



ТРАНСФОРМАТОРЫ: ЭКСПЛУАТАЦИЯ, ДИАГНОСТИРОВАНИЕ, РЕМОНТ И ПРОДЛЕНИЕ СРОКА СЛУЖБЫ

Материалы
Международной научно-практической конференции,
посвященной 70-летию Виктора Соколова

13–17 сентября 2010
Екатеринбург

Уральский центр охраны труда, средств защиты энергетиков
и технического аудита (УРЦОТЭ)

Общественный совет специалистов по диагностике
силового электрооборудования при УРЦОТЭ

Общественный совет по диагностике электрических установок
специалистов Сибири и Востока

ГОУ ВПО «Уральский федеральный университет
имени первого президента России Б. Н. Ельцина»
(УГТУ-УПИ)

ТРАНСФОРМАТОРЫ: ЭКСПЛУАТАЦИЯ, ДИАГНОСТИРОВАНИЕ, РЕМОНТ И ПРОДЛЕНИЕ СРОКА СЛУЖБЫ

Материалы
Международной научно-практической конференции,
посвященной 70-летию Виктора Соколова

Екатеринбург
13–17 сентября 2010

Екатеринбург
Издательский дом «Автограф»
2010

ФИНАЛЬНЫЕ АВАРИИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И ДИНАМИКА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРНОГО ПАРКА

*В. П. Васин, ГОУ ВПО «Московский энергетический институт (ТУ)»
А. П. Долин, ООО НТЦ «Электромашиниринг, Диагностика и Сервис»*

В процессе эксплуатации полностью заменить трансформатор по частям невозможно. Несмотря на замену отдельных узлов, идет процесс возрастания частоты отказов, пока в потоке отказов не возникнет авария, в результате которой трансформатор становится неремонтопригодным. Это объективно означает, что срок службы данного трансформатора закончился. То есть срок окончания службы можно соотнести с моментом наступления аварии, при которой трансформатор становится непригодным для ремонта. Такую аварию можно назвать (в соответствии с теорией цепей Маркова) финальной [1].

Катастрофические аварии, очевидно, составляют подмножество совокупности финальных аварий. Применяется еще термин «тяжелые аварии», множество их шире, но они в этой работе не рассматриваются. Конечно, не всегда трансформаторы (Т) и автотрансформаторы (АТ) выводятся из эксплуатации вследствие финального отказа.

Длительность работы Т и АТ до наступления финальной аварии – случайная величина, будем обозначать ее L . Ее функция распределения вероятностей $F_L(x)$, а также числовые характеристики этого распределения – ожидаемое значение (M_L), дисперсия (D_L), среднеквадратическое отклонение (σ_L) и др. – представляют очевидный практический интерес, прежде всего для планирования обновления трансформаторного парка, а также для задач, связанных с управлением его техническим состоянием.

Тот факт, что часть трансформаторов выводится из эксплуатации до финальной аварии, надо иметь в виду. Это затруднение возникает во всех задачах, связанных с определением продолжительности жизни. Ниже этот момент учитывается.

Поскольку L есть случайная величина, возникает задача определения ее предельно допустимого значения. В теории надежности для задач такого рода вводится понятие « γ -процентный ресурс». Соответственно ниже время эксплуатации, в течение которого с вероятностью γ не произойдет финальной аварии, называется гамма-процентной продолжительностью службы трансформатора (или автотрансформатора) и обозначается L_γ ; L_γ – корень уравнения

$$1 - F_L(x) = \gamma. \quad (1)$$

В принципе можно сделать предположение о функции распределения вероятностей для продолжительности эксплуатации оборудования до финальной аварии и найти ее параметры, после чего, как показано в [1], можно составить уравнение для определения такого момента времени, при котором вероятность появления финальной аварии становится неприемлемой. Эта задача решается ниже, однако она слабо обеспечена данными о финальных авариях, объем которых не дает возможность применить какой-либо стандартный критерий согласия для обоснования принятой гипотезы. Вместе с тем анализ литературы,

посвященной аварийности силовых трансформаторов, показал, что данные по эксплуатации трансформаторов позволяют пойти другим путем. Ряд авторов [1–4] указывают на устойчивое распределение доли тяжелых аварий трансформаторов: 35–40 % – по одному источнику и 10–15 % – для взрывов и пожаров [2]. В [4, 5] приводятся меньшие значения: 0,06–0,08.

Надо отметить, что рассматриваемое соотношение можно понимать двояко – и как отношение вероятностей тяжелой аварии (в течение года) к вероятности технологического отказа, т. е. как условную вероятность тяжелой аварии при условии, что отказ имел место, и как отношение интенсивности тяжелых аварий к интенсивности всех отказов. Поскольку и вероятности отказов, и вероятности тяжелых аварий (в течение 1 года) малы, здесь не возникает существенных различий. Но если рассматривать длительные интервалы времени (десятки лет), необходимо четкое разграничение подходов. В рамках данной работы принимается следующая интерпретация приведенных опытных данных: имеет место устойчивое отношение параметра потоков финальных аварий (ФА) $\lambda_{\text{ФА}}$ к параметру потоков технологических отказов $\lambda_{\text{техн.отк}}$, т. е.

$$\lambda_{\text{ФА}} = k \lambda_{\text{техн.отк}}, \quad (2)$$

где k – коэффициент пропорциональности, равный 0,1–0,15 (или 0,35) (ниже будет показано, что существующей статистике более отвечают меньшие значения k). При этом появляется возможность оценивать вероятности финальных аварий на разных временных отрезках по интенсивности технологических отказов.

Пример. Пусть $\lambda_{\text{техн.отк}} = 0,025$; $k = 0,08$. Тогда $\lambda_{\text{ФА}} = 0,002$ и вероятность, что за год произойдет одна финальная авария, составляет $0,002 \cdot \exp(-0,002) = 0,002$. При числе трансформаторов $N = 500$ (АТ и Т класса 500 кВ) это даст одну финальную аварию в год – значение, близкое к реальным данным. Если же принять $k = 0,35$, получим четыре финальные аварии в год для трансформаторного оборудования на 500 кВ, что заметно превышает существующие данные о катастрофических отказах в сетях РФ.

Эти оценки (которые, конечно, требуют более детального обоснования и уточнения, что будет в дальнейшем) имеют определенный практический интерес и могут быть использованы при анализе эксплуатации трансформаторного оборудования и оценке его состояния в целом. Однако главная цель работы состоит в том, чтобы создать методику расчета γ -процентной продолжительности службы трансформаторного оборудования разного класса напряжений и разной длительности предыдущей эксплуатации.

