

Д. В. Зозуля

*Институт проблем безопасности АЭС НАН Украины, Киев***АНАЛИЗ ОПЫТА ЭКСПЛУАТАЦИИ ГЛАВНЫХ БЛОЧНЫХ  
ТРАНСФОРМАТОРОВ ОРЦ-417000/750 БЛОКОВ АЭС УКРАИНЫ**

Собраны и проанализированы статистические и конструкторско-технологические характеристики главных трансформаторов блоков АЭС. Разработан алгоритм оценки состояния блочного трансформатора. Определены причины отказов блочных трансформаторов, приводящих к вынужденному отключению блоков. Выявлены чувствительные зоны и вероятные факторы деградации электромагнитной, электроизоляции и механической систем, а также зон экстремального тепловыделения. Курсивом в статье отмечены методы систем контроля, безопасности и диагностики анализируемых узлов.

*Ключевые слова:* трансформаторы, изоляция, обмотки, бак, масло, шунты.

Для Украины продление сроков эксплуатации АЭС является стратегически важной задачей, которая обеспечивает сохранение установленных мощностей на достигнутом уровне (13,835 млн кВт) до ввода новых мощностей на тепловых и атомных станциях при существенно меньших затратах. Первоочередными задачами на данный момент, являются строительство и ввод в эксплуатацию до конца 2016 г. двух новых энергоблоков мощностью 2 млн кВт на ХАЭС [1].

Реализация этого направления в энергетике позволит создать дополнительный ресурс для повышения уровня энергетической безопасности и соответствующего изменения энергетического баланса не только в Украине. Однако основы наращивания мощностей обусловлены предпосылками продления ресурса эксплуатации оборудования, а именно:

приближение срока службы энергоблоков к установленному проектом (к 2030 г. в эксплуатации останется лишь 8-9 из действующих на сегодняшний день энергоблоков);

значительное подорожание строительства новых блоков АЭС (1 млрд € ВВЭР - 1200), при этом стоимость мероприятий по продлению ресурса на 10 – 15 лет одного энергоблока оценивается в 60 млн €;

высокий уровень надежности оборудования АЭС.

Основное задание – обеспечение надежной и эффективной эксплуатации действующих энергоблоков после выработки планового ресурса эксплуатации (30 лет).

**Особенности конструкции главных блочных трансформаторов АЭС Украины,  
влияющих на надежность и срок службы**

Техническая «жизнь» трансформатора определяется степенью риска внезапного отказа, особенно с катастрофическими последствиями, и может быть представлена в виде четырех основных категорий:

*тепловое старение* – срок службы до критической деструкции целлюлозной изоляции и деградации механических свойств бумаги. Традиционно «жизнь» трансформатора представляется как «механическая жизнь» бумажной изоляции;

*электроизоляционный износ* – срок службы до критического снижения электрической прочности изоляции вследствие увлажнения и загрязнения, в том числе продуктами старения. Изменения имеют в основном обратимый характер;

*механический износ* – нарушение механического состояния обмоток под воздействием кумулятивного эффекта токов короткого замыкания (КЗ), сверхтоков, вибрации и пр. Изменения имеют как обратимый характер (снижение усилий запрессовки обмоток), так и необратимый (деформации обмоток);

© Д. В. Зозуля, 2012

износ комплектующих, в частности вводов и переключаяющих устройств под нагрузкой (РПН) и т.д. [2].

На действующих АЭС Украины установлено 40 блочных трансформаторов, включая резервные (табл. 1). На блоках 1000 МВт, передающих мощность в сеть 750 кВ установлена группа однофазных трансформаторов 3 × 417 МВА типа ОРЦ-417000/750. На блоках 1000 МВт, передающих мощность в сеть 330 кВ, установлены трехфазные трансформаторы 1250 МВА типа ТНЦ-1250000/330. На блоках 440 МВт РАЭС установлены по два трансформатора 250 МВА типа ТДЦ-250000/330.

Таблица 1. Главные блочные трансформаторы блоков АЭС

Типы блочных трансформаторов	ЗАЭС	ЮУАЭС	ХАЭС	РОАЭС	Всего
ОРЦ-417000/750-77/87*	20	3	3 + 2 резервных	3 + 1 резервный	32
ТДЦ-250000/330-76*				4	4
ТНЦ-1250000/330		2	1	1	4

\* Год разработки конструкции.

Конструкции трансформаторов были разработаны в конце 70-х – начале 80-х годов. За время эксплуатации имели место 5 аварийных отказов, в том числе 4 из-за повреждения изоляции обмоток и один отказ из-за пробоя изоляции ввода. Кроме аварийных отключений, с повреждением оборудования, было 23 вынужденных остановов блоков вследствие различных дефектов вводов, элементов системы охлаждения, внутреннего газовыделения [3].

Алгоритм оценки состояния главного блочного трансформатора может быть представлен в виде ряда функциональных подсистем (рис. 1), состояние которых обеспечивает выполнение главных функций: передачу электромагнитной энергии, сохранение электрической прочности изоляции, механической прочности обмоток и целостности токоведущей системы при функциональной работоспособности комплектующих.

