

Учет рисков при выборе очередности мероприятий технического обслуживания силовых трансформаторов.

д.т.н. И.В. Давиденко <inguz21@yandex.ru>, Е.Д. Халикова Уральский федеральный университет, г. Екатеринбург.

Вопросы менеджмента рисков и управления активами на сегодняшний день актуальны во всем мире. В данной статье приведены основные идеи методик расчета риска отказа и технического состояния силовых трансформаторов российских и зарубежных предприятий энергетики, а также методика планирования технического обслуживания и ремонта, предлагаемая авторами. Особенность предлагаемой методики в том, что при оценке риска рассматриваются последствия отказа, как для поставщика, так и для потребителя электроэнергии. Кроме того, при расчете индекса технического состояния I_t объекта используются оценка выводов экспертной системы (ЭДИС «Альбатрос»), а не оценка самих контролируемых параметров. При этом, как при оценке риска, так и расчете индекса технического состояния силового трансформатора (СТ) учитываются конструктивные особенности оборудования, срок его эксплуатации и вероятность отказа предполагаемого места повреждения (узла, системы).

I. Введение

Вопрос выбора адекватного и своевременного проведения мероприятий технического обслуживания и ремонта (ТОиР) трансформаторов, в том числе их обновление обостряется с каждым годом в силу ряда факторов. Во-первых, известно, что темпы старения парка СТ превышают темпы его обновления. Во-вторых, у предприятий всегда есть ограничения в финансовых, временных и кадровых ресурсах. В-третьих, с развитием рыночных отношений и технологий производства потребители начали чаще предъявлять претензии по поводу надежности и качества энергообеспечения. Все это удорожает ошибку управленческих решений, поэтому на протяжении последних 10 лет разрабатываются и внедряются методики автоматизирующие оценку, целесообразность и определение порядка проведения мероприятий ТОиР с учетом технического состояния оборудования и оценки рисков его отказа.

В статье приведена методика оценки технического состояния, риска отказа силовых трансформаторов (СТ) и выбор очередности требуемых мероприятий ТОиР с учетом возможных последствий отказов.

Создание методики стало возможным благодаря 20 летнему опыту разработки и внедрения экспертно-диагностической и информационной системы (ЭДИС) «Альбатрос», а также собранной статистики повреждений оборудования. На сегодня, ЭДИС используется на 367 рабочих местах в РФ и странах ближнего зарубежья. В ее базе данных собранно свыше 350 случаев развития повреждений СТ, подтвержденных результатами вскрытия оборудования.

II. Отечественный опыт ранжирования силовых трансформаторов по техническому состоянию

В статье [1] предлагалось проводить ранжирование СТ группой экспертов высокой квалификации. Они определяют необходимый для экспресс-диагностики СТ набор контролируемых параметров. Далее эксперты проводят ранжирование парка СТ на основании результатов экспресс-диагностики, а также учета особенностей конструкции трансформатора, оценки уровня и условий его эксплуатации. Достоинствами такого подхода являются учет особенностей конструкции, условий и уровня эксплуатации СТ. Однако высококвалифицированных экспертов всегда не хватает, поэтому такой подход

имеет недостаточную оперативность и не позволяет охватить весь парк оборудования РФ. Кроме того, он дороже, чем ранжирование СТ программным обеспечением.

В 2006-2007 гг в документе [2] была предложена методика, в которой индекс технического состояния СТ рассчитывался, как ранжированная сумма значений критериев данной единицы оборудования, умноженных на их весовые коэффициенты:

$$i = \frac{\sum_j K_j \cdot V_j}{\sum_j V_j \cdot M_j} \cdot 100, \quad (1)$$

где K_j - значение j-го критерия;

V_j - его весовой коэффициент;

M_j - максимальное значение критерия.