Основная задача данной работы – определить продолжительность эксплуатации трансформатора из условия, что с вероятностью γ (близкой к единице) за это время эксплуатации не произойдет финальной аварии (катастрофического отказа), и на ее основе разработать методы анализа эксплуатационной надежности трансформаторного оборудования энергетических предприятий.

Вероятность γ здесь определяет гарантию безопасности, а вероятность дополнительного события $1 - \gamma = r$ – риск катастрофической аварии.

Ниже рассматривается эксплуатация трансформаторного оборудования на-

чая с момента времени T_0 , принимая его за момент времени по истечении периода приработки, на котором вероятность технологических отказов имеет повышенные значения. Период приработки в рамках данной работы не рассматривается, он требует специфического подхода в связи с особыми взаимоотношениями между заводом-изготовителем и энергетическим предприятием. В известных нам статистических отчетах случаи финальных аварий в период приработки не зарегистрированы. Поэтому вероятность того, что финальная авария произойдет на промежутке времени $(0, T_0)$, можно считать близкой к нулю. Вероятность того, что на интервале времени $(T_0, T_0 + \Delta t)$ не произойдет финальной аварии, может быть посчитана с учетом (1) по формуле

$$P(-\Phi A) = \exp\left[-\int_{T_0}^{T_0 + \Delta t} k \lambda_{\text{техн.отк.}}(t) dt\right]. \quad (3)$$

Здесь ΦA – обозначение для финальной аварии, а логический знак $-$ означает событие, дополнительное к ΦA . Принимается, что поток технологических отказов есть нестационарный пуассоновский поток.

На рис. 1 показана зависимость интенсивности отказов от продолжительности эксплуатации, которая на интервале (5–32) может быть принята постоянной. Для $T < 5$ имеет место приработка, а для $T > 35$ – рост из-за выработки технического ресурса. Пусть T_0 – момент окончания приработки, а Δt не больше 35 лет, так что интенсивность отказов на рассматриваемом интервале времени (рис. 1) можно принять постоянной. В формуле (3) Δt будем рассматривать не более 35 лет, тогда $\lambda_{\text{техн.отк.}} = 0,025$ и примем $k = 0,08$.

$$P(-\Phi A) = \exp\left[-\int_{T_0}^{T_0 + \Delta t} 0,0002 dt\right] = \exp(-0,002 \cdot \Delta t).$$

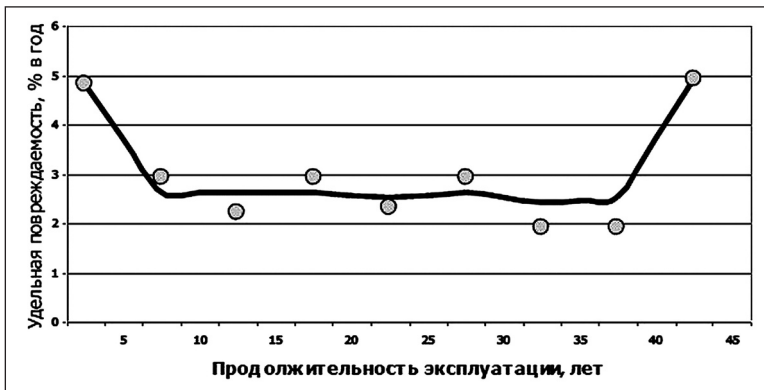


Рис. 1. Зависимость удельной повреждаемости трансформаторов от продолжительности эксплуатации (см. [4])

Это при $\Delta t = 25$ лет дает вероятность, равную 0,951, приемлемый уровень безопасности, если отказ не связан с угрозой для жизни и здоровья человека. То есть в рамках рассматриваемой задачи уровни безопасности и соответственно уровни риска (0,049) принимают обычные значения, соответствующие инженерным условиям надежности.

Обозначим $L_\gamma = T_0 + \Delta t(\gamma)$ и, предполагая, что до T_0 финальной аварии не было, получаем, что $\Delta t(\gamma)$ есть решение уравнения

$$\exp\left[-\int_{T_0}^{T_0 + \Delta t(\gamma)} k \lambda_{\text{техн.отк}}(t) dt\right] = \gamma \quad (4)$$

или

$$\int_{T_0}^{T_0 + \Delta t(\gamma)} k \lambda_{\text{техн.отк}}(t) dt = \ln(1/\gamma). \quad (5)$$

Рассмотрим сначала линейную модель динамики отказов

$$\lambda_{\text{техн.отк}}(t) = \lambda_0 + k_1 \cdot t. \quad (6)$$

Подстановка (6) в (5) дает уравнение для γ -процентного ресурса, решение которого имеет вид

$$L_\gamma = T_0 + 2 \cdot \ln(1/\gamma) / (\lambda_0 + \sqrt{(\lambda_0)^2 + 2 k_1 k \ln(1/\gamma)}). \quad (7)$$

Здесь $\lambda = k(\lambda_0 + k_1 \cdot T_0)$ – интенсивность потока финальных аварий на момент времени T_0 , k – кратность ФА по отношению к интенсивности технологических отказов (принимается постоянной во времени), k_1 – коэффициент роста интенсивности технологических отказов.

Проведем подробный анализ (7) при изменении параметров потоков отказов. Результаты расчетов, выполненные в МАТКАДе, показаны в табл. 1–4.

Таблица 1

Зависимость γ -процентной продолжительности службы Т и АТ от скорости роста интенсивности технологических отказов k_1 и λ_0 при $k = 0,1$; $T_0 = 5$ лет; $\gamma = 0,95$

$\lambda_0 \backslash k_1$	0,0	0,0001	0,0002	0,0003	0,0004	0,0005
0,012	47,7	36,8	31,1	27,4	24,8	22,7
0,014	41,6	33,5	28,9	25,8	23,5	21,7
0,016	37,1	30,8	27	24,9	22,3	20,7
0,018	33,5	28,5	25,3	23	21,3	19,5
0,020	30,6	26,6	23,9	21,8	20,3	19,1

Примечание. $k_1 = 0,0005$ соответствует возрастанию интенсивности отказов на 0,5 % за 10 лет или на 1 % за 20 лет.

Из табл. 1 следует, что в среднем продолжительность службы трансформаторного оборудования с гарантией 95 % составляет 30 лет и заметно снижается при возрастании скорости роста удельной повреждаемости. При скорости роста 0,3 % за 10 лет продолжительность жизни снижается ниже 30 лет. Параметры, принятые для расчета, соответствуют средним статистическим данным на 2006 г.

В табл. 2 приведены аналогичные расчеты при кратности финальных аварий $k = 0,15$. Из нее видно, что гарантированная длительность службы здесь всегда меньше 30 лет.

