

# УТОЧНЕНИЕ КРИТЕРИЕВ ОЦЕНКИ РЕЗУЛЬТАТОВ АРГ ДЛЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ КЛАССА НАПРЯЖЕНИЯ 110 кВ

Давиденко И.В.<sup>1</sup>, Мойсейченков А.Н.<sup>1</sup>, Овчинников К.В.<sup>1</sup>, Владимировна М.Н.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> УрФУ, Екатеринбург, Российская Федерация, i.v.davidenko@urfu.ru

<sup>2</sup> АО «Тюменьэнерго, Сургут, Российская Федерация, vladimirova-mn@te.ru

**Аннотация** — В статье проведены результаты исследования влияния особенностей конструкции трансформатора и срока его эксплуатации на концентрации растворённых в масле газов. Показаны особенности методики расчета значений, регламентирующих уровни концентраций газов. Статья содержит полученные авторами критерии оценки результатов АРГ для силовых трансформаторов 110 кВ, которые могут использоваться эксплуатирующими организациями.

**Ключевые слова** — силовой трансформатор, анализ растворенных газов.

## I. ВВЕДЕНИЕ

Анализ растворенных в трансформаторном масле газов (АРГ) давно и широко применяется для выявления дефектов трансформаторного оборудования на ранних стадиях их развития. Техническая диагностика на основе АРГ позволяет выявить и проследить тенденцию развития повреждения, как электрического, так и термического характера.

Опыт использования АРГ отражен в международных и национальных руководящих документах. Содержание этих документов требует периодического пересмотра, так как происходят изменения в конструкции производимых трансформаторов и материалах для их изготовления. Кроме того, углубляются знания о процессах, происходящих в трансформаторе во время его эксплуатации.

Анализ результатов АРГ состоит из этапа обнаружения наличия развивающегося дефекта и этапа идентификации его вида. Решение о наличии развивающегося дефекта повсеместно происходит при оценке результатов АРГ по критериям граничных значений концентраций газов и скоростей их роста. Оценка трендов концентраций газов позволяет оценить скорость развития дефекта (а значит и его опасность) и помогает определить дату и объем следующих операций технического обслуживания, включая проведение АРГ.

Точность критериев оценки значений концентраций газов позволяет не только избежать ошибок перестраховки и недосмотра, но и ошибок идентификации вида дефекта в методе ансамбля газов [1].

## II. МЕЖДУНАРОДНЫЙ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ КРИТЕРИЯ ГРАНИЧНЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ ГАЗОВ

Рассмотрим международный опыт применения критерия граничных концентраций газов для оценки технического состояния силовых трансформаторов. В таблице 1 приведены значения, регламентирующие концентрации газов из бака силового трансформатора согласно отечественного руководящего документа [2], национальных стандартов Украины [3], стандарта Американского института инженеров по электротехнике и электронике (*IEEE*) [4] и стандарта Международного энергетического комитета (*IEC*) [5].

Приведенные в табл. 1 данные показывают, что стандарты *IEEE* [4] и Украины [3] имеет несколько уровней регламентирующих значения концентраций газов, что позволяет оценить степень развития повреждения.

Стандарты *IEEE* [4] и *IEC* [5] не учитывают класс напряжения. Отечественный стандарт [2] не так подробно дифференцирован по классам напряжения трансформаторов (110-500 кВ, 750 кВ) как стандарты Украины (от 35 кВ до 330 кВ включительно, 500-750 кВ) [3].

В отечественном стандарте [2] по сроку эксплуатации дифференцирован только  $\text{CO}_2$ . По способу защиты масла в стандартах [2, 3] дифференцированы газы  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CO}$ .

В стандарте *IEC* [5] граничное значение концентрации  $\text{C}_2\text{H}_2$  дифференцировано по типу РПН.

В стандартах Украины [3] и *IEEE* [4] применяется критерий суммы газов, что позволяет с одной стороны, снизить влияние ошибки определения какого-либо из газов, а с другой стороны, оценить динамику роста концентраций газов, в целом. В стандартах [3,4] этот параметр используется еще и для назначения периодичности проведения АРГ и выбора необходимых эксплуатационных действий для трансформаторов.