Методика охватывала круг основных параметров для оценки состояния СТ. Критерий, значение которого не определено, не учитывался ни в числителе, ни в знаменателе формулы 1. В оценке индекса технического состояния СТ предполагалось учитывать: результаты испытаний, режим нагрузки, состояние узлов, срок эксплуатации и возможные последствия в случае аварии. При оценке данных экспертами использовалось 5 ступеней значений критерия: очень хороший; хороший; удовлетворительный; ниже удовлетворительного; плохой. Определяющим в индекс технического состояния были результаты испытаний, которые оценивались программным обеспечением по 3-х ступенчатой шкале. Недостатки такого подхода:

- простота модели, а поэтому ее неадекватность такому сложному объекту, как СТ;
- в оценке части параметров должен участвовать специалист энергопредприятия, что снижает оперативность и объективность проведения процедуры ранжирования СТ в силу ошибки или недостаточного опыта специалиста;
- формальный подход к оценке параметров по превышению их предельно-допустимых значений, приводит к ошибкам 1-го и 2-го рода;
- не учитывается отсутствие информации (чем меньше параметров участвует в оценке, тем лучше индекс технического состояния).

В 2012г в документе [3] было предложено рассчитывать индекс технического состояния многокомпонентного объекта, как средневзвешенное число из индексов состояния компонентов оборудования.

Весовые коэффициенты, с которыми компоненты участвуют в расчете индекса состояния многокомпонентного объекта, определяются экспертным путем, исходя из значимости компонента для функционирования многокомпонентного объекта. Таким образом, для расчета индекса состояния многокомпонентных объектов используется следующая формула:

$$I_{\text{МКО}} = \frac{\sum_i W_i \cdot I_i}{\sum_i W_i} \quad (4)$$

где $I_{\text{МКО}}$ - индекс состояния многокомпонентного объекта;

W_i - вес i-того компонента;

I_i - индекс состояния i-того компонента.

Таким образом, каждому крупному узлу присвоен свой весовой коэффициент, и для каждого из этих узлов рассчитывается свой индекс состояния. В настоящее время методику удалось реализовать не в полном объеме. Индекс технического состояния СТ рассчитывается на основании результатов измерений самого СТ, без учета индексов состояния его высоковольтных вводов, РПН и других узлов. Сначала рассчитываются

индексы технического состояния по каждому виду измерения, а потом рассчитывается (4) результирующий индекс. В расчете участвуют все виды измерений, регламентированные РД [4] для СТ, без учета давности их проведения. Недостатки такого подхода:

- формальный подход к оценке контролируемых параметров по превышению их предельно-допустимых значений в рамках РД [4], игнорирование трендов большинства параметров и особенностей конструкций СТ, приводит к ошибкам 1-го и 2-го рода;
- не учитывается, что результаты измерений проведенные несколько лет назад, могут не отражать текущее техническое состояние СТ;
- игнорируются результаты специальных методов диагностирования (например, вибрационное обследование, измерение частичных разрядов).

III. Оценка технического состояния силового трансформатора

Особенность предлагаемой оценки технического состояния СТ в том, что при расчете индекса технического состояния I_m объекта используется оценка выводов экспертной системы (ЭДИС «Альбатрос»), а не оценка самих контролируемых параметров [5]. Анализ результатов измерений ЭДИС состоит из 2-х этапов:

- оценки значений контролируемых параметров и их трендов;
- идентификации вида дефектов и оценки истории их развития.

Для выполнения 1-го этапа диагностирования ЭДИС используют 2 уровня значений (допустимые и предельно-допустимые) для всех контролируемых параметров и их трендов. Эти критерии оценки были получены разработчиками системы в ходе научно-исследовательских работ, проводимых в течение 10 лет. Так как полученные критерии оценки параметров и их трендов (в отличие от [4]) дифференцированы по конструктивным особенностям и сроку эксплуатации СТ, это снижает ошибки 1-го и 2-го рода.

Далее покажем важность определения индекса технического состояния I_m 2-го этапа диагностирования. Представим, что для двух СТ имеется превышение регламентированных значений по следующим концентрациям газов: C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 . Но в одном трансформаторе по соотношению пар газов C_2H_6/C_2H_4 и C_2H_2/C_2H_4 диагностируется “слабый нагрев”, а в другом- “дуга”. Очевидно, что СТ находятся в разных технических состояниях, но с точки зрения методик [2,3] индекс технического состояния этих трансформаторов по результатам DGA будет одинаковым. Кроме того, мы считаем в оценке индекса тех.состояния следует учитывать скорость и длительность наблюдения развития дефекта.