Таблица 2

Зависимость γ -процентной продолжительности службы Т и АТ от скорости роста интенсивности технологических отказов k_1 и λ_0 при $k = 0,15$; $T_0 = 5$ лет; $\gamma = 0,95$

$\lambda_0 \backslash k_1$	0,0	0,0001	0,0002	0,0003	0,0004	0,0005
0,012	33,5	27,9	24,5	22,2	20,5	19,1
0,014	29,4	25,3	22,7	20,7	19,3	18,1
0,016	26,4	23,2	21,1	19,5	18,2	17,2
0,018	24	21,5	19,8	18,4	17,3	16,4
0,020	22,1	20,1	18,6	17,5	16,2	15,4

В табл. 3 приведены аналогичные расчеты при кратности финальных аварий $k = 0,06$. Гарантированная длительность жизни значительно возрастает, особенно при малых значениях k_1 .

Таблица 3

Зависимость γ -процентной продолжительности службы Т и АТ от скорости роста интенсивности технологических отказов k_1 и λ_0 при $k = 0,06$; $T_0 = 5$ лет; $\gamma = 0,95$

$\lambda_0 \backslash k_1$	0,0	0,0001	0,0002	0,0003	0,0004	0,0005
0,012	76,2	51,6	41,3	35,1	30,8	27,6
0,014	66,1	47,3	38,6	33,2	29,4	26,5
0,016	58,4	43,7	36,4	31,6	28,2	25,6
0,018	52,5	40,7	34,3	30,1	27	24,7
0,020	47,7	38,1	32,5	28,8	26	23,8

Таблица 4

Зависимость γ -процентной продолжительности службы Т и АТ от скорости роста интенсивности технологических отказов k_1 и λ_0 при $k = 0,15$; $T_0 = 5$ лет; $\gamma = 0,92$

$\lambda_0 \backslash k_1$	0,0	0,0001	0,0002	0,0003	0,0004	0,0005
0,012	63,5	40,1	35,1	31,4	28,7	26,5
0,014	44,7	37	32,5	20,7	27	25,1
0,016	39,7	33,9	30,2	27,6	25,5	23,9
0,018	35,9	31,3	28,2	26	24,2	22,8
0,020	32,8	29,1	26,6	24,6	22,6	21,4

Приведенные расчеты показывают:

а) при $k = 0,1595$ %-я продолжительность эксплуатации более 30 лет маловероятна, она ограничивается катастрофическими отказами, поэтому это предположение не согласуется с последними данными эксплуатации;

б) при кратности $k = 0,06$ и менее продолжительность эксплуатации при малом росте интенсивности отказов может существенно превосходить 40 лет;

в) при отсутствии роста интенсивности отказов и значениях технологических отказов на уровне 0,012 1/год надежность и безопасность силовых трансформаторов оценивается очень высоко;

г) сопоставление табл. 2 и 4 показывает, что гарантия безопасности существенно влияет на гарантированную продолжительность срока службы: L_γ возрастает примерно на 8–10 лет при снижении γ на 3 %;

д) верхний левый угол табл. 1, 3, 4 дает нереальные оценки $L(>60)$. Для таких L описание динамики отказов линейной зависимостью неправомерно. Это необходимо иметь в виду. Ниже это ограничение снимается. Эти выводы хорошо согласуются со сложившейся практикой эксплуатации силовых трансформаторов.

Ряд авторов предлагают вводить добавки к интенсивности отказов для $t > 30$. Учтем это квадратичной добавкой:

$$\begin{aligned} \lambda_{\text{техн.отк}}(\Delta t) &= \lambda_0 + k_1 \cdot \Delta t \text{ для } \Delta t < 25, \text{ а для } \Delta t \geq 25, \\ \lambda_{\text{техн.отк}}(\Delta t) &= \lambda_0 + k_1 \cdot \Delta t + k_2(\Delta t - 25)^2. \end{aligned} \quad (8)$$

Встречаются рекомендации, когда в (8) k_1 принимается равным 0. Такая добавка приводит к значительному снижению L даже при малых k_2 , так как после интегрирования добавочное слагаемое в (8) дает t в кубе.

В качестве примера рассмотрим формально $T_0 = 25$ лет (чтобы не загромождать изложение выкладками). При этом уравнение (4) примет вид

$$\begin{aligned} \Delta t(\gamma) \\ \int (\lambda_0 + k_1 \cdot \Delta t + k_2 \cdot \Delta t^2) d\Delta t = \ln(1/\gamma)/k \\ 0 \end{aligned}$$

или

$$\lambda_0 \Delta t + k_1 \cdot \Delta t^2/2 + k_2 \cdot \Delta t^3/3 - \ln(1/\gamma)/k = 0.$$

Пример. Положим $\lambda_0 = 0,01$, $k_1 = 0$ и $k_2 = 0,0003$ при $k = 0,08$, $\gamma = 0,95$. Получим $\Delta t(\gamma) = 22$ года, что в сумме с предшествующими 25 годами дает гарантированную продолжительность службы 47 лет (вместо 63 лет при $k_2 = 0$). Таким образом, в классе предложенных моделей для интенсивности технологических отказов можно получить полный спектр значений продолжительности службы трансформатора от 25 до 50 лет при типичных значениях параметров.

Для оценки соответствия полученных характеристик сопоставим их с данными, непосредственно вычисляемыми по результатам работы трансформаторного оборудования на десятилетнем промежутке времени.

Определение кратности катастрофических аварий по статистическим данным для трансформаторного оборудования 500 кВ

Ниже дается сводка катастрофических отказов силовых трансформаторов класса 500 кВ за 10 лет (1997–2006). В прил. 1 приведены выдержки заключений экспертных комиссий с сокращенными описаниями повреждений, предоставленных специалистами ВНИИЭ. Всего повреждений за рассматриваемый период было 86, а число аварий, которые можно отнести к катастрофическим, 9 (или 10). Неоднозначность связана с неполнотой информации. Кратность финальных аварий для автотрансформаторов класса 500 кВ получаем равной $K_{500} = 9/86 = 0,105$ (или $K_{500} = 10/86 = 0,116$), что совпадает с [2]. Для оценки параметра потока финальных аварий воспользуемся данными о числе Т и АТ класса напряжения 500 кВ, приведенными в [5] («в настоящее время парк АТ 500 кВ составляет примерно 400 шт.»). Примем на 2006 г. 420 шт. Оценку интенсивности катастрофических аварий получаем как [6, с. 373] $\lambda_{\text{ФА}} = \text{число ФА} / (\text{число АТ} \cdot \text{число лет наблюдения}) = 9 / (420 \cdot 10) = 0,0021$ (или $10 / (420 \cdot 10) = 0,00238$). Обе оценки близки к $k \cdot \lambda_{\text{техн.отк}} = 0,002$, т. е. принятая кратность ФА для Т и АТ класса 500 кВ практически совпадает с данными выборки за 1997–2006 гг. Полученная оценка ($\lambda_{\text{ФА}} = 0,0021$) имеет практическое значение, она показывает стойкость АТ 500 кВ к катастрофическим авариям: при планировании работы энергопредприятия в течение 10 лет среднее число катастрофических отказов составит $N \cdot 10 \cdot \lambda_{\text{ФА}} = 0,021 \cdot N$, т. е. около 2 % общего числа трансформаторов.