Как видно из выполненного сравнения, отечественный стандарт [2] уступает, как национальным стандартам [3-4], так и международному стандарту [5] по степени дифференцирования критериев оценки АРГ. Граничные значения концентраций газов отечественного стандарта 2000 г. [2], за исключением  $\text{CO}$  и  $\text{CO}_2$ , повторяют значения, приведенные в его редакции 1989 г. [6]. Между тем с 1989 г вносились изменения в конструкции отечественных трансформаторов, изменялись свойства материалов для их изготовления.

Таблица 1

Значения, регламентирующие концентрации газов, растворенных в масле трансформаторов

Название руководящих документов	Класс напряжения, кВ	Уровень	Концентрации газов, ppm ( $\cdot 10^{-4}$ % об.)							
			H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> *	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO**	CO <sub>2</sub> **	СГ***
РД 153-34.0-46.302-00 [2] ****	110-500	1	100	100	10	100	50	600 (500)	6000 (2000) 8000 (4000)	-
СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 [3]	до 330 включ.	1	100	50	0,5	15	50	200 (150)	2000 (1500)	100
		2	150	120	10	100	100	600 (350)	7000 (3500)	315
IEEE Std C57.104™-2008 [4]	все	1	100	120	1	50	65	350	2500	720
		2	700	400	9	100	100	570	4000	1920
		3	1800	1000	35	200	150	1400	10000	4630
IEC 60599:2015 [5]*	все	1	50-150	30-130	2-20 60-280	60-280	20-90	400-600	3800-14000	-

\* в IEC 60599 :2015 [5] для C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> – выше косой черты приведено значение для трансформаторов без устройства РПН или снабженным устройством РПН, для которого взаимообмен масла и/или газа между устройством РПН и баком трансформатора невозможен, ниже косой черты - для трансформаторов с устройством РПН, сообщающимся с баком трансформатора.

\*\* для CO<sub>2</sub>, CO - без скобок приведены значения для трансформаторов "со свободным дыханием", в скобках приведены - для трансформаторов с пленочной или азотной защитой масла.

\*\*\* в СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 [3] СГ – это сумма концентраций растворенных углеводородных газов – CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>;

в IEEE Std C57.104™-2008 для [4] СГ – это сумма концентраций растворенных газов – H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>, CO.

\*\*\*\* для РД 153-34.0-46.302-00 [2] в числителе приведены значения для трансформаторов при сроке эксплуатации до 10 лет, в знаменателе - свыше 10 лет.

Например, стала повсеместно использоваться марка масла ГК, имеющая свои особенности газообразования.

На основании вышеизложенного можно утверждать, что документ [2] нуждается в переработке с учётом накопленного с момента его принятия опыта оценки результатов АРГ.

### III. АНАЛИЗ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ЗНАЧЕНИЯ КОНЦЕНТРАЦИЙ ГАЗОВ

Для построения эффективной системы оценки АРГ необходимо выявить факторы, оказывающие наибольшее влияние на концентрации растворённых в масле газов, для дифференцирования критерия регламентированных значений концентраций газов. Для этой цели нами использовался дисперсионный анализ. Дисперсионный был проведён для следующих факторов:

- класс напряжения,
- мощность,
- способ защиты масла,
- марка масла,
- тип системы охлаждения,
- срок эксплуатации трансформатора,
- тип устройства РПН.

Критерием оценки влияния фактора на исследуемый параметр (в нашем случае на концентрации растворённых в масле газов) является сравнение отношения межгрупповой  $D_S$  и факторной дисперсий  $D_R$  со значениями, приведёнными в таблицах Фишера-Снедекора. Если отношение отношения межгрупповой  $D_S$  и факторной дисперсий  $D_R$  превышает число,

указанное в таблице, значит рассматриваемый фактор является значимым. Так же нами оценивались математическое ожидание  $M$  и дисперсия  $D$  каждого из газов внутри групп. Дисперсия  $D$  позволяет оценить однородность выборки: чем она больше, тем больше разброс значений внутри выборки, тем менее однородны результаты.

Факторная дисперсия  $D_R$ :

$$D_R = \frac{\sum_{i=1}^L \sum_{k=1}^{K_i} (x_{ik} - \bar{M}_i)^2}{\sum_{i=1}^L K_i - L}, \quad (1)$$

где  $\bar{M}_i$  – математическое ожидание  $i$ -го уровня фактора,

$L$  – количество уровней фактора,

$x_{ik}$  – значение признака на  $i$ -м уровне,

$K_i$  – мощность  $i$ -го уровня фактора.