Резюмируя выше изложенное, предлагаем индекс технического состояния находить, как вектор n-мерного пространства, где n- количество видов измерений.

$$I_m = \frac{\sqrt{\left(\sum_{n=1}^n x_n\right)^2 + \left(\sum_{n=1}^n y_n\right)^2 + \left(\sum_{n=1}^n z_n\right)^2}}{\sum_{n=1}^n M_{n \max}} \cdot 100\% \quad (5)$$

$M_{n \max}$ – максимальное значение коэффициентов i-го измерения.
n – количество измерений.

В свою очередь, индекс каждого измерения представлен вектором, который является результатом оценки 3-х координат (x,y,z):

x – коэффициент оценки тяжести, опасности дефекта. Значение коэффициента зависит от вида дефекта, идентифицируемого ЭДИС;

y – коэффициент оценки скорости развития дефекта. Значение коэффициента зависит от оценки трендов контролируемых параметров и определения вида дефекта, проведенных ЭДИС;

z – коэффициент оценки история эксплуатации и длительности наблюдения развития дефекта. Значение коэффициента зависит от проведенных и рекомендуемых ЭДИС операций ТОиР, а также длительности наблюдения развития дефекта.

Для различных измерений значения $M_{x,y,z \max}$, различны, т.к. измерения имеют разную степень чувствительности и точности идентификации дефектов.

Оценка состояния специальными методами (виброобследование низковольтными импульсами, тепловизионный и контроль ЧР), сделанная другим программным обеспечением, вводится в систему специалистами.

ЭДИС «Альбатрос» анализирует по каждому СТ следующую информацию:

- хроматографический анализ растворенных в масле газов (АРГ);
- физико-химический анализ масла, включая поверхностное натяжение и удельное объемное сопротивление масла, его прозрачность, цвет, коэффициент Вермана;
- влагосодержание твердой изоляции и степень ее полимеризации;
- изоляционные характеристики твердой изоляции;
- омическое сопротивление обмоток;
- сопротивление короткого замыкания;
- проведенные и планируемые операции ТОиР;
- описание внешних воздействий на оборудование, условий и режимов его работы;
- срок службы и конструктивные особенности оборудования.

Таким образом, по каждому виду измерения ЭДИС ставит диагноз в виде: характер предполагаемого дефекта, степень его развития и, по возможности, его локализация. Кроме того, система дает рекомендации персоналу по дальнейшей эксплуатации с учетом поставленного диагноза и истории эксплуатации трансформатора в виде набора операций ТОиР, в том числе проведения дополнительных видов контроля. Значения коэффициентов (x, y, z) для каждого вида измерения (в т.ч. и для специальных видов измерений), диагноза, операции ТОиР и пр. хранятся в базе знаний ЭДИС. Они были определены путем экспертного оценивания при создании методики.

IV. Международный опыт оценки рисков отказов оборудования.

Проанализируем методики, представленные авторами из разных стран.

В статье [6] риск отказа трансформатора определяется с помощью координатной плоскости. Ось ОУ – суммарная цена отказов, ось ОХ – количество отказов. Более высокий риск находится в правом верхнем углу. Для учета возраста трансформатора применяют формулу Перкса:

$$f(t) = \frac{A + \alpha e^{\beta t}}{1 + \mu e^{\beta t}} \quad (1)$$

где $f(t)$ - мгновенная скорость отказа по i -ой причине, α – является постоянной, β – постоянная времени, t – время (в годах), μ - коэффициент для приближения формы кривой, A - константа отображающая причины, не зависящие от возраста и случайных событий, таких как молния, разрушение и др.

Стоит отметить, что этот прогноз является простой статистической моделью и не учитывает различий между трансформаторами разных производителей или разнице в истории нагрузки трансформаторов. Эта модель отказов учитывает только календарный возраст трансформатора, и не рассматривает конструктивные дефекты отдельных узлов, сложность их ремонта, материальные и временные затраты.