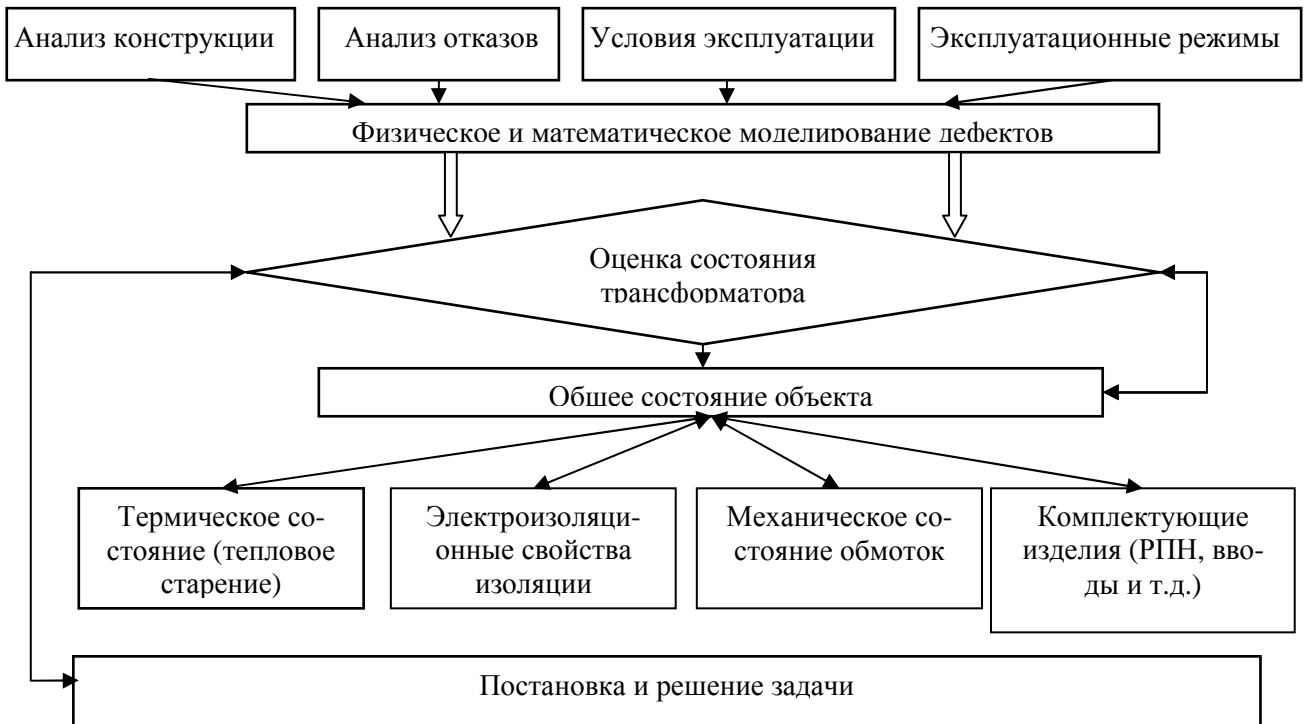


Рис.1. Алгоритм оценки состояния блочного трансформатора.

### Блочные трансформаторы ОРЦ-417000/750 Основные характеристики. Опыт эксплуатации

Данная конструкция составляет основу трансформаторного парка АЭС Украины и России и является одним из наиболее мощных силовых трансформаторов в мире. Различаются два типоразмера трансформаторов, конструкции которых существенно отличаются:

ОРЦ-417000/750-77: всего 14 единиц, из них 11 единиц на ЗАЭС и 3 – на ЮУАЭС;

ОРЦ-417000/750-87: всего 17 единиц, из них 8 единиц на ЗАЭС, 5 на РАЭС и 4 на ХАЭС.

В конструкции 1987 г. переработаны все основные узлы. При этом снижены потери в стали и в обмотках высокого (ВН) и низкого (НН) напряжений, уменьшены масса магнитопровода, активной части, масла; изменена конструкция бака; улучшена конструкция главной изоляции, особенно в промежутке «обмотка «ВН – бак», увеличена толщина изоляции провода и снижена рабочая напряженность в витковой изоляции; повышена динамическая стойкость обмоток при КЗ, улучшено крепление шунтов на баке (табл. 2). Вместе с тем в новой конструкции несколько увеличен перегрев обмотки над маслом, а также несколько увеличена удельная тепловая нагрузка на масло (0,14 л/кВА против 0,18 л/кВА в конструкции 1977 г.).