Межгрупповая дисперсия  $D_S$ :

$$D_S = \frac{\sum_{i=1}^L K_i (\bar{M}_i - \bar{M})^2}{L - 1}, \quad (2)$$

где  $\bar{M}$  – математическое ожидание величины на всём массиве данных.

Расчёт отношения межгрупповой и факторной дисперсий:

$$F_{\text{дисп.ан}} = \frac{D_S}{D_R} \quad (3)$$

Если  $F_{\text{дисп.ан}} > F$ , значит фактор оказывает влияние на исследуемый параметр., где  $F$  –  $F$ -критерий, выбираемый по таблицам Фишера-Снедекора в зависимости от объёма выборки, количества уровней рассматриваемого фактора и доверительного интервала.

Ниже приведено описание выполненного исследования влияния указанных выше факторов на концентрации растворённых в масле газов.

Для трансформаторов класса напряжения 110 кВ объем выборки составил 5559 трансформаторов, для которых было собрано 105237 результатов АРГ. 90% этой информации было накоплено в базе данных экспертно-диагностической и информационной системы (ЭДИС) «Альбатрос» благодаря 25-летнему ее использованию в энергокомпаниях Российской Федерации. В АО «Тюменьэнерго» тоже давно и широко применяют ЭДИС: она установлена на 88 рабочих местах. 25% исследуемой выборки результатов АРГ – это данные филиалов АО «Тюменьэнерго».

#### *Исследование влияния срока эксплуатации*

Трансформаторы по сроку эксплуатации были разделены на несколько групп. Периоды эксплуатации выбирались исходя из уровня, причин и характера повреждаемости. Так, первый период, с 0 до 5 лет – приработочный. В это время на выходят из строя трансформаторов влияют дефекты связанные с нарушениями технологии изготовления не выявленные выходным контролем. В период с 5 до 15 лет уровень повреждаемости низок. С 15 до 25 лет начинается рост повреждаемости, связанный с выходом из строя вводов, устройств РПН. В тоже время активная часть трансформатора при таком строке наработки при условии правильной эксплуатации находится в хорошем состоянии – обмотки и магнитопровод практически не требуют ремонта (состояние бумажной изоляции обмоток, изоляции пластин магнитопровода хорошее, прессовка при условии качественной сборки на заводе-изготовителе также находится в допустимых пределах). После замены проблемных узлов в этот период начинается второй период низкой повреждаемости, который продолжается до наработки 35-40 лет. По достижению этого срока, как правило, бумажная изоляция достигает своего предельного состояния, появляются локальные перегревы магнитопровода, вызванные токами циркулирующими в магнитопроводе вследствие нарушения изоляционного покрытия пластин, снижаются уровни прессовки магнитопровода и обмоток. Соответственно, уровень повреждаемости после 40 лет начинает расти пропорционально сроку эксплуатации.

Исследование показало, что срок эксплуатации наиболее заметным образом влияет на концентрации СО и СО<sub>2</sub> – для них  $F_{\text{дисп.ан}}$  составляет до нескольких сотен единиц (200-400), что в десятки раз превышает значения, приведенные в таблицах Фишера-Снедекора ( $F$  составляет 2-12).

Проведенное нами исследование *влияния класса напряжения* на уровень концентраций газов подтвердило, что это влияние значимо для всех газов.

#### *Исследование влияния мощности трансформатора*

Трансформаторы в зависимости от класса напряжения делились на несколько групп по мощности. Для трансформаторов класса напряжения 110 кВ группы были: до 16 МВА, с 16 до 32 МВА и более 32 МВА.

В наибольшей мере от мощности зависит концентрация газов СО и СО<sub>2</sub> для трансформаторов класса напряжения 110 кВ. Влияние мощности концентрация газов СО и СО<sub>2</sub> не сказывается

в приработочный период и нарастает с ростом срока наработки трансформатора.