Источник [7] предлагает сравнивать риски друг с другом в соответствии с их ожидаемым убытком, а именно суммы произведений вероятностей событий с их последствием. Риск, оценивается с помощью уравнения:

$$R = \sum_{x=1}^n F_x \cdot C_x \quad (2)$$

где R - экономический результат риска, F_x - вероятность отказа в зависимости от времени суток (сезона), C_x - последствие отказа, потери нагрузки за тот же промежуток времени. Очевидно, что последствия отказов при отключении в середине рабочего дня и при отключении ночью различны. Так же отличаются результаты перебоев электроснабжения в отопительный сезон и летом. Оценка риска может быть достигнута путем применения матрицы рисков.

Для оценки вероятности отказа предлагается сопоставить данные об повреждении и времени его отключения, а данные о нагрузке позволят оценить часть последствий отказа. Принимается во внимание то, что данные о нагрузке трансформатора в течение времени суток и разные сезоны года различны. Интенсивность отказов предлагается рассчитать, как отношение количества отказов к произведению единиц парка оборудования и времени наблюдения.

Недостаток методики в том, что не учитываются затраты, зависящие от многих других факторов, таких как особенности конструкции, дополнительные расходы на обслуживание, затраты на экологические издержки и потери потребителей. Это может серьезно отразиться на точности результата.

В [8] рассмотрена методика аналитической иерархии для оценки рисков отказа генераторов, но его можно реализовать и для другого оборудования. Данная методика позволяет делать заключения на основании нескольких критериев и реализуется в несколько этапов. Сначала происходит составление «дерева» уязвимых узлов, далее сопоставление тяжести возможных повреждений и присвоение весовых коэффициентов. Значение итогового весового коэффициента вычисляется как произведение коэффициентов различных подкритериев, определенных в порядке важности. Подкритериями могут являться результаты испытаний различных узлов, оцененные десятичной дробью. В итоге расставляют приоритеты и приходят к выводу о состоянии оборудования и необходимости ремонта. Как мы видим, при этом подходе не учитываются убытки от недоотпуска электроэнергии и ущерб потребителя.

Источник [9] предлагает рассчитывать стоимость повреждения как ожидаемый недоотпуск энергии и дополнительные затраты, связанные с убытками от простоя. Его методика не учитывает изменения вероятности отказа от возраста трансформатора и его конструктивных особенностей.

В заключении, можно отметить, что рассмотренные международные методики оценки рисков отказов оборудования затрагивают только часть важных аспектов и имеют много допущений.

V. Оценка риска отказа силового трансформатора

Особенность предлагаемой оценки риска отказа СТ в том, что рассматриваются последствия отказа, как для поставщика, так и для потребителя электроэнергии. Кроме того, учитываются конструктивные особенности оборудования, срок его эксплуатации и вероятность отказа предполагаемого места (узла, системы) повреждения СТ. Вероятности отказа узлов СТ были рассчитаны по значениям потоков отказов трансформаторов и статистики их повреждаемости. Расчет проводился на основе более 350 достоверных фактов повреждений СТ 35-500кВ, накопленных ЭДИС «Альбатрос» за 20 лет ее эксплуатации в энергокомпаниях РФ.

При оценке риска отказа СТ желательно учесть возможные экономические, экологические, социальные, последствия, возможные человеческие жертвы, ухудшение имиджа компании, недополученную прибыль поставщика и потребителя электроэнергии, продолжительность и цену ремонта, условия эксплуатации, категорию потребителя. Учесть

на практике все перечисленные факторы не представляется возможным из-за недостатка (конфиденциальности) информации финансового характера. Стремясь к сохранению комплексного подхода в оценке риска отказа трансформатора, предлагаем для расчета риска следующую формулу:

$$H = P_k \cdot \sum G \cdot \frac{1}{P_{max}} =$$

$$= (P_k \cdot \Delta G_{рем} + \frac{P_k}{V} \cdot N_{мощн} \cdot K_{нагр} \cdot t_{откл} \cdot C_{тариф} + \frac{P_k}{V} \cdot G_{потреб}) \cdot \frac{1}{H_{max}} \quad (3)$$