Таблица 2. Основные отличия в типоразмерах блочного трансформатора ОРЦ-417000/750

Тип	ОРЦ-417000/750-77	ОРЦ-417000/750-87
Номинальное напряжение: ВН – НН, кВ	$787/\sqrt{3} - 24$	$787/\sqrt{3} - 24$
Номинальный ток: ВН – НН, А	918 – 17376	918 – 17376
Напряжение КЗ, %	14	14,6
Вольт/виток	555,56	500
Потери холостого хода, кВт	302	275
Ркз ВН ( $I^2R$ ) + добавочные)	300 + 55 + 355	317 + 47,6 = 364,6
$P_{кз нн}$	229 + 55 = 284	232 + 35,8 = 267,8
$P_{кз сум}$	820	790,4
$P_{сум}$	1103	1001
Масса активной части	257	211
Масса масла	66	53
<b>Обмотка ВН</b>	переплетенная	переплетенная
Число катушек	$60 \times 2$	$62 \times 2$
Число витков	816	909
Плотность тока	2,93	2,93
Толщина изоляции	2,48	2,96
Напряженность в витковой	3,14	2,53
Перегрев «обмотка – масло средний»	27	
Перегрев «обмотка – масло ннт*»	37	
Перегрев «масло – вода»	26	
<b>Обмотка НН</b>	винтовая двухслойная	винтовая однослойная
Перегрев «обмотка – масло средний»	23,7	31,9
Перегрев «обмотка – масло ннт»	38	41,8
Перегрев «масло – вода»	26	20

\*ННТ – наиболее нагретая точка.

Можно заключить, что конструкция 1977 г. более чувствительна к ухудшению состояния изоляции, а конструкция 1987 г. требует большего внимания к поддержанию теплового состояния и режима работы охлаждения. Аналогичные конструктивные решения при замене отработавших нормированный срок трансформаторов предпринимают ведущие атомные державы. Во Франции процесс замены в крупнейшей энергетической сети EDF однофазных

блочных трансформаторов АЭС 570 МВА сопровождался требованиями к изготовителю на снижение потерь на 5 % (58 кВт), снижение температуры наиболее нагретой точки (с 78 на 65 °С) и на снижение массо-габаритных показателей [4].

**Причины отказов, приводящих к вынужденному отключению блоков**

Основные виды и причины отказов, имевших место со всеми трансформаторами данного типа показаны в табл. 3. Здесь не учтены многочисленные случаи неисправностей, приводящих к внеплановым работам. Так, например, на ЗАЭС за период эксплуатации выполнены замены 8 вводов 750 кВ (отбракованы из-за повышенной концентрации газов, ухудшения состояния масла и течей масла), ежегодно в летнее время проводится вынужденная чистка охладителей.

Таблица 3. Виды и причины отказов ОРЦ-417000/750

Функциональная система	Вид и причина отказа (наработка до отказа, лет)	Число отказов ОРЦ 417000/750	
		Конструкция 1977 г.	Конструкция 1987 г.
Электромагнитная система	Замыкание нижнего полубандажа на активную сталь (11). КЗ контур в узле поперечного раскрепления активной части (2). Замыкание коробок НН на токопровод (1)	3	–
Электроизоляционная система	Пробой с экрана ввода 750 кВ на бак (10). Пробой с ввода 750 на систему пожаротушения при грозе (7)	2	–
Токоведущая система	Отгорание шлейфа нулевого вывода (7 и 11)	1	1
Система охлаждения	Потеря охлаждения, нарушение в шкафу автоматического управления охлаждением трансформатора (ШАОТ) (6 – 17)	5	1
Вводы	Течи масла (1 и 2)	2	–

По существу проблемы, связанные с изменением состояния трансформаторов вследствие старения, пока не заметны. Большая часть отказов обусловлена различными дефектами комплектующих узлов, в том числе недостатками контрольно-измерительной аппаратуры [5].

**Электромагнитная система** двухстержневая (А и Х), трехрамная, с боковыми ярами (рис. 2). Обмотки расположены на двух симметричных стержнях (рис. 3), что позволяет

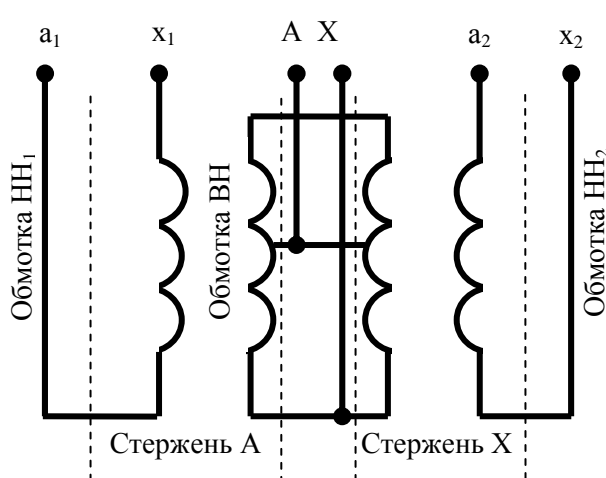


Рис. 2. Электрическая схема трансформатора.

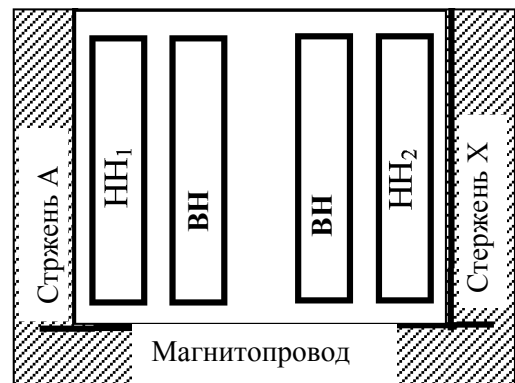


Рис. 3 Схема расположения обмоток.

распределить электромагнитную и тепловую нагрузку. Соответственно мощность каждого стержня составляет 208,5 МВА.