Это, по нашему мнению, обусловлено тем, что с ростом мощности трансформатора растёт также и доля твёрдой изоляции в массе трансформатора. Таким образом, если два трансформатора, для которых прочие параметры (тип защиты масла, класс напряжения, тип масла и т.д.) будут идентичны и которые находятся в одинаковых условиях (с точки зрения нагрузки, условий охлаждающей среды, обслуживания и т.п.) в том, у которого большая мощность, концентрации СО и СО<sub>2</sub> будут накапливаться быстрее.

#### *Исследование влияния марок масла*

Исследовалось влияние 7 марок масла, применяемых в парке трансформаторов. Несмотря на то, что марка ГК последние несколько десятков лет активно используется на трансформаторных заводах, она занимает только 20% парка трансформаторов.

По результатам исследования установлено, что марки масла оказывают влияние на концентрации растворённых газов. Значение  $F_{\text{дисп.ан}}$  превышает  $F$ , приведённые в таблицах Фишера-Снедекора.

Из проведённого исследования видно, что марки масел с высокой ароматикой (ГКп) быстрее накапливают окиси углерода, т.е. в них быстрее идет процесс окисления. Однако эти марки масел имеют пониженный уровень углеводородных газов и Н<sub>2</sub>. Марки масел с низкой ароматикой (ГК, ВГ), напротив, медленнее окисляются, но имеют повышенный уровень Н<sub>2</sub> и иногда СН<sub>4</sub>.

Это обусловлено технологией гидрокрекинга, используемой при изготовлении этих масел, которая ведет к накоплению в них слабосвязанных молекул Н<sub>2</sub>. С началом эксплуатации на масло начинает воздействовать ряд факторов – тепловой, механический (циркуляция масла), электромагнитный. Все вместе они приводят к разрушению этих связей.

Суммы концентраций растворенных углеводородных газов СН<sub>4</sub>, С<sub>2</sub>Н<sub>6</sub>, С<sub>2</sub>Н<sub>4</sub>, С<sub>2</sub>Н<sub>2</sub> и Н<sub>2</sub> (СРГ), Н<sub>2</sub> и СН<sub>4</sub> для трансформаторов сроком эксплуатации до 5 лет с маслом ГК существенно выше, чем концентраций в группах с другими марками масел.  $F_{\text{дисп.ан}}$  для этих газов (достигает 38-126) существенно превышают как значения в таблицах Фишера-Снедекора (от 2 до 4), так и  $F_{\text{дисп.ан}}$  для других газов в соответствующих выборках трансформаторов.

По нашему мнению целесообразно устанавливать свои ДЗ и ПДЗ для негастойких масел типа ГК, ВГ, *Nytro 10X*, *Nytro 11GX*, для Н<sub>2</sub>, СН<sub>4</sub> и СРГ со сроком наработки менее 5 лет. Трансформаторы, заполненные маслом таких марок, часто в первые 3-5 лет работы имеют существенно более высокие концентрации растворённых газов, по сравнению с трансформаторами, заполненными маслом других марок. Соответственно в этот период отмечены частые обращения эксплуатации на заводы-изготовители трансформаторов по поводу роста концентрации Н<sub>2</sub>. Введение своей нормы для Н<sub>2</sub> для масел, получаемых по технологии гидрокрекинга, позволит снизить поток таких обращений.

При проведении дальнейших исследований было проведено объединение марок масел в 3 группы по содержанию ароматических углеводородов:

- ГК, ВГ, *Nytro 10X*, *Nytro 11GX* (минимальное содержание);
- ТКп (высокое содержание);
- все остальные типы масел (среднее содержание).

#### *Исследование влияния типа системы охлаждения*

Исследование влияния типа системы охлаждения было выполнено для 2-х систем охлаждения: естественной воздушной (М) и принудительной воздушной (Д).

Перед исследованием мы предполагали, что такая зависимость не исключена, потому что от типа системы охлаждения зависит интенсивность циркуляции масла, а, следовательно, и тепловое старение обмоток. Так, для системы М характерна менее интенсивная циркуляция масла через радиаторы, чем для системы Д. Однако за счёт того, что масло в радиаторах находится дольше, чем в других системах охлаждения, перепад температур на входе в радиатор и на выходе из него существенно выше (до 10 и более °С). Это значит, что в трансформаторах с системой охлаждения М имеет место наиболее значительный перепад температур между нижней и верхней частями бака, неравномерный нагрев обмотки, возможны повышенные температуры в районе наиболее нагретых точек обмоток. На протяжении длительного срока эксплуатации данный фактор может оказать существенное влияние на старение бумажной изоляции.