где H – риск,

P_k – вероятность повреждения k -ого узла,

$\sum G$ – суммарный ущерб,

$N_{мощн}$ – мощность трансформатора,

$\Delta G_{рем} = G_{срочн} - G_{план}$ – разница в цене между ремонтами разной срочности,

Разница стоимости ремонтов равна разности между ценой срочного, внепланового ремонта, который придется проводить при аварии, и ценой планового ремонта, который необходимо проводить на стадии развития дефекта.

$K_{нагр}$ – коэффициент нагрузки;

$t_{откл}$ – время отключения;

$C_{тариф}$ – тариф для потребителя;

V – количество линий резервирования,

$G_{потреб}$ – экономические претензии потребителя при перебоях электроснабжения (например, из-за снижения объема производства, нарушения технологического цикла и пр).

H_{max} – максимальный риск повреждения узлов (систем) трансформатора.

При нахождении вероятности отказа СТ авторы предлагают учитывать несколько важных факторов. Во-первых, нужно принимать во внимание, что величина потока повреждаемости СТ меняется с изменением срока эксплуатации трансформатора. На рисунке 1 приведена повреждаемость силовых трансформаторов 10-500 кВ в зависимости от срока эксплуатации. На основании анализа рисунка 1, предлагаем выделить пять периодов работы трансформаторов: приработочный, период высокой надежности, период средних и капитальных ремонтов, период работы после восстановления и период быстрой потери остаточного ресурса.

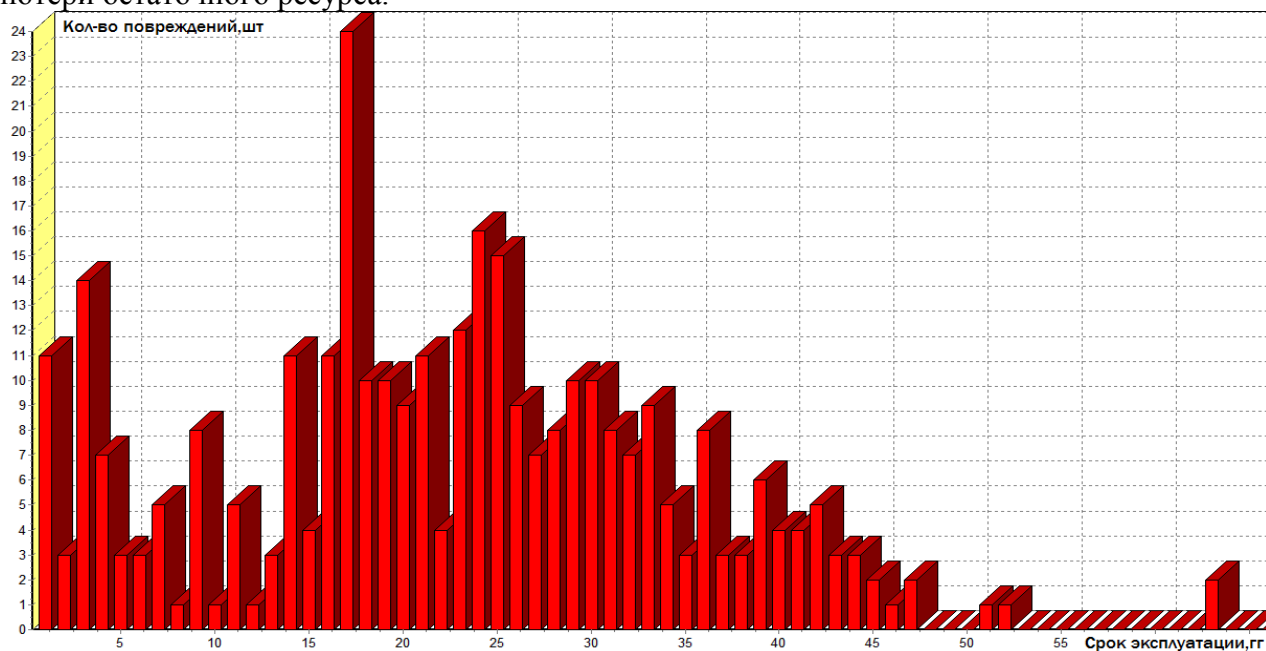


Рисунок 1 – Повреждаемость силовых трансформаторов 10-500 кВ в зависимости от срока эксплуатации.