Защита металлических частей от воздействия магнитного потока рассеяния выполнена с помощью электромагнитных шунтов (рис. 4), установленных на торцах обмоток и стенках бака. На внутренних стенках бака для снижения потерь от потока рассеяния и нагрева установлены вертикальные и горизонтальные магнитные шунты.

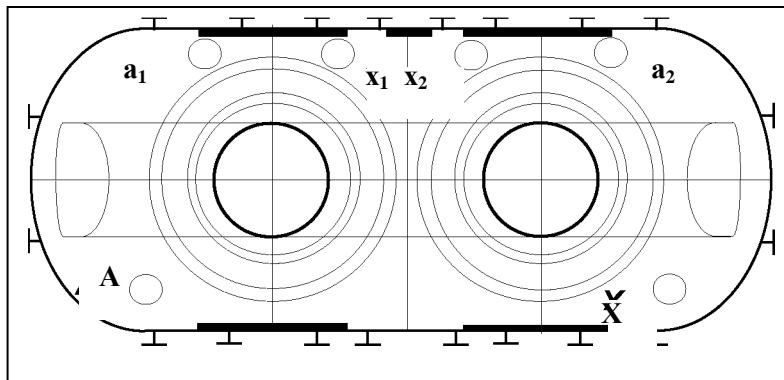


Рис. 4. Расположение шунтов на баке.

**Чувствительные зоны электромагнитной системы. Влияние вероятных факторов деградации.** Состояние компонентов системы меняется под воздействием вибрации, особенно вследствие магнитоstriction. Вариации потоков рассеяния и электромагнитных сил, возникающие при КЗ, на стороне ВН. Расчеты показывают, что однофазное КЗ на стороне 750 кВ может вызывать протекание по обмоткам ВН тока до 3 кА. Соответствующие электромагнитные силы могут вызывать смещение шунтов и возникновение замыканий шунтов на бак. На вероятные дефекты (рис. 5), связанные с электромагнитной системой следующие: перегрев шунтов в стыках листов, местный перегрев в местах замыкания шунтов на бак, разряды с кромок шунтов; перегрев прессующих винтов, в частности расположенных под ярмом магнитопровода в потоке рассеяния; замыкание полубандажей, стягивающих ярмо на активную сталь. Газовыделение может сопровождаться образованием пузырьков и возникновением частичных разрядов, что, несомненно, представляет серьезную опасность. Очевидно, что количество образующегося газа ограничено из-за малой площади нагрева и может остаться незамеченным при периодическом контроле. Например, при температуре 700 °С скорость выделения газов составляет около 200 мл/ч на 1 см<sup>2</sup> поверхности. Если такое явление имеет место в течение 30 мин на площади 3 см<sup>2</sup>, то в баке 70 м<sup>3</sup> это вызовет увеличение концентрации газов на 4 ppm. *Очевидно, что только непрерывный контроль состава газов позволит обнаружить локальное кратковременное газовыделение.*



Рис. 5. Следы перегрева шунта в месте стыка (слева)

и смещение шунтов после КЗ (справа).

Чувствительной зоной также являются коробки выводов НН из-за нагрева под действием поля рассеяния отводов, а также изоляционные прокладки между токопроводами и коробками НН. Замыкание токопровода на бак вызывает значительные циркулирующие токи и местные перегревы. *Величины токов в шинах заземления бака и токопровода, а также в заземлении активной части должны быть предметом мониторинга.*

**Электроизоляционная система.** Конструкция обмоток: обмотка НН (ОРЦ-417000/750-77) винтовая, 6 – ходовая, двухслойная из транспонированного провода с толщиной витковой изоляции 0,96 мм; обмотка НН (ОРЦ-417000/750-87) винтовая, 4 – ходовая, однослойная из транспонированного провода; обмотка ВН катушечная переплетенная с вводом в середину, из подразделенного провода; главная изоляция маслобарьерного типа с оптимальным числом электрокартонных барьеров (рис. 6). Электродинамическая устойчивость обмоток ВН и НН обеспечивается подпрессовкой с помощью прессующих колец ПК.

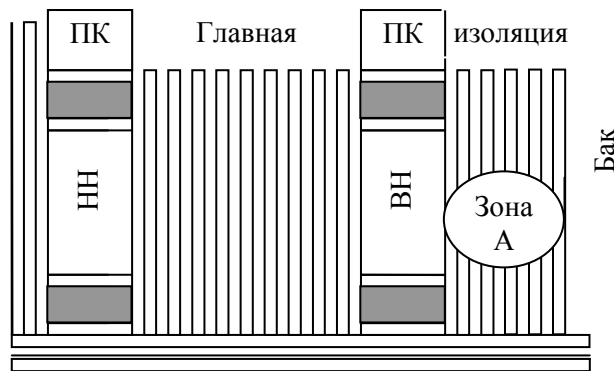


Рис. 6. Строение главной изоляции трансформатора ОРЦ-417000/750.