В результате дисперсионного анализа, нам не удалось выявить существенного влияния системы охлаждения на концентрации растворённых в масле газов. Наиболее заметно это влияние для СО и СО<sub>2</sub>.

Было принято решение в дальнейших исследованиях тип системы охлаждения не учитывать.

#### *Исследование влияния способа защиты масла*

На основании исследований, проведённых в [7], считаем, что эти параметры важны для концентраций всех газов. Поэтому трансформаторы разделяются на группы по этим признакам.

При исследовании влияния типа защиты масла хорошо видно, что для Н<sub>2</sub>, С<sub>2</sub>Н<sub>6</sub>, С<sub>2</sub>Н<sub>2</sub>, СО, СО<sub>2</sub>  $F_{\text{дисп.ан}}$  составляет от 15 до 170, что больше  $F$  из таблиц Фишера-Снедекора (2-5). Таким образом, можно считать, что данный фактор оказывает значимое влияние и его необходимо использовать для разделения трансформаторов на группы по способу защиты масла для расчёта нормативных ДЗ и ПДЗ.

#### *Исследование влияния типа устройства РПН*

Из-за склонности к насыщению масла газами в результате диффузии через бак-расширитель контактора, который имеет общий воздушный объем с баком-расширителем, в трансформаторах с устройствами РПН типов RS-3 и RS-4 наблюдается повышенный уровень С<sub>2</sub>Н<sub>2</sub>. Исследование подтвердило, что влияние этой конструктивной особенности на концентрацию ацетилена значительно. По этой причине при расчёте ДЗ и ПДЗ для него целесообразно выделить 2 группы трансформаторов – оснащённых и не оснащённых переключающими устройствами типа RS-3 или RS-4.

Выполненные исследования показали, что все изученные факторы влияния: класс напряжения, мощность, способ защиты масла, марка масла, типа системы охлаждения, срок эксплуатации

трансформатора, тип устройства РПН оказывают влияние на результаты АРГ. Однако, степень этого влияния разная.

Наиболее значимыми, на наш взгляд, факторами оказались:

- для всех газов – класс напряжения трансформатора [7];
- для всех газов – способ защиты масла;
- для Н<sub>2</sub>, СН<sub>4</sub> и СРГ – марка масла ГК (и аналогичные) при сроке эксплуатации до 5 лет;
- для СО, СО<sub>2</sub> – мощность и срок эксплуатации два независимых фактора, поэтому необходимо учитывать оба фактора;
- наличие устройства РПН типа RS-3 или RS-4 для С<sub>2</sub>Н<sub>2</sub>.

#### IV. КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ РЕЗУЛЬТАТОВ АРГ

Предлагаемая авторами дифференциация критериев оценки результатов АРГ была выбрана с учетом результатов выполненного дисперсионного анализа факторов, влияющих на концентрации газов, а так же с учетом того, что подробная детализация системы критериев оценки АРГ затруднит процедуру диагностирования. Полученная система оценки концентраций газов для силовых трансформаторов 110 кВ приведена в таблице 2.

Определение регламентированных значений концентраций газов проводилось по методике [7], позволяющей увеличить точность расчета. Ее отличия от методики [2], обеспечивающие ее преимущества, следующие:

- увеличение мощности выборки за счет включения в нее всех измерений парка оборудования за период его эксплуатации;
- для оборудования, находящегося на учащенном контроле, проводится усреднение значений за интервал времени, равный обычной периодичности измерений, чтобы получить одинаковую частоту появления в массиве данных результатов АРГ исправного оборудования и оборудования, в котором предполагается развитие дефекта;
- проведение анализа диапазона наблюдаемых значений  $X_{\min}$ - $X_{\max}$  на существование его естественных ограничений с целью его сужения и сглаживание крайних значений диапазона;
- увеличение количество интервалов разбиения до 50-70;
- применение медианного разбиения границ интервалов;
- сглаживание троек ранжированных значений массива данных скользящими медианами;
- использование значений потоков повреждаемости и отказов трансформаторов для определения соответственно уровня допустимых и предельно-допустимых значений по интегральной функции распределения;
- определение регламентированных значений на уровнях интегральной функции распределения, обусловленных повреждаемостью трансформаторов в рассматриваемый период эксплуатации.