Во-вторых, необходимо учитывать особенности конструкции СТ, например класс напряжения. Известно, что у СТ высоких классов напряжения вероятность отказа выше. Кроме того, СТ различных классов напряжения имеют разные слабые места конструкций. Например, для СТ 35 кВ весьма актуальны повреждения связанные с динамической неустойчивостью обмотки, а для СТ 110 кВ – повреждения переключающих устройств и вводов [1]. Переключающие устройства СТ 220-500 кВ повреждаются редко.

В-третьих, при расчете рисков необходимо учитывать, что системы и узлы СТ повреждаются с разной частотой. Для расчета вероятности отказа узлов трансформатора используем формулу:

$$P_k = N_k \cdot F, \quad (4)$$

где P_k - вероятность отказа k -го узла трансформатора %;

N_k – частота повреждения k -ого узла (%);

F – поток повреждаемости в зависимости от возраста трансформатора.

На основании значений потоков отказов СТ и статистики их повреждаемости [1], были рассчитаны вероятности отдельных узлов. В таблице 1 приведены результаты расчетов вероятности повреждения отдельных узлов СТ для разных возрастов и классов напряжения, полученные авторами.

Таблица 1 – Вероятность повреждения различных узлов трансформаторов 35-110кВ с разным сроком эксплуатации

	35кВ		110 кВ	
	0-5 лет	16-25 лет	0-5 лет	16-25 лет
Обмотки и изоляция	1,03%	0,78%	1,41%	0,93%
РПН и ПБВ	0,51%	0,39%	0,40%	0,56%
Вводы	0,26%	0,00%	0,40%	0,26%
Магнитопровод	0,00%	0,00%	0,10%	0,11%
Система защиты масла	0,00%	0,00%	0,00%	0,13%
Бак и арматура	0,00%	0,00%	0,00%	0,08%
Система охлаждения	0,51%	0,91%	0,00%	0,03%

Данные таблицы 1 иллюстрируют необходимость при оценке рисков трансформаторов дифференцировать вероятность повреждения в зависимости от срока его эксплуатации, класса напряжения и узла. Степень достоверности выборки достаточно высока, так как каждый из фактов повреждения был проанализирован экспертами на соответствие результатов оценки технического состояния по данным измерений описанию обнаруженного повреждения при вскрытии трансформатора.

Итак, оценка риска отказа трансформатора производится ЭДИС «Альбатрос» по формуле 4. Для чего сначала экспертная система на основании результатов измерений трансформатора делает оценку его технического состояния и определяет предполагаемое место (узел) повреждения. Затем система в зависимости от возраста трансформатора, класса напряжения и места предполагаемого повреждения выбирает из базы знаний системы соответствующее значение вероятности P_k .

Не редко встречаются ситуации, когда еще невозможно диагностировать место повреждения (например, еще провели не все необходимые виды измерений), но уже нужно оценить риски отказа трансформатора. В этом случае принимаются во внимание все предполагаемые места повреждений, а для расчетов в формулу 4 выбирается максимальная вероятность повреждения рассматриваемых узлов.

Если по результатам диагностирования в трансформаторе предполагается развитие одновременно 2-х различных повреждений, то в этом случае для расчетов в формулу 4 берется сумма вероятностей обоих повреждений.

Таким образом, система рассчитывает риск отказа трансформатора на основании оценки его технического состояния, его мощности и коэффициента нагрузки, тарифа и категории потребителя, стоимости ремонта предполагаемого повреждения, ожидаемого времени отключения и экономических претензий потребителей. Естественно, что оценка риска делается только для неисправных, но еще работоспособных трансформаторов.