**Зоны повышенной чувствительности электроизоляционной системы. Влияние вероятных факторов деградации.** Надежность главной изоляции при воздействии кратковременных воздействий грозового и коммутационного импульсов определяются участками изоляции «экран ввода – бак», «обмотка ВН – бак» (рис. 6, зона А), а также участком вдоль обмотки ВН. Отложение на поверхности изоляции проводящих примесей, а также накопление примесей в масле может вызвать снижение напряжения возникновения скользящего разряда ниже величины остаточного напряжения на разряднике.

Витковая изоляция электрически существенно нагружена по всей длине провода. Наибольшая напряженность электрического поля в витковой изоляции составляет в ОРЦ-417000/750-77 3,1 кВ/мм, а в ОРЦ-417000/750-87 – 2,5 кВ/мм. Величина напряженности электрического поля в главной изоляции при рабочем напряжении до 3 кВ/мм. Указанные величины означают, что любая примесь – пузырь газа, капля воды, металлические примеси, углерод – может вызвать критические частичные разряды при рабочем напряжении. Наиболее опасным явлением является электрический пробой с линейной части обмотки 750 кВ (или экрана ввода) на бак. Расчеты показывают, что в этом случае может выделиться более 130 МДж энергии, что может привести к выделению газов со скоростью выше 70 м<sup>3</sup>/с. Очевидно, что такой случай приведет к неизбежному разрыву бака и пожару и должен быть предотвращен всеми мерами [6].

Масло-водяная система охлаждения представляет потенциальную угрозу попадания воды в масло, особенно после длительного отключения блока в зимнее время. Реальным источником проникновения дождевой воды является уплотнение наконечника отвода на вводе 750 кВ. Развитие повреждения изоляции при проникновении воды происходит за весьма короткое время (несколько часов или суток), что не позволяет своевременно выявить дефект при периодическом контроле. *Возникает необходимость в непрерывном контроле содержания влаги в работающем трансформаторе.*

Источниками образования проводящих примесей и влаги являются: маслонасосы системы охлаждения вследствие износа подшипников (рис. 7, слева); местный перегрев масла выше 500 °С – условие образования углерода (см. рис. 7, справа); продукты окисления масла; внешние источники.

*Учитывая, что электрическое поле управляет миграцией примесей и способствует их отложению на участках повышенной напряженности, реальным методом предотвращения значительного снижения электрической прочности может быть система тонкой очистки масла под напряжением.*

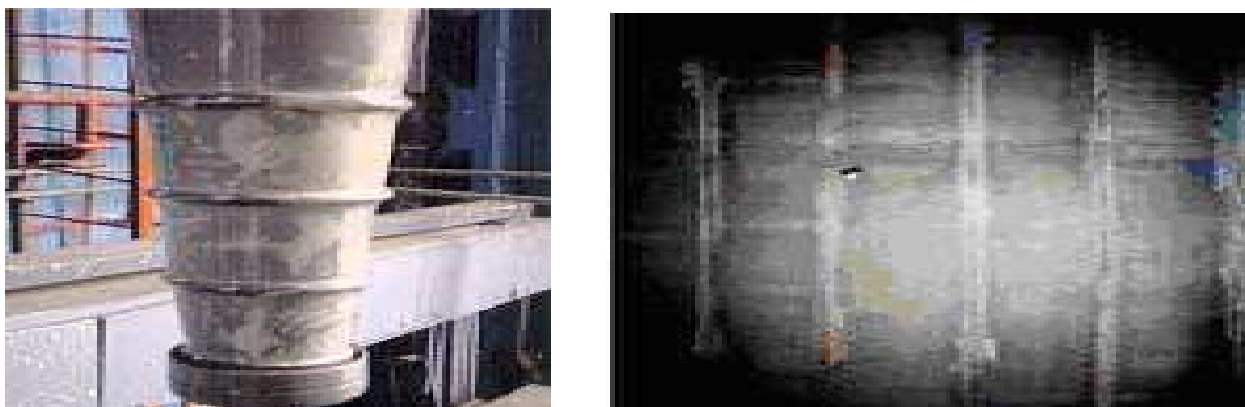


Рис. 7. Оседание металлических частиц – продуктов износа подшипников маслонасоса (слева) и углерода, мигрировавшего из зоны локального перегрева масла (справа), на поверхности изоляции.

Наиболее вероятным видом повреждения изоляции после ее значительного старения может быть замыкание между параллельными проводниками, в частности обмотки НН, выполненной из транспонированного провода, в местах образования «ножниц» между проводниками, где могут быть значительные компрессионные нагрузки. К сожалению, эффективный метод выявления таких замыканий до настоящего времени не разработан. *Возможным инструментом для диагностики может быть измерение частотной зависимости потерь рассеяния обмоток.*

Вследствие значительных электрических нагрузок начальное повреждение изоляции между двумя проводниками может развиваться до полного пробоя за время, соизмеримое со временем срабатывания продольной дифференциальной защиты блока [7]. Вместе с тем *наличие симметричных параллельных частей обмоток ВН на двух стержнях позволяет установить поперечную дифференциальную защиту, запускаемую при увеличении тока небаланса между параллельными частями обмоток ВН. Для ее реализации достаточно разделение нейтралей и установка дополнительного трансформатора тока. Величина индуктивного и резистивного небаланса между параллельными частями ВН может быть дополнительным диагностическим инструментом в системе мониторинга.*

Нормированные диагностические параметры практически не чувствительны к изменению состояния изоляции при увлажнении и загрязнении. Масло составляет более 70 % объема масло-барьерной изоляции. Определяющее влияние масла маскирует реальное состояние твердой изоляции. Например, увеличение влагосодержания изоляции от 0,5 до 1,5 % увеличивает тангенс угла диэлектрических потерь ( $\operatorname{tg} \delta$ ) участка между обмотками до 0,3 %.