Таким образом, трансформаторы, у которых концентрации газов превышают допустимый уровень (ДЗ), должны оставаться в эксплуатации, но

подвергаться учащенному контролю. Если концентрации газов превысят уровень предельно-допустимых значений (ПДЗ), то трансформаторы требуют принятия срочных

решений и/или действий, например, выводятся из работы во избежание отказов.

Таблица 2

Предлагаемые значения регламентированных концентраций растворённых в масле газов для трансформаторов класса напряжения 110 кВ

Уро- вень	Срок эксплуата- ции, лет	Концентрации газов, ppm ( $\cdot 10^{-4}$ % об.)								
		СРГ*	H <sub>2</sub> *	CH <sub>4</sub> *	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> ***	Срок экспл., лет	СО**	СО <sub>2</sub> **
Трансформаторы с плёночной защитой масла										
ДЗ	0-5	120	100	30	20	80	6	все	500	3000
	>5	100	50	20						
ПДЗ	0-5	600	400	180	100	300	30	все	1000	5000
	>5	400	100	160						
Трансформаторы "со свободным дыханием"										
ДЗ	0-5	<u>260</u>	<u>120</u>	<u>25</u>	20	62	<u>14</u>	0-30	<u>200</u>	<u>2000</u>
		150	23	12					300	3000
	>5	150	23	12			19	>30	<u>300</u>	<u>3000</u>
									400	4000
ПДЗ	0-5	<u>3000</u>	<u>800</u>	<u>400</u>	100	400	<u>50</u>	0-30	<u>460</u>	<u>4800</u>
		950	200	157					550	5800
	>5	950	200	157			300	>30	<u>550</u>	<u>5300</u>
									650	6300

\* для H<sub>2</sub> и CH<sub>4</sub> и СРГ в масле трансформаторов ДЗ и ПДЗ в числителе – для марок масла ГК, Nytro 11GX, в знаменателе – для остальных марок масла.

\*\* Для СО и СО<sub>2</sub> в числителе указаны ДЗ и ПДЗ для трансформаторов 110 кВ мощностью до 16 МВА включительно, в знаменателе – более 16 МВА.

\*\*\* для C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> в числителе приведены ДЗ и ПДЗ для трансформаторов со всеми типами устройств РПН, кроме RS-3 и RS-4, а в знаменателе – с устройствами РПН типа RS-3, RS-4

## V. ВЫВОДЫ

Найдены особенности конструкции силовых трансформаторов, оказывающие наибольшее влияние на уровни концентраций газов растворенных в масле силовых трансформаторов класса напряжения 110 кВ.

Показано, что срок эксплуатации наиболее сильно сказывается на концентрациях СО, СО<sub>2</sub>

Получена система критериев оценки результатов АРГ силовых трансформаторов класса напряжения 110 кВ, учитывающая наиболее влияющие особенности конструкции и срок службы трансформатора. Считаем, что предложенная система позволит снизить количество ошибок перестраховки и недосмотра при отнесении трансформатора к группе исправных или к группе трансформаторов с развивающимся дефектом.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

[1] I.V. Davidenko, K.V. Ovchinnikov, M.N. Vladimirova *Analysis of tap changers damaging and technical condition evaluation by DGA results / 19th International Symposium on High Voltage Engineering – ISH 2015. Pilsen, Czech Republic, August 23 – 28 2015, Report 574, 6 Page, ISBN 978-80-261-0477-3.*

[2] РД 153-34.0-46.302-00 (СО 34.46.302-00)

Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле.

[3] СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 Диагностика маслонаполненного трансформаторного оборудования за результатами хроматографического анализа вильных газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі. Методичні вказівки.

[4] *IEEE Std C57.104™-2008 IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers.*

[5] *IEC 60599:2015 Mineral oil-filled electrical equipment in service - Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis.*

[6] РД 34.43.105-89 Методические указания по эксплуатации трансформаторных масел.

[7] Давиденко, И. В. Методика получения допустимых и предельно-допустимых значений контролируемых параметров маслонаполненного оборудования на основе массива наблюдаемых данных на примере анализа растворенных в масле газов / И. В. Давиденко // *Электричество*, 2009. – №6. – С. 10-21