VI. Ранжирование трансформаторов по очередности операций ТОиР.

Для проведения ранжирования СТ по очередности проведения операций ТОиР из выборки рассматриваемых трансформаторов исключаются объекты, находящиеся в исправном состоянии. Затем по каждому, оставшемуся в выборке объекту, рассчитывается интегральный показатель технического состояния I_m и риска его отказа H_m .

По этим координатам ($H_m; I_m$) объект обозначается на графике, показанном на рисунке 2, где по оси ординат откладывается показатель технического состояния, а по оси абсцисс – величина риска. Далее ЭДИС проводит ранжирование трансформаторов по расстоянию от точки с координатами ($H_m; I_m$) до точки с координатами (0;0). Чем больше это расстояние, тем скорее нужно проводить трансформатору операции ТОиР.

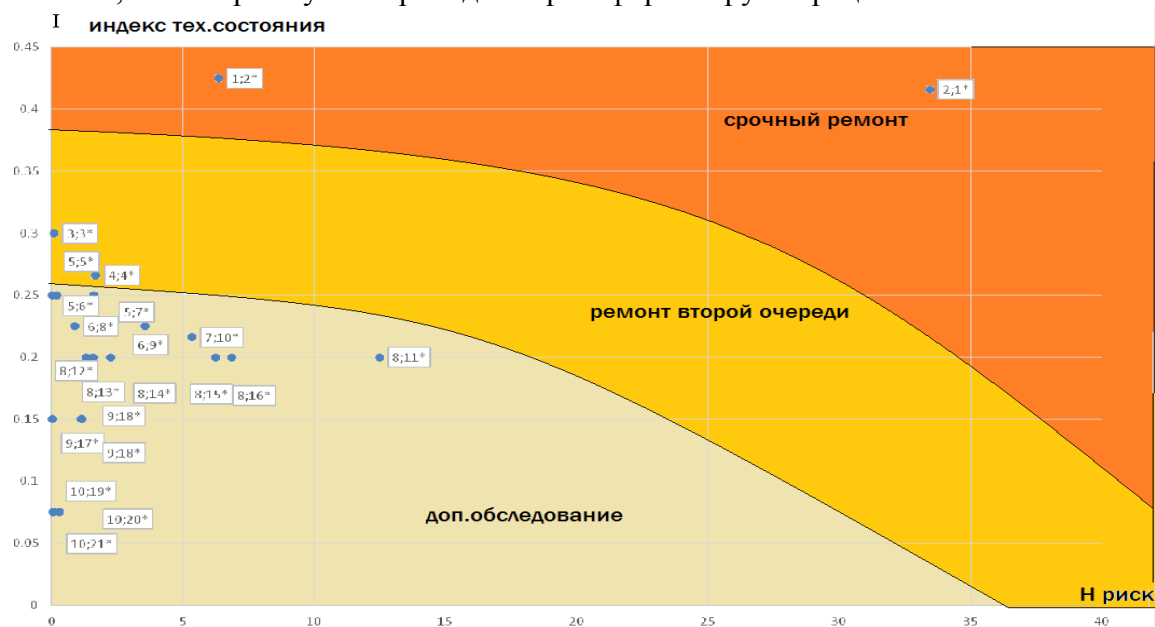


Рисунок 2. – Пример, отображения результатов ранжирования ЭДИС «Альбатрос»

Плоскость графика поделена на 3 зоны:

- дополнительное обследование (в трансформаторе начинает развиваться дефект, он ставится на учащенный контроль и ему могут быть назначены дополнительные виды контроля для уточнения характера дефекта и его локализации);
- текущий ремонт (в трансформаторе есть дефект, не снижающий его работоспособности и требующий текущего ремонта);
- срочный ремонт (в трансформаторе есть дефект, который скоро приведет к потере его работоспособности, требующий среднего или капитального ремонта, или замены оборудования).

