
- сброс ошибок;
- превышение допустимого уровня относительного влагонасыщения;
- превышение допустимого уровня влажности твердой изоляции;
- низкий остаточный ресурс цеолита;
- температура масла ниже 0 °C.

Диапазон температур при котором наиболее эффективно протекает процесс онлайн обработки изоляции трансформатора с помощью молекулярных сит составляет от плюс 10 °C до плюс 60 °C, что не противоречит исследованиям [14].

Для исключения негативного влияния процедур обработки масла на информативность диагностических параметров трансформатора рекомендуется осушку проводить синтетическим цеолитом марки NaA. Цеолит марки NaA имеет эффективный диаметр пор равный 4 Å [14]. Размер молекул воды равен 3-4 Å (близкий к размеру пор цеолита NaA), что обеспечивает глубокое избирательное удаление воды из трансформаторного масла даже при низком ее содержании, а полярность цеолитов обеспечивает высокую скорость осушки масла.

Цеолит имеет однородные поры, размер которых определяется строением элементарной ячейки кристалла, представленной на рис. 6. Все эти поры не способны адсорбировать молекулы, размер которых превышает диаметр входного окна в пору. Это свойство адсорбентов называют молекулярно-ситовым эффектом. Соответственно, особенностью данного синтетического цеолита NaA является малый размер входных окон, которые не адсорбируют углеводородные соединения, входящие в состав трансформаторного масла (в т. ч. антиокислительные присадки и фурановые производные), поскольку размеры их молекул значительно превышают размеры окон цеолитов.

Не менее важным элементом установок онлайн обработки изоляции молекулярными ситами на работающем трансформаторе является наличие в системе тонкой фильтрации. Задача тонкой фильтрации сводится к улавливанию мелких пылевидных гигроскопичных частиц цеолита, исключая их попадание в основной бак трансформатора. Появление значительного количества гигроскопичных механических примесей в трансформаторном масле даже с незначительным содержанием влаги приводит к ухудшению его электроизоляционных характеристик. При этом опасность мелких загрязнений размером 5 мкм заключается еще и в их высокой способности проникать внутрь твёрдой изоляции меняя ее электрофизические свойства [15].

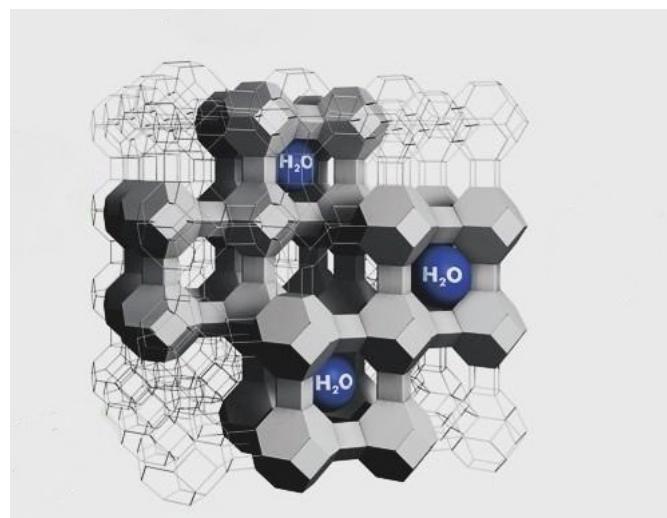


Рис. 6. Упрощенная цеолитовая структура

Fig. 6. Simplified zeolite structure



Рис. 7. Устройство технологии ACU СИТО «TRANSEC»

Fig. 7. Automatic online drying system «Transec»

Оптимальная скорость пропускания трансформаторного масла через адсорбционные колонны с молекулярными ситами установлена на уровне 400-450 л/ч (0,0060-0,0068 м/с), что не противоречит рекомендациям [16], согласно которым осушка масел в динамических условиях синтетическими цеолитами осуществляется при скорости потока от 0,003 до 0,01 м/с и температуре 20-80 °C.

*Описание усовершенствованной автоматической системы управления состоянием изоляции трансформаторного оборудования – ACU СИТО «TRANSEC»*

Для решения задач онлайн осушки изоляции трансформаторов под напряжением была использована английская технология «TRANSEC», технически усовершенствованная согласно вышеуказанным требованиям, в том числе была разработана эффективная система мониторинга.