Определение кратности финальных аварий трансформаторного оборудования 220 кВ по данным на период с 1997 по 2006 г.

Всего отказов 255, численность Т и АТ класса 220 кВ примерно 1000 т. Продолжительность наблюдения 10 лет. Оценка интенсивности отказов $255 / (1000 \cdot 10) = 0,0255$. Финальных аварий 18. Интенсивность потока финальных аварий $18 / (1000 \cdot 10) = 0,0018$. Кратность ФА $k = 18 / 255 = 0,071$. Рост интенсивности отказов примем, в соответствии с рис. 2, равным 0,2–0,4 % за 10 лет, т. е. $k_1 = 2 \cdot 10^{-4}$ в год. Начальная интенсивность отказов оценивается 0,022 1/год. Примем линейную модель динамики технологических отказов (она имеет силу для продолжительности эксплуатации не более 35 лет, рис. 2).

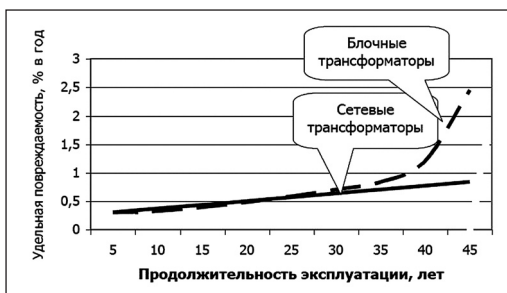


Рис. 2. Зависимости удельной повреждаемости блочных и сетевых силовых трансформаторов напряжением 110–500 кВ мощностью 63 МВА и более от срока эксплуатации (см. [4])

$$\lambda_{\text{техн.отк}}(t) = \lambda_0 + k_1 \cdot t = 0,022 + 0,0002 \cdot t,$$

$$\lambda = \lambda_0 \cdot k = 0,022 \cdot 0,071 = 0,001562.$$

При $\gamma = 0,95$, кратности ФА 0,071, $T_0 = 2$ года получаем

$$L_\gamma = 2 + 2\ln(1/0,95)/(0,001562 + \sqrt{244} \cdot 10^{-8} + 2\ln(1/0,95) \cdot 0,071 \cdot 0,0002) = 34 \text{ года.}$$

Приведенные расчеты показывают, что продолжительность службы трансформаторов и автотрансформаторов, соответствующая гарантии безопасности 0,95, точно отражает реальную надежность трансформаторного оборудования с учетом всей совокупности дефектов и внешних воздействий.

Методы анализа эксплуатационной надежности группы Т и АТ одного класса напряжения по данным о статистике финальных аварий

Рассмотрим группу АТ и Т одного класса напряжения числом n на момент времени T_0 с условием, что все n трансформаторов находятся в момент времени T_0 в работоспособном состоянии и проработали уже $T_{0,m}$ лет, $m = 1, 2, \dots, n$. Нумерацию Т и АТ выберем по убыванию $T_{0,m}$: $T_{0,1} \geq T_{0,2} \geq \dots \geq T_{0,n}$ (для удобства изображения на рисунке).

Принимаем $\lambda_{\text{техн.отк},m}(t_m) = \lambda_{0,m} + k_{1,m} \cdot t_m$, $k = 0,1$ и соответственно интенсивность потока финальных аварий

$$\lambda_{\text{ФА},j}(t_m) = k_m \lambda_{\text{техн.отк},m}(t_m) = (\lambda_{0,m} + k_{1,m} \cdot t_m)k_m.$$

Здесь переменная t_m отражает текущее время эксплуатации m -го АТ. Рассматривается группа Т и АТ на интервале времени (T_0, T_1) . При этом t_m изменится в пределах $(T_{0,m}; T_{0,m} + T_1 - T_0)$. Обозначим $\Delta T = T_1 - T_0$. Вероятность того, что к моменту времени T_1 не произойдет финальной аварии с m -м трансформатором, будет равна

$$P_m(T_0, T_1) = \exp \int_{T_{0,m}}^{T_{0,m} + \Delta T} [-(\lambda_{0,m} + k_{1,m} \cdot t_m)k_m] dt_m =$$

$$= \exp[-k_m \cdot \Delta T (\lambda_{0,m} + k_{1,m} T_{0,m} + k_{1,m} \cdot \Delta T / 2)]$$

или

$$P_m(T_0, T_1) = \exp[-k_m \cdot \Delta T (\lambda_{0,m} + k_{1,m} T_{0,m} + k_{1,m} \cdot \Delta T / 2)]. \quad (9)$$

Для выявления наиболее слабых аппаратов в данной группе в качестве числовой характеристики найдем минимальную из $P_m(T_0, T_1)$ и обозначим ее как SmP :

$$SmP = \min_m \{P_m(T_0, T_1)\}. \quad (10)$$

Вероятность того, что за рассматриваемый период на группе трансформаторов не произойдет ни одной ФА, равна

$$P_{gr}(T_0, T_1) = \prod_m [P_m(T_0, T_1)]. \quad (11)$$

Вероятность того, что до момента T_1 произойдет ФА с АТ № m

$$Q_m(T_0, T_1) = 1 - P_m(T_0, T_1), \quad (12)$$

где $m = 1, 2, \dots, n$.

Вероятность того, что на рассматриваемом промежутке времени произойдет только одна ФА с АТ № q , равна

$$Qgr_q(T_0, T_1) = Pgr(T_0, T_1) \cdot Q_q(T_0, T_1) / P_q(T_0, T_1).$$

Аналогично стандартными методами вычисляются вероятности любого числа ФА на заданной группе трансформаторов. Например, вероятность, что на рассматриваемом промежутке времени произойдут только две ФА с АТ № q и АТ № r , равна $Pgr(T_0, T_1)[Q_q(T_0, T_1)/P_q(T_0, T_1)][Q_r(T_0, T_1)/P_r(T_0, T_1)]$.