Целлюлозная изоляция, особенно учитывая влияние электрического поля, является эффективным фильтром, адсорбируя из масла газы, продукты старения (например, низкомолекулярные кислоты), а также отлагая на поверхности проводящие частицы, что соответственно маскирует реальное состояние масла, особенно при периодическом контроле. *Возможным инструментом диагностики локального загрязнения может быть использование частотной зависимости комплексной диэлектрической проницаемости.*

Изменение состояния витковой изоляции, в том числе увеличения  $\operatorname{tg} \delta$  и проводимости не может быть выявлено с помощью каких-либо диэлектрических характеристик участков изоляции относительно земли или между обмотками вследствие значительно большей емкости продольной изоляции по сравнению с емкостью главной изоляции. *Однако диагностиче-*

ским показателем может быть емкостная компонента тока намагничивания или частотная зависимость импеданса холостого хода.

**Механическая система.** Динамическая стойкость и прочность обмоток при КЗ определяется радиальной устойчивостью обмотки НН, а

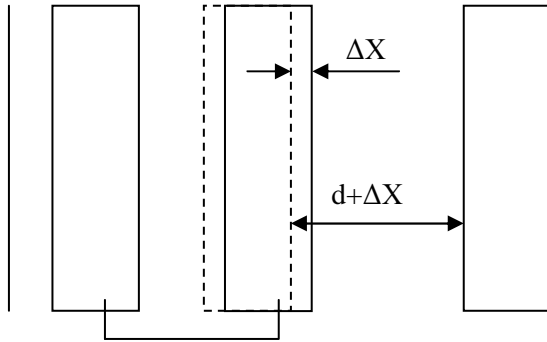


Рис.8. Вероятная деформация обмоток в трансформаторах ОРЦ-417000/750.

в ОРЦ-417000/750-77 – наружного слоя обмотки НН (рис. 8). Запасы устойчивости зависят от качества склейки транспонированного провода, которая отсутствовала в трансформаторах разработки 1977 г., а также от уровня радиальных и осевых опор. Однако можно утверждать, что любой случай двух- или трехфазного КЗ на стороне генераторного напряжения, а также несинхронное включение в сеть представляет серьезную опасность для устойчивости обмотки НН. В ОРЦ-417000/750 деформация обмотки слабо влияет на изменение реактанса рассеяния – нормированной характеристики.

Расчеты показывают, что значительная деформация наружной обмотки НН, приводящая к изменению диаметра на 10 мм (величина  $\Delta X$  на рис. 8), вызывает увеличение сопротивления КЗ менее чем на 1,5 % (нормированная величина отклонения более 3 %). *Необходимо освоение и внедрение более чувствительных методов диагностики, в частности анализа частотных спектров импеданса (FRAA-Frequency Response Analysis) [8].*

**Токоведущая система.** Значительные величины токов через обмотки предполагают повышенную чувствительность трансформатора к изменению переходных сопротивлений в

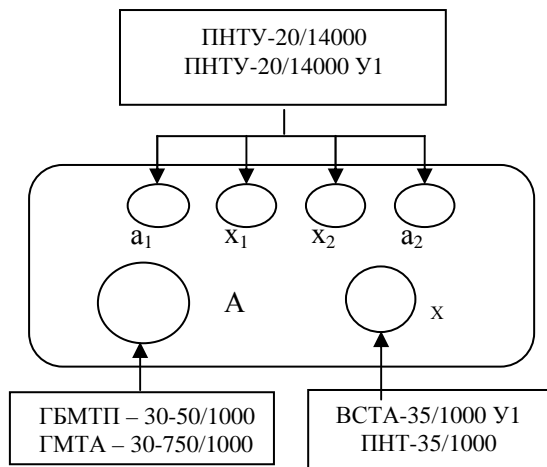


Рис.9. Типы вводов трансформаторов ОРЦ-417000/750.

контактных соединениях. При номинальном токе обмотки ВН 918 А и длительно допустимом токе 964 А в конструкции применены вводы 750 кВ и нейтрали на номинальный ток 1000 А (согласно стандарту номинальный ток вводов должен быть на 20 % выше номинального тока трансформатора) [9]. Соответственно имеется вероятность перегрева, например протяжного отвода 750 кВ при недостаточной циркуляции масла в трубе ввода, а также перегрева контактного соединения ввода нейтрали.

На рис. 9 показана типовая номенклатура вводов трансформатора ОРЦ-417000/750. Вводы НН выбраны с существенным запасом по отношению к номинальному току обмотки, однако малейшее ослабление контакта как в месте присоединения отвода НН ко вводу, так и в месте присоединения то-

копровода может приводить к значительному местному перегреву, газообразованию в масле или нарушению резинового уплотнения и возникновению течи масла.