На рисунке 2 мы видим, что зоны значительно отличаются по количеству СТ, в них отмеченных. Это распределение, полученное ЭДИС, соответствует данным, приводившимся в докладах инженерных центров РФ, по процентному соотношению СТ требующих немедленного вывода из работы, планового ремонта и дополнительного обследования. Если трансформаторы имеют одинаковые координаты ($H_m; I_m$), то для

определения очередности используется показатель затратности обслуживания. Показатель затратности – это удельные затраты на обслуживание СТ однородной группы для данной энергокомпании. В однородную группу входят трансформаторы одинаковые по конструктивным особенностям, близких сроков эксплуатации и качества материалов и технологий производства. В первую очередь операции ТОиР проводятся для СТ, обслуживание которого обходится энергокомпании дороже.

VII. Выводы

Авторами предложена методика выбора очередности мероприятий технического обслуживания силовых трансформаторов, основанная на оценки их технического состояния и оценки риска отказа.

Отличие предложенной методики в части оценки технического состояния СТ в том, что учитываются:

- идентификация вида дефекта системой, а не бальные оценки контролируемых параметров;

- скорость развития повреждения;

- история эксплуатации объекта, в т.ч. проведенные операции ТОиР.

Сложность применения методик оценки риска на предприятиях в настоящее время - это недостаток информации о реальных ущербах потребителей и поставщиков электроэнергии. Думается, что со временем с развитием экономических и правовых аспектов рынка электроэнергии этот недостаток будет менее ощущим.

Преимущества, в части оценки риска отказов СТ следующие:

- принимаются во внимание последствия отказа, как для потребителя, так и поставщика электроэнергии;

- учитываются срок эксплуатации и класс напряжения оборудования;

- вероятность отказа определяется на основании оценки технического состояния ЭДИС с учетом предполагаемого места и характера дефекта.

Методика адаптирована для реализации в программном обеспечении. С 2014 г. она реализована в информационно-аналитической системе ЭДИС «Альбатрос» и в настоящее время проходит опытную эксплуатацию.

Применение предложенной методики на предприятиях эксплуатирующих СТ, ремонтных организациях снизит ошибку менеджмента, повысит оперативность и объективность при оценке реальной ситуации и, как следствие, повысит срок службы трансформаторов.

Список литературы

1. Соколов В.В. «Новая методология диагностики трансформаторного оборудования с ранжированием по техническому состоянию», В сб. VIII симпозиум Электротехника 2010 (ТРАВЭК), май, 2005
2. Система Стратегического планирования ремонтов. ОАО «ФСК ЕЭС». Методика экспертной оценки технического состояния оборудования. Версия 0.3. Москва 2006.
3. Методика оценки технического состояния основного электросетевого оборудования. Приложение № 1 к Типовому1 СТАНДАРТУ ОАО «Холдинг МРСК» управления производственными активами дочерних и зависимых обществ. Москва, 2012.
4. РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования», М., изд. НЦ ЭНАС, 2002 г
5. Давиденко И.В. Диссертация на соиск.степ. д.т.н. Разработка системы многоаспектной оценки технического состояния и обслуживания высоковольтного маслонаполненного электрооборудования 2009

6. William H. Bartley P.E. The Hartford Steam Boiler Inspection & Insurance Co. International Association of Engineering Insurers. 36th Annual Conference – Stockholm, 2003.
7. Ravish P.Y. Mehairjan, Qikai Zhuang, Dhiradj Djairam, Johan J. Smit. High Voltage Technology & Asset Management. Delft University of Technology. Improved Risk Analysis Through Failure Mode Classification According to Occurrence Time. IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis 23-27 September 2012, Bali, Indonesia.
8. Mohammad Zare Ernani^{1*}, Asghar Akbari Azirani¹. Faculty of Electrical and Computer Engineering. K.N.T university of Technology. A Method Based on Analytical Hierarchy Process for Generator Risk Assessment. Proceedings of the 2010 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, September 6-11, 2010, Tokyo, Japan.
9. Tehran, Iran Masashi Kitayama. Mitsubishi Electric Corporation. Risk-based Maintenance Assessment Using Probabilistic Model. Proceedings of the 2010 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, September 6-11, 2010, Tokyo, Japan.