Усовершенствованная модель АСУ СИТО «TRANSEC» представлена на рис. 7. Состав установки следующий (рис. 7): 1 – выпускной клапан, возврат масла в трансформатор; 2 – деаэратор; 3 – пробоотборный клапан на выходе; 4 – датчик влагосодержания и температуры масла на выходе; 5 – фильтр микрочастиц; 6 – промежуточный воздухоперепускной клапан; 7 – быстроразъемные муфты; 8 – цилиндры с молекулярным ситом (цеолит NaA); 9 – икаф блока контроля и мониторинга (опция); 10 – стравливающий воздушный клапан; 11 – фильтр предочистки масла; 12 – датчик влагосодержания и температуры масла на входе; 13 – индикатор потока; 14 – насос; 15 – пробоотборный клапан на входе; 16 – впускной клапан, вход масла в модуль; 17 – рама.

«Сердцем» АСУ СИТО «TRANSEC» являются адсорбера, наполненные молекулярными ситами – цеолитом NaA. Масло из бака трансформатора забирается с нижней точки, проходит через фильтроэлементы, насосом прокачивается с установленной скоростью через адсорбера и поступает обратно в бак трансформатора через систему тонкой фильтрации. Т. о. в процессе циркуляции масла через модули АСУ СИТО «TRANSEC» происходит осушка изоляции трансформаторов. Усовершенствованная АСУ СИТО «TRANSEC» оснащена комплектом встроенных измерительных датчиков, которые обеспечивают мониторинг указанных выше параметров и обеспечивают надежную автоматическую работу установки на трансформаторе под нагрузкой.

***Когда рекомендуется использовать автоматические системы осушки изоляции работающих трансформаторов (АСУ СИТО)***

Технологии онлайн обработки изоляции востребованы при возникновении следующих ситуаций:

- трансформатор невозможно вывести в ремонт по режимам сети, В данном случае АСУ СИТО благодаря возможности монтироваться и работать на оборудовании под нагрузкой позволит решить возникшую проблему увлажненности изоляции;
- трансформатор имеет признаки увлажнения изоляции. В данном случае АСУ СИТО проведет неотложную обработку изоляции в онлайн режиме;
- трансформатор имеет признаки износа изоляции (значительное содержание продуктов старения в масле, наличие фурановых производных, ухудшенную степень полимеризации твердой изоляции). АСУ СИТО проведет обработку изоляции без негативного влияния высоких температур и вакуума. При этом в осушенном масле регенерация силикагелем будет протекать эффективнее.
- трансформатор имеет чрезмерно влажную изоляцию ( $W_6 \geq 3,5\%$ ) и/или ограниченное время по продолжительности капитального ремонта. АСУ СИТО позволит провести предварительную подсушку изоляции до капитального ремонта (что позволит сэкономить как время на ремонт, так и выбрать более дешевую технологию обработки изоляции) или досушку изоляции после капитального ремонта на работающем трансформаторе. Это позволит увеличить межремонтный период работы трансформаторов, что существенно влияет на операционные расходы;

– трансформатор находится в центре питания наиболее ответственного участка и/или работает с высокими нагрузками и/или резко переменными нагрузками. АСУ СИТО в автоматическом режиме будет компенсировать (сдерживать) негативное влияние высоких и/или переменных нагрузок на ускоренное накапливание влаги в изоляции трансформатора. Вместе с этим АСУ СИТО может стать элементом повышения надежности оборудования со сверхнормативным сроком эксплуатации.

***Опытная эксплуатация системы АСУ СИТО «TRANSEC»***

Пилотные образцы усовершенствованной АСУ СИТО «TRANSEC» проходят опытную эксплуатацию на ряде действующих электроустановок. Результаты апробации технологии, представ-

ленные в табл. 1, указывают на эффективное излечение воды из изоляции работающих трансформаторов, что позволило улучшить их электроизоляционные характеристики в среднем в 2 и более раза.

Таблица 1  
**Информация об объектах опытной эксплуатации технологии АСУ СИТО «TRANSEC»**  
Table 1  
**Information about field trials of TRANSEC technology**

№	Наименование организации Company name	Тип трансформатора (дисп. №) Transformer type	Количество удаленной воды из изоляции, кг Amount of water removed from insulation, kg
1.	ООО «Газпромэнерго» Саратовский филиал ПС-35 кВ «Латухино-2»	ТДНС-10000/35 (Т-2)	5,7 кг (за 10 месяцев)
2.	ООО «Газпромэнерго» Южно-Уральский филиал ПС-110/10/6 кВ, «Гелий-2»	ТРДЦН- 80000/110/-75У1 (3Т)	2,9 кг (за 9 месяцев)
3.	ПАО «Россети Московский регион» ПС «Чертаново»	ТРДЦН-63000/110 (Т-3)	4,7 кг (за 7 месяцев)
4.	Металлургический завод Петросталь, ПС «АКОС»	ЭТЦНВ-20000/10	1,8 кг (за 1 месяц)
5.	Металлургический завод Петросталь	УТМРУ-3500/10	4,2 кг (за 6 месяцев)
6.	Республика Казахстан ГРЭС Топар	ТДЦ-125000/110	22 кг (за 9 месяцев)

### Выводы

Твердая изоляция силовых трансформаторов является важным ресурсоопределяющим элементом. Обеспечение оптимальной увлажненности изоляционной системы трансформатора существенно влияет как на срок ее службы и безаварийность эксплуатации, так и на возможность создания необходимых сетевых режимов. Подтверждена необходимость разработки методов онлайн осушки изоляции трансформаторов под нагрузкой.