По ним можно определить наиболее опасную пару трансформаторов. И т. д. Рассмотрим $Pgr(T_0, T_1)$ как функцию времени T_1 и уравнение

$$Pgr(T_1) = \gamma.$$

Решая его относительно T_1 , получим γ -процентную длительность эксплуатации группы без ФА, обозначим ее $T_{гр}(\gamma)$. Это обобщение понятия γ -процентной продолжительности службы одной трансформаторной единицы. Оно необходимо для анализа эксплуатации трансформаторного парка энергетического предприятия. $T_{гр}(\gamma)$ сильно зависит от состава группы: если в группе есть хотя бы один АТ с большим сроком службы, время эксплуатации без ФА резко уменьшается.

Поскольку в (9) число сомножителей велико и все они меньше 1, то при больших m $Pgr(T_1)$ оказывается существенно меньше 1, даже если все $P_m(T_0, T_1)$ близки к 1. Это отражает эффект кумуляции риска (см. [1], а также [6, с. 380]).

Пример. Рассматривается группа из 20 трансформаторов с $k_1 = 0,0004$, $\Delta T = 6$ лет с кратностями финальных аварий, приведенными в столбце **K**, наработкой, заданной в столбце T_0 , и начальной интенсивностью технологических отказов λ в МАТКАДЕ (в нем нумерация производится от 0 до 19). По K , λ , T_0 и приведенным выше формулам были посчитаны вероятности отсутствия ФА для каждого T и АТ на промежутке продолжительностью 6 лет (столбец **P**), $Pgr = 0,688$; $SmP = 0,973$.

	0		0		0		0
	0 0.12		0 0.018		0 34		0 0.977
	1 0.12		1 0.018		1 34		1 0.977
	2 0.12		2 0.024		2 32		2 0.973
	3 0.12		3 0.024		3 32		3 0.973
	4 0.1		4 0.022		4 30		4 0.979
	5 0.1		5 0.022		5 30		5 0.979
	6 0.1		6 0.018		6 28		6 0.982
	7 0.08		7 0.018		7 26		7 0.986
	8 0.08		8 0.018		8 26		8 0.986
K =	9 0.08	$\lambda =$	9 0.018	T₀ =	9 24	P =	9 0.986
	10 0.08		10 0.018		10 24		10 0.986
	11 0.1		11 0.018		11 20		11 0.984
	12 0.1		12 0.018		12 20		12 0.984
	13 0.1		13 0.018		13 16		13 0.985
	14 0.16		14 0.016		14 16		14 0.978
	15 0.16		15 0.016		15 14		15 0.978
	16 0.16		16 0.016		16 14		16 0.978
	17 0.1		17 0.018		17 10		17 0.986
	18 0.1		18 0.018		18 10		18 0.986
	19 0.1		19 0.018		19 6		19 0.987
	20		20		20		20

Наиболее опасными в группе являются трансформаторы 3 и 4, а риск финальной аварии для каждого из них не больше $0,027 = 2,7\%$. Это дает основание сделать вывод о том, что для шести лет последующей эксплуатации вероятность финальных отказов мала.

Та же группа Т и АТ, рассматриваемая на 16 годах эксплуатации, дает вероятность работы без ФА каждой трансформаторной единицы:

$$P_1^T =$$

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	0.935	0.935	0.926	0.926	0.942	0.942	0.949	0.96	0.96	0.961

$SmP = 0,926$, это уже реальная опасность; самые опасные вновь АТ № 3 и 4.

$$P_1^T =$$

	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
0	0.961	0.954	0.954	0.957	0.937	0.938	0.938	0.96	0.96	0.963

Предположим, что ущерб в системе при катастрофической аварии на m -м трансформаторе составляет Y_m (руб.). Это, как правило, значительная сумма (порядка стоимости нового трансформатора), полный ущерб может быть значительно выше, если аварийное отключение приведет к отключениям потребителей электроэнергии или (и) утрате дохода.

Ожидаемый ущерб от аварии только на одном из Т или АТ группы будет равен

$$Y = \sum Y_m \cdot (1 - Q_m \cdot Pgr/P_m).$$

Оценки ожидаемого ущерба вычислим, положив $Y_m = 3 \cdot 10^7$ руб. одинаковым для всех трансформаторов:

- в первом случае (6 лет эксплуатации) $Y = 11,1$ млн руб;
- во втором случае (16 лет эксплуатации) $Y = 31,2$ млн руб.

Эти оценки дают представление о цене катастрофических отказов группы Т и АТ (20 штук) класса 500 кВ за 6 и 16 лет эксплуатации.

Предложенные методы определения параметров потока финальных аварий для групп трансформаторного оборудования, вектора \mathbf{P} , числовых характеристик группы Pgr и наиболее опасных единиц оборудования с оценками ожидаемого ущерба от финальных аварий дают достаточно подробную характеристику рассматриваемого парка по отношению к таким повреждениям. Ниже будет показано решение основных задач анализа динамики эксплуатационной надежности на основе этих параметров.

Распределение вероятностей для числа финальных аварий в группе Т и АТ на промежутке времени (T_0, T_1)

Рассматривается задача, которая имеет непосредственное отношение к анализу эксплуатационной надежности трансформаторного оборудования энергетического предприятия: дана группа трансформаторов и автотрансформаторов одного класса напряжения, для которых по данной выше методике определены параметры потоков финальных аварий, позволяющие для каждого промежутка

вычислить вектор \mathbf{P} – вектор вероятностей того, что на заданном интервале времени для каждой единицы трансформаторного оборудования не произойдет финальной аварии. Определить, с какой вероятностью на заданном промежутке времени (T_0, T_1) произойдет точно k финальных аварий. Иначе говоря, найти закон распределения числа финальных аварий на данном промежутке времени.

Воспользуемся тем, что вероятность финальной аварии на любом промежутке времени для каждого Т или АТ определяется формулой (8) или более точной формулой с учетом квадратичной добавки (это для дальнейшего не существенно); будем считать, что $P_m(T_0, T_1)$ определены для всех m . Для краткости обозначим их через $p_m, q_m = 1 - p_m$.