**Система охлаждения.** Для системы охлаждения применяются два рабочих и один резервный масло-водяных охладителя (титановые) типа МО-53-4-1, управляемые автоматически ШАОТ. Маслоохладители соединены с трансформатором коррозиестойкими трубопроводами, снабженными компенсаторами линейных и угловых отклонений. Тепловое состояние и термическая «жизнь» изоляции определяется состоянием верхних катушек обмотки НН, зависящим в значительной степени от температуры масла. Так, при температуре верхних слоев масла 65 °С и полной нагрузке температура наиболее нагретых катушек может достигать при полной нагрузке 107 °С (табл. 4). Фактически нагрузка трансформаторов не



превышает 85 % от номинальной. Вместе с тем температура масла в осевых каналах у обмотки обычно существенно (на 5–7 °С) превышает температуру верхних слоев масла.

Таблица 4. Перегрев обмоток

Обмотка	Перегрев средней температуры обмотки над маслом, °С	Перегрев наиболее нагретой катушки над маслом, °С
ВН	27	37
НН	31,9	41,8

Контроль теплового состояния предполагает контроль баланса теплового потока от обмоток в масло и из масла в воду. Теплосъем охладителей зависит от расхода воды, расхода масла, температуры входящего масла и активной теплоотдающей поверхности охладителя. Номинальный расход масла через охладитель составляет 100 м<sup>3</sup>/ч, расход воды – 72 м<sup>3</sup>/ч, а расчетная тепловая нагрузка на охладитель – 650 кВт. Снижение, например, расхода воды до 50 м<sup>3</sup>/ч снижает теплосъем более чем на 30 %. Фактически в работе контролируется только температура верхних слоев масла. Несмотря на значительный запас охлаждения на ЗАЭС в летнее время из-за засорения водяной части охладителей температура масла нередко превышает максимально-допустимую, что в ряде случаев приводило к вынужденному снижению мощности блока. *Необходима переработка системы контроля и управления охладителями на основе автоматического измерения температуры входящих и выходящих потоков масла и воды в каждом работающем охладителе, температуры масла, входящего и выходящего из бака, температуры верхних слоев масла с учетом величины тока в обмотках, а также величины расходов воды и масла в охладителе и расходов масла через трансформатор. Соответственно должна быть разработана экспертная программа температурно-нагрузочного контроля.*

**Проходные вводы 750 кВ.** Состояние вводов в значительной мере определяет надежность и устойчивость работы блоков. Повреждение изоляции ввода относится к категории *катастрофических отказов*, сопровождающихся часто взрывом и пожаром. Конструкция остовов вводов представляет бумажно-масляную изоляцию конденсаторного типа. Узел герметизации представляет собой сильфонное устройство. Температурное расширение масла во вводе (общий объем 800 л) обеспечивается компенсирующим объемом масла 96 л в компенсаторе, выполненном в виде отдельного бака давления, в котором установлено 90 сильфонов, заполненных азотом.

Давление масла в верхней точке ввода устанавливается в диапазоне температур окружающего воздуха – 20 +40 °С в пределах 0,1 – 1,54 атм (ввод отдельно от трансформатора) и 0,32 – 2,47 атм (ввод под полной нагрузкой, температура масла в трансформаторе 75 °С). При этом не учитывается, что трансформатор подогревает окружающий ввод воздух и солнечная радиация создает существенный дополнительный нагрев. Соответственно контроль изменения давления масла во вводе становится важной задачей.

Существующая конструкция предусматривает только визуальный контроль по установленному манометру. Температурное удлинение ввода компенсируется встроенными пружинами, однако резиновые уплотнения ввода, в частности уплотнения токоведущей трубы также подвержены механическим воздействиям. Ухудшение качества уплотнений является одной из причин образования течей масла и необходимости внепланового отключения блока.

Вероятным дефектом также является разгерметизация сильфонов с выделением азота в масло. Основное внимание при конструировании, изготовлении и эксплуатации ввода уделяется состоянию конденсаторного остова. На это направлены как периодические измерения tg δ ввода при напряжении 10 кВ, так и контроль под напряжением с помощью устройства контроля изоляции вводов (КИВ) – измерение тока небаланса в трехфазной системе вводов.

Опыт эксплуатации показал, что конструкция остова вводов является весьма надежной и, соответственно, периодические измерения диэлектрических параметров остова оказываются малоэффективными. Фактические причины отказов и отбраковки вводов связаны с окислением масла и образованием медесодержащих коллоидов, перегревом масла, в частно-

сти в верхней части, из-за образования контуров в поле рассеяния, что может быть выявлено посредством анализа проб масла. *Очевидно, что контроль состояния вводов должен осуществляться под напряжением. Предполагается, что при сохранении и усовершенствовании системы контроля комплексной проводимости ввода должна быть разработана новая система контроля, основанная на автоматическом измерении давления и температуры масла, а также на периодическом измерении растворенных в масле газов и проводимости масла. Соответствующая экспертная система может обеспечить эффективную диагностику состояния вводов и повысить надежность и безопасность блоков [10].*