По результатам сравнительного анализа традиционных способов осушки твердой изоляции и жидкого диэлектрика обнаружено наличие негативных факторов, влияющих на изоляцию трансформаторов и информативность предиктивной диагностики. В ходе исследований разработаны основные требования для автоматических систем управления состоянием изоляции трансформаторного оборудования – АСУ СИТО, в соответствии которым проведено усовершенствование английской технологии «TRANSEC». Определена область применения АСУ СИТО, внедрение которых позволит повысить надежность и эффективность эксплуатации трансформаторного оборудования.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

[1] Соколов В.В. Вопросы оценки и обеспечения надежности силовых трансформаторов / В.В. Соколов, В.А. Лукашук // Соколов В.В. Избранные труды / Сост. А.Г. Овсянников, В.Н. Осотов, В.Н. Бережной. – Екатеринбург: Издательский дом «Автограф», 2010. С. 22–30.

[2] Ванин Б.В. О повреждениях силовых трансформаторов напряжением 110–500 кВ в эксплуатации / Б.В. Ванин, Ю.Н. Львов, М.Ю. Львов, Б.Н. Неклепаев, К.Н. Антипов, А.С. Сурба, М.И. Чичинский // Электрические станции. – 2001. – № 9. С. 53–58.

- [3] Статистические данные о повреждении трансформаторов. Обзор 12-го комитета СИГРЭ. Ресурсы Интернета. <http://leg.co.ua/transformatory/praktika/pozharobezopasnost-silovyh-transformatory-ov-2.html>
- [4] **Stannett A.W.** Problems of water in power transformers, The New Zealand electrical Journal, 1966, 25 June, Pp. 163–166.
- [5] **Алексеев Б.А.** Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов / Б.А. Алексеев – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 216 с.
- [6] **Ян Субоч.** Вода в изоляции обмоток силовых трансформаторов. Причины, последствия, методы исследования // Конференция ФГАОУ ДПО «ПЭИПК», 2020.
- [7] **Fabre J., Pichon A.** Deteriorating processes and products of paper in oil, Application to transformers, CIGR'E, 1960, 137.
- [8] Силовые трансформаторы: справочная книга / Под ред. С.Д. Лизунова, А.К. Лоханина. - М.: Энергоиздат, 2004. – 616 с.
- [9] **Griffin P., Socolov V.** Moisture equilibrium and moisture migration within transformer insulation. CJGRE WG 12.18, Site management of transformers.
- [10] **Кучинский Г.С.** Изоляция установок высокого напряжения / Г.С. Кучинский, В.Е. Кизиветтер, Ю.С. Пинталь. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.
- [11] **Lars E.** Lundgaard, Walter Hansen, Dag Linhjell, Terence J. Painter, “Ageing of oil-impregnated paper in power transformers”, IEEE PWRD, 2003.
- [12] Background information on high temperature insulation for liquid-immersed power transformers. WG report. IEEE PES Transformers Committee. Insulation life Subcommittee. Wor-King Group on high temperature insulator liquid-immersed power transformers. IEE Transaction on Power Delivery. Vol. 9, № 4, October 1994.
- [13] **Frimpong G.K., Perkins M., Fazlagic A., Gafvert U.** “Estimation of Moisture in Cellulose and Oil Quality of Transformer Insulation using Dielectric Response Measurements”, Doble Client Conference, Paper 8M, 2001.
- [14] **Тутубалина В.П., Гайнуллина Л.Р.** Осушка трансформаторного масла адсорбентами на электрических станциях: монография / В.П. Тутубалина, Л.Р. Гайнуллина. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2017. – 114 с.
- [15] **Юсупов Д.Т. и др.** Влияние механических примесей на эксплуатационные характеристики трансформаторного масла / Д.Т. Юсупов, Ш.Б. Юсупов, Н.М. Маркаев. // Молодой ученый. – 2019. – № 22 (260). – С. 144–146. – URL: <https://moluch.ru/archive/260/59704/> (Дата обращения: 24.06.2021).
- [16] **Кельцев Н.В.** «Основы адсорбционной техники» // М., ХИМИЯ, 1984 г.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

**ВЫСОГОРЕЦ Светлана Петровна** – доцент кафедры диагностика электрооборудования, ФГАОУ ДПО Петербургский энергетический институт повышения квалификации, д-р техн. наук.