Введем в рассмотрение случайные величины ξ_m , которые принимают значение 1, если с трансформатором m на отрезке времени (T_0, T_1) произошла финальная авария, и значение 0, если финальной аварии не произошло. Производящая функция случайной величины ξ_m равна

$$\Psi_m(z) = q_m z + p_m.$$

Сумма случайных величин ξ_m есть число финальных аварий в рассматриваемой группе, а производящая функция этой суммы есть произведение всех $\Psi_m(z)$.

$$\Psi_{sum}(z) = \Pi(q_m z + p_m).$$

В соответствии со свойствами производящей функции вероятность того, что не произойдет ни одной финальной аварии, равна свободному члену производящей функции $\Psi_{sum}(0)$; вероятность того, что произойдет k финальных аварий, равна коэффициенту в $\Psi_{sum}(z)$ при z^k . Поэтому, вычислив коэффициенты $\varphi_{sum}(z)$, получим таблицу распределения вероятностей числа финальных аварий на рассматриваемом отрезке времени.

Вероятность B_k , что на (T_0, T_1) произойдет ровно k финальных аварий, равна $\Psi_{sum}^{(k)}(z)/k!$ при $z = 0$.

Здесь $\Psi_{sum}^{(k)}(z)$ – производная k -го порядка в нуле. Производные очень просто вычисляются в МАТКАДе на панели Calcus нажатием соответствующей кнопки.

Математическое ожидание числа финальных аварий равно $\psi'_{sum}(1) = M_{sum}$; дисперсия числа финальных аварий $D_{sum} = \psi''_{sum}(1) + \psi'_{sum}(1)[1 - \psi'_{sum}(1)]$ и т. д. Тем самым полное описание эксплуатационной надежности трансформаторной группы на любом наперед заданном интервале времени найдено.

Пример. Для группы АТ и Т, рассмотренной в предыдущем приложении, имеем таблицу значений p_k, q_k :

№ АТ	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
p_k	0,935	0,935	0,926	0,926	0,942	0,942	0,949	0,96	0,96	0,961
q_k	0,065	0,065	0,074	0,074	0,058	0,058	0,051	0,04	0,04	0,039
№ АТ	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
p_k	0,961	0,954	0,954	0,957	0,937	0,938	0,938	0,96	0,96	0,963
q_k	0,039	0,046	0,046	0,043	0,063	0,062	0,062	0,04	0,04	0,037

Выписывать производящую функцию нет необходимости, что существенно для больших n .

$$B_k = (1/k!) \cdot d^k \psi_{sum}(z) / dz^k \Big|_{z=0}.$$

Получаем распределение вероятностей числа финальных аварий на (T_0, T_1) :

k	0	1	2	3	4	5	6
B_k	0,344	0,378	0,136	0,064	0,015	0,0026	...

Сумма первых шести слагаемых равна 0,99956, на остальные случаи сумма вероятностей равна 0,00044 (ими можно пренебречь). Из этого следует, что на рассматриваемом отрезке времени вероятны одна-три финальные аварии, четыре аварии маловероятны, остальными вообще можно пренебречь. Это даст информацию для планирования замены оборудования: два запасных трансформатора надо иметь обязательно, четыре запасных трансформатора – излишне.

Из полученного распределения вероятностей также следует, что риск возникновения одной ФА на рассматриваемом промежутке времени равен 0,378, риск возникновения двух аварий 0,136, а вероятность того, что не произойдет ни одной аварии, равна 0,344. Таблица, получаемая с помощью производящей функции, очень выразительна.

Но представляют интерес и другие вопросы, например *распределение рисков в трансформаторной группе*. Это краткое название серии таких задач.

Первая задача. Найти в заданной совокупности наиболее опасные элементы, в частности, трансформатор, имеющий наибольшую вероятность финальной аварии на заданном интервале времени. Ответ на этот вопрос дают определение SmP и номера Т и АТ, соответствующие ей.

Вторая задача. Определить два Т или АТ, для которых вероятность, что именно с ними произойдут финальные аварии на заданном интервале времени, максимальна, т. е. найти пару трансформаторов, для которых риск двойных аварий максимален. Приведем решение.

Используем распределение вероятностей работы без ФА каждой трансформаторной единицы, полученное в разделе «Методы анализа эксплуатационной надежности группы Т и АТ одного класса напряжения по данным о статистике финальных аварий»:

№ АТ	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
pk	0,935	0,935	0,926	0,926	0,942	0,942	0,949	0,96	0,96	0,961
№ АТ	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
pk	0,961	0,954	0,954	0,957	0,937	0,938	0,938	0,96	0,96	0,963

Нужно определить вероятности Z_{kj} , что на заданном интервале времени произойдут финальные аварии с k -м и j -м трансформаторами при $j \neq k$. События рассматриваются как независимые. При этом искомая величина будет равна

$$Z_{kj} = (1-p_k)(1-p_j) \cdot Pp_s,$$

где произведение берется по $s \neq k$ и $s \neq j$.

Эту формулу можно записать как

$$Z_{kj} = (1-p_k)(1-p_j) \cdot P_{gr}/p_k p_j.$$

При $k = j$ задача не имеет смысла, припишем ей вероятность, равную нулю. На рис. 3 показана поверхность Z , построенная в МАТКАДе, которая дает полное пространственное представление о распределении риска двух финальных аварий за 16 лет работы. Поверхность имеет смысл только для целочисленных значений аргументов по осям абсцисс и ординат. Поверхность симметрична относительно плоскости, проходящей через биссектрису основания. На ней она обращается в нуль.

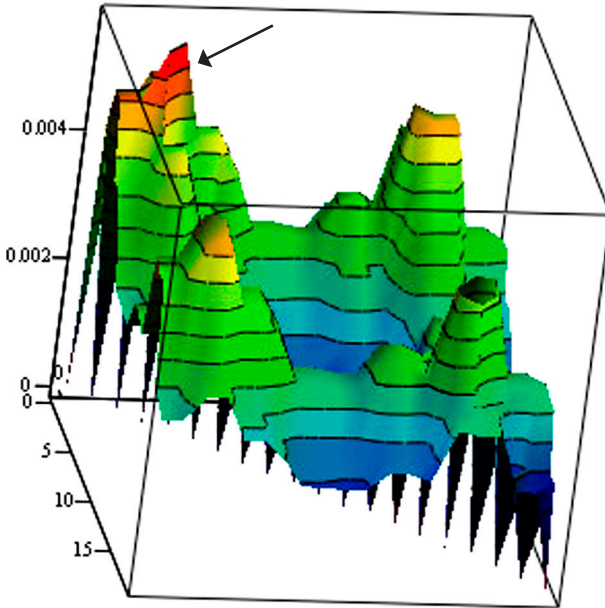


Рис. 3. Поверхность рисков двойных аварий на заданном промежутке времени.

По осям абсцисс и ординат указаны номера T и AT,
по оси аппликат – вероятности двойных финальных аварий.

Стрелкой показаны сочетания наибольшего риска, это 2 и 3 AT

Ниже приведена таблица Z (точнее, часть ее, поскольку вся таблица велика). Наиболее опасная пара AT 2 и 3.