**Защита масла от увлажнения и окисления.** Защита масла от соприкосновения с окружающим воздухом осуществляется с помощью расширителя со встроенной гибкой оболочкой и воздухоосушительного патрона для поддержания низкой влажности в пространстве над пленкой. Кроме того, предусмотрены три адсорбционных фильтра, заполненных силикагелем марки КСК (фракция 0,16 – 0,25 мм) для удаления продуктов старения масла. *Задачами являются усовершенствование системы регенерации масла с применением эффективных сорбентов, имеющихся на Украине, в частности палыгорскита, а также применение тонкой фильтрации масла с удалением полимерных частиц-продуктов его старения.*

### Заключение

На основании проведенных обследований были рассмотрены вероятные сценарии повреждения главных блочных трансформаторов ОРЦ-417000/750 со сроком эксплуатации 25 лет и более были сделаны следующие предположения. Блочные трансформаторы длительно работают на номинальной мощности, они имеют дефекты старения изоляции активной части. Вероятным сценарием повреждения при ненормированной эксплуатации будут межвитковые или межкатушечные разряды, разрушение изоляции вводов и отводов, а также повреждения РПН. По этой причине для повышения эксплуатационной надежности блочных трансформаторов необходимо увеличение объема диагностических обследований и разработок по всем уровням испытаний: контроль, диагностика, мониторинг и эксплуатационный ремонт по «состоянию жизни трансформатора». Учитывая, что блочные трансформаторы попадают под «зону риска» необходимо вести экономически обоснованный анализ по вероятной замене отслужившего срок действия трансформаторного оборудования, в котором проявляются катастрофические (взрывы, пожары) отказы в работе.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кенсичкий О. Г., Ключников А. А., Федоренко Г. М. Безопасность, надежность и эффективность эксплуатации электротехнического и электроэнергетического оборудования блоков АЭС. – Чернобыль: Ин-т проблем безопасности АЭС НАН Украины, 2009. – 240 с.
2. Соколов В.В. Новая методология диагностики трансформаторного оборудования с ранжированием по техническому состоянию // VI симпозиум «Электротехника 2010», ТРАВЭК, Моск. обл., 22 – 25 октября 2001 г. – 16 с.
3. Федоренко Г.М., Соколов В.В., Зозуля Д.В., Гура Ю.Л. Трансформаторное оборудование АЭС Украины, его надежность, техническое состояние ресурс // Праці Ін-ту електродинаміки НАН України. – 2007. – № 1, ч. 1. – С. 76 – 82.
4. Oliva M., Prieto A., Cuesto M., Fernandez A. et. Large generator step up transformers with low temperature hot spot for EDF Nuclear Power Plants // A2\_303\_2010 CIGRE. – 2010.
5. Зозуля Д. В. Системы регистрации параметров электротехнического оборудования в аварийных ситуациях // Гідроенергетика України. – 2011. - № 1. – С. 49 – 53.
6. Life management techniques for power transformers // CIGRE Technical Brochure № 227. – 2003.
7. Феценко П.П., Зиновкин В.В., Зозуля Д.В., Сергиенко С.И. Анализ аварийности силовых трансформаторов при резкопеременной нагрузке // Энергетика и электрификация. – 1993. – №4. – С. 24 – 27.
8. Mechanical condition assessment of transformer windings using frequency response analysis (FRA) // CIGRE Technical Brochure. – 2003, – № 342.

9. ГОСТ 10693-81. СЭВ 1099-86. Вводы конденсаторные герметичные на номинальные напряжения 110 кВ и выше. Общие технические условия. – М.: Изд-во стандартов, 1989. – 23 с.
10. Guide on economics of transformer management // CIGRE Technical Brochure. – 2004. – № 248.

**Д. В. Зозуля**

### **АНАЛІЗ ДОСВІДУ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГОЛОВНИХ БЛОКОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ОРЦ-417000/750 БЛОКІВ АЕС УКРАЇНИ**

Зібрано й проаналізовано статистичні, конструкторські та технологічні характеристики головних трансформаторів блоків АЕС. Розроблено алгоритм оцінки стану блокового трансформатора. Визначено причини відмов блокових трансформаторів, що приводять до змушеного відключення блоків. Виявлено чутливі зони та ймовірні фактори деградації електромагнітної, електроізоляційної та механічної систем, а також зон екстремального тепловиділення. Курсивом у статті відзначено методи систем контролю, безпеки й діагностики проаналізованих вузлів.

*Ключові слова:* трансформатори, ізоляція, обмотки, бак, масло, шунти.

**D. V. Zozulia**

### **ANALYSIS OF SERVICE EXPERIENCE OF ORC-417000/750 MAIN UNIT TRANSFORMERS OF NPS UNITS OF UKRAINE**

Statistics, design- and technological characteristics of main transformers of NPS units were compiled and analyzed. An algorithm for estimation of the unit transformer state was developed. Reasons of unit transformer failures resulting in forced outage of the units were found. Sensitive zones and probable factors of degradation of electromagnetic, electric insulation and mechanical systems, as well as areas of extreme heat generation were revealed. Methods of monitoring systems, systems of safety and diagnostics of the assembly units being analyzed are italicized in the paper.

*Keywords:* transformers, insulation, windings, tank, oil, shunts.

Поступила в редакцію 19.04.11