E-mail: s-151075@yandex.ru

**РЕДЬКИН Сергей Михайлович** – заместитель генерального директора по стратегическому развитию и инновациям, АО "НПО "Стример", без степени.

E-mail: sergey.redkin@streamer.ru

**ЖИТЕНЕВ Михаил Владимирович** – менеджер международного направления, АО "НПО "Стример", без степени.

E-mail: mikhail.zhitenev@streamer-electric.com

Дата поступления статьи в редакцию: 05.08.2021

## REFERENCES

- [1] **V.V. Sokolov**, Issues of assessing and ensuring the reliability of power transformers / V.V. Sokolov, V.A. Lukashchuk // Sokolov V.V. Selected Works. / Comp. A.G. Ovsyannikov, V.N. Osotov, V.N. Berezhnoy – Yekaterinburg: Publishing House "Autograph", 2010. S. 22–30.
- [2] **B.V. Vanin**, On damage of 110–500 kV power transformers in operation / B.V. Vanin, Yu.N. Lvov, M.Yu. Lvov, B.N. Neklepaev, K.N. Antipov, A.S. Surba, M.I. Chichinsky // Electric stations. – 2001. – No. 9. S. 53–58.
- [3] Statistical data on the damage of transformers. Review of the 12th CIGRE Committee. Internet resources. <http://leg.co.ua/transformatory/praktika/pozharobezopasnost-silovyh-transformatorov-2.html>
- [4] **A.W. Stannett**, Problems of water in power transformers, The New Zealand electrical Journal, 1966, 25 June, Pp. 163–166.
- [5] **B.A. Alekseev**, Condition monitoring (diagnostics) of large power transformers / B.A. Alekseev – Moscow: NTs ENAS Publishing House, 2002. 216 p.
- [6] **Jan Suboch**. Water in insulation of power transformer windings. Causes, consequences, research methods // Conference of FGAOU DPO "PEIPK", 2020.
- [7] **J. Fabre, A. Pichon**, Deteriorating processes and products of paper in oil, Application to transformers, CIGR'E, 1960, 137.
- [8] Power transformers: reference book / Ed. S.D. Lizunova, A.K. Lokhanin. – M.: Energoizdat, 2004. 616 p.
- [9] **P. Griffin, V. Socolov**, Moisture equilibrium and moisture migration within transformer insulation. CIGRE WG 12.18, Site management of transformers.
- [10] **G.S. Kuchinsky**, Insulation of high voltage installations. Kuchinsky, V.E. Kizivetter, Yu.S. Pintal. – M.: Energoatomizdat, 1987. 368 p.
- [11] **Lars E. Lundgaard, Walter Hansen, Dag Linhjell, Terence J. Painter**, "Ageing of oil-impregnated paper in power transformers", IEEE PWRD, 2003.
- [12] Background information on high temperature insulation for liquid-immersed power transformers. WG report. IEEE PES Transformers Committee. Insulation life Subcommittee. Wor-King Group on high temperature insulator liquid-immersed power transformers. IEE Transaction on Power Delivery. Vol. 9, № 4, October 1994.
- [13] **G.K. Frimpong, M. Perkins, A. Fazlagic, U. Gafvert**, "Estimation of Moisture in Cellulose and Oil Quality of Transformer Insulation using Dielectric Response Measurements", Doble Client Conference, Paper 8M, 2001.
- [14] **V.P. Tutubalina, L.R. Gainullina**, Drying of transformer oil with adsorbents at power plants: monograph / V.P. Tutubalin, L.R. Gainullina. – Kazan: Kazan State Energy University, 2017. 114 p.
- [15] **G.S. Yusupov et al.**, Influence of mechanical impurities on the operational characteristics of transformer oil / DT Yusupov, Sh. B. Yusupov, NM Markaev. // Young scientist. – 2019. – No. 22 (260). – S. 144–146. – URL: <https://moluch.ru/archive/260/59704/> (date of access: June 24, 2021).
- [16] **N.V. Keltsev**, "Basics of adsorption technology" // M., CHEMISTRY, 1984.

## THE AUTHORS

**VYSOGORETS Svetlana P.** – Federal State educational establishment PEIPK.  
E-mail: s-151075@yandex.ru

**REDKIN Sergey M.** – *Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University.*  
E-mail: sergey.redkin@streamer.ru

**ZHITENEV Mikhail V.** – *Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University.*  
E-mail: mikhail.zhitenev@streamer-electric.com

**Received: 05.08.2021**