Данная матрица дает исчерпывающую информацию о распределении риска двух аварий на промежутке (T_0, T_1) .

Аналогично рассматривается задача рисков возникновения трех финальных аварий.

	0	1	2	3	4	5	6	7
0	0	1.64·10 ⁻³	1.9·10 ⁻³	1.9·10 ⁻³	1.46·10 ⁻³	1.46·10 ⁻³	1.27·10 ⁻³	9.82·10 ⁻⁴
1	1.64·10 ⁻³	0	1.9·10 ⁻³	1.9·10 ⁻³	1.46·10 ⁻³	1.46·10 ⁻³	1.27·10 ⁻³	9.82·10 ⁻⁴
2	1.9·10 ⁻³	1.9·10 ⁻³	0	2.19·10 ⁻³	1.69·10 ⁻³	1.69·10 ⁻³	1.46·10 ⁻³	1.13·10 ⁻³
3	1.9·10 ⁻³	1.9·10 ⁻³	2.19·10 ⁻³	0	1.69·10 ⁻³	1.69·10 ⁻³	1.46·10 ⁻³	1.13·10 ⁻³
z = 4	1.46·10 ⁻³	1.46·10 ⁻³	1.69·10 ⁻³	1.69·10 ⁻³	0	1.29·10 ⁻³	1.12·10 ⁻³	8.71·10 ⁻⁴
5	1.46·10 ⁻³	1.46·10 ⁻³	1.69·10 ⁻³	1.69·10 ⁻³	1.29·10 ⁻³	0	1.12·10 ⁻³	8.71·10 ⁻⁴
6	1.27·10 ⁻³	1.27·10 ⁻³	1.46·10 ⁻³	1.46·10 ⁻³	1.12·10 ⁻³	1.12·10 ⁻³	0	7.56·10 ⁻⁴
7	9.82·10 ⁻⁴	9.82·10 ⁻⁴	1.13·10 ⁻³	1.13·10 ⁻³	8.71·10 ⁻⁴	8.71·10 ⁻⁴	7.56·10 ⁻⁴	0
8	9.82·10 ⁻⁴	9.82·10 ⁻⁴	1.13·10 ⁻³	1.13·10 ⁻³	8.71·10 ⁻⁴	8.71·10 ⁻⁴	7.56·10 ⁻⁴	5.87·10 ⁻⁴
9	9.57·10 ⁻⁴	9.57·10 ⁻⁴	1.11·10 ⁻³	1.11·10 ⁻³	8.49·10 ⁻⁴	8.49·10 ⁻⁴	7.37·10 ⁻⁴	5.71·10 ⁻⁴

Третья задача. Определить последовательность вывода из эксплуатации трансформаторов, дающую наименьшую вероятность финальной аварии на рассматриваемом промежутке времени. Она тоже элементарно решается методами анализа рисков, но подробное изложение выходит за рамки данной работы в силу громоздкости.

В прил. 2 дается оценка ФРВ для L_γ по общим данным о финальных авариях Т и АТ 500 и 220 кВ. Данные, которыми мы располагаем, немногочисленны, и потому приводимое в приложении решение имеет только оценочный характер.

Выводы

1. Предложенный подход к определению γ -процентной продолжительности службы Т и АТ позволяет оценивать допустимость эксплуатации по состоянию трансформатора в целом на основе данных о потоках отказов на рассматриваемом энергетическом предприятии. Это дает возможность непрерывного контроля возникновения опасных состояний по уровню вероятности возникновения катастрофических аварий, т. е. контролировать динамику парка трансформаторного оборудования с целью планирования его ремонтов и обновления.

2. В предложенном методе учитываются длительность, предшествующая рассматриваемому моменту времени, класс напряжения трансформаторов и автотрансформаторов, реальные данные об интенсивности потока отказов рассматриваемых трансформаторов и скорости их роста. Такие данные в настоящее время можно получить по опубликованным обследованиям, но целесообразно на каждом энергетическом предприятии вести постоянный текущий контроль потока финальных аварий своего парка.

3. Приведенные серии расчетов, основанные на статистических данных за последнее десятилетие, показывают, что результаты, получаемые на основе предложенного подхода, соответствуют реальным данным эксплуатации.

4. Применение разработанного метода к группе трансформаторов одного класса напряжения позволяет оценивать продолжительность эксплуатации данной группы с заданной гарантией безопасности.

5. Разработанные методы определения продолжительности гарантированной безопасности позволяют выявлять наиболее опасные единицы оборудования по условию возникновения финальных аварий (катастрофических отказов) и тем самым определять наиболее целесообразные замены устаревшего оборудования новым.

6. Поскольку все исходные данные для анализа эксплуатационной надежности получаются по фактам отказов работающего оборудования, есть возможность коррекции базы данных этих задач по итогам текущей работы.

7. Таким образом, предложенный подход дает возможность оценивать динамику эксплуатационной надежности парка трансформаторного оборудования по следующим показателям:

- по вероятности наступления финальной аварии для каждого трансформатора и автотрансформатора на разных промежутках времени;
- вероятности наступления финальных аварий на выбранных сочетаниях трансформаторов на разных промежутках времени;
- распределению вероятностей для числа финальных аварий на разных промежутках времени;
- γ -процентной продолжительности службы каждой трансформаторной единицы в зависимости от срока его работы и параметров потока технологических отказов;
- ожидаемому ущербу от наступления финальных аварий по заданной группе трансформаторов.

Итак, разработанный подход дает решение большой группы задач, связанных с динамикой эксплуатационной надежности. Все решения основаны исключительно на данных о текущей работе электрических станций и подстанций.

1. *Васин В. П.* Актуальные проблемы эксплуатации электрических станций. М.: Изд-во МЭИ, 2003.
2. *Васин Б. В., Львов Ю. Н., Львов М. Ю. и др.* Вопросы повышения надежности блочных трансформаторов // Электрические станции. 2003. № 7.
3. *Монастырский А. Е.* Анализ повреждаемости маслонаполненного трансформаторного оборудования // Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования. Вып. 5. СПб.: Изд-во ПЭИПК работников и специалистов Минтопэнерго, 1997.
4. *Львов М. Ю.* Анализ повреждаемости трансформаторного оборудования 110–750 кВ // IV Международный конф. «Силовые трансформаторы и системы диагностики», 23–24 июня 2009 г. / Международная ассоциация «ТРАВЭК». М., 2009.
5. *Савваитов Д. С., Тимашова Л. В.* Современное оборудование для обеспечения надежности, эффективности и экологичности ВЛ и ПС // VII симпозиум. «Электротехника-2010 год», Московская обл., 25–29 мая 2003 г. Т. 1. С. 75–82. М., 2003.
6. *Вентцель Е. С.* Исследование операций. М.: Сов. радио, 1972.

Приложение 1

Финальные аварии Т и АТ 500 и 220 кВ за 1997–2006 гг.

500 кВ

АТ-30 Повреждение обмоток фазы 3 автотрансформатора АТ-5, что подтверждается осциллограммой и характером повреждения бака.

АТ-33 Работа ДЗТ, ГЗ фазы С и струйная защита РПН на отключение, блокирующий элемент КИВ-500 кВ. Пожар. АТ фаза С разрушена и восстановлению не подлежит.

АТ-40 Внутреннее повреждение автотрансформатора или ввода 500 кВ с выбросом и возгоранием масла, приведшее к пожару на АТ-4.

АТ-45 Отключение газовой защиты. При осмотре выявлено:

1) на днище бака небольшое количество витковой изоляции (кабельной бумаги) с признаками обугливания;

2) в поле между 9-й и 10-й рейками на 20–22-м витке снизу разорвана и обуглена витковая изоляция по длине не более 70 мм с признаками перегорания внутренних витков.

АТ-57 Старение (деструкция) витковой изоляции, выработавшей свой ресурс. Витковое замыкание в обмотке РО фаза А, перешедшее в КЗ фазного вывода обмотки 500 кВ фазы В на нулевой вывод АТ через выброс ионизированного газа из обмотки РО.

АТ-66 Внутренний осмотр подтвердил повреждение обмотки РО. Пробой витковой изоляции между 15-м и 16-м витками обмотки, образовавшийся вследствие местного ослабления витковой изоляции, вызванного попаданием воды внутрь бака автотрансформатора предположительно через верхний узел герметизации ввода 220 кВ (обнаружены следы коррозии крепежных деталей в районе ввода 220 кВ). Развитием нарушения явилось повреждение дугой прилегающих четырех витков обмотки РО.

АТ-69 При включении ЭВ 110 кВ АТ-4 отключился. Внешние повреждения: разрушен ввод 500 кВ фаза А, трещина на патрубке масляного насоса, трансформатор со стороны 500 кВ имеет вздутие.

АТ-76 Отключение АТ-3 действием газовой и дифференциальной защит автотрансформатора с пуском пожаротушения. Повреждение бака трансформатора – разрывы верхней части бака в местах стыка с ребрами жесткости, повреждение нижней части ввода 110 кВ, обрыв ошиновки 10 кВ, повреждение обмотки высокого напряжения внутри трансформатора на фазе А, деформация листов верхнего ярма магнитопровода.

Трансформатор не пригоден к дальнейшей эксплуатации.

АТ-79 Сработал «сигнальный элемент» газового реле 1АТ; 1АТ отключен от сети.

При ревизии активной части с полным сливом масла из бака 1АТ обнаружено:

– сильное загрязнение: отработанный силикагель черного цвета, обрывки кабельной бумаги, шлам (продукты разложения трансформаторного масла), металлические мелкие частицы;

– замыкание верхней ярмовой балки со стороны ВН фазы А на бак;

– нарушение жесткости магнитопровода с изменением размеров. АТ подлежит списанию.

АТ-1 Серия коротких замыканий в сетях 10 и 220 кВ. Повреждена фаза С группы АТГ1, в том числе вводы 500, 220 кВ, вводы 10 кВ с возгоранием. Из-за близкого КЗ на землю по обмоткам низкого напряжения АТГ1, собранным в треугольник, протекал значительный ток нулевой последовательности (действующее значение 43 кА, ударный ток 115 кА). Самопроизвольное включение фаз А и С ВВ1 220 кВ АТГ1 на спаде давления воздуха в выключателе на КЗ.

220 кВ

2 Внутреннее повреждение Т-1, вызвавшееся в нарушении изоляции обмотки с последующим электрическим пробоем между обмотками 10 и 220 кВ, перекрытием на корпус в районе ввода 10 кВ фаза С и прожогом корпуса трансформатора.

8 Уменьшение воздушного промежутка между шинкой ввода и разрядником ввода 110 кВ птицей, что привело к образованию дуги и перенапряжению в обмотках Т.

48 Повреждение изоляции трансформатора вследствие общего ее старения из-за длительного срока эксплуатации (более 40 лет) и тяжелых условий работы трансформатора на электролизные печи алюминиевого завода в несимметричном режиме. Окончательно причины повреждения будут выявлены после вскрытия трансформатора.

52 Касание неизолированного отвода 220 кВ ввода фазы В стенки бумажно-бакелитового цилиндра с последующим перекрытием на корпус трансформатора. Перекрытие произошло из-за установки персоналом предприятия вводов 220 кВ чертежа, не соответствующего замененным (вместо вводов типа ГМТБ, чертеж 042, были установлены вводы ГМТА, чертеж 043, которые короче на 300 мм), без изменения длины протяжной части отводов 220 кВ и перепайки контактного наконечника.

100 По проведенным заводом РЭТО замерам установлено межвитковое замыкание на стороне 220 кВ фаза Ж АТ-1.

124 Межвитковое замыкание в результате старения изоляции и расклиновки обмоток фазы А под действием динамических нагрузок при внешних возмущениях в сетях 220–110 кВ. Описание повреждений оборудования: 1) перекрытие изоляции между перекладными секциями с образованием свищей от электрической дуги в нижней части обмотки 220 кВ между 6 и 7, 16 и 17, 18 и 19, 24 и 25, 30 и 31-м витками (при счете сверху); 2) деформация нижней части обмотки 220 кВ со смещением восьми нижних витков.

166 Перекрытие отвода обмотки через зазор между вводом и бакелитовым цилиндром на узел крепления цилиндра с последующим перекрытием на бак автотрансформатора. Разрушение фарфоровой изоляции, бакелитового цилиндра высоковольтного ввода 220 кВ фаза В автотрансформатора 2АТ. Деформация колокола трансформатора в месте соединения с поддоном, в результате чего срезало 18 болтов крепления; разрушение диафрагмы выхлопной трубы; разрыв сварных швов в местах крепления ребер жесткости.

192 Предварительная причина – витковое замыкание в обмотке РО фазы А (часть обмотки, соответствующая пятому положению РПН) вследствие попадания постороннего предмета между витками изоляции обмотки (окалина, стружка). Выгорание витков регулировочной обмотки фазы А (часть обмотки, соответствующая пятому положению РПН); частичное подгорание витков соседних катушек РО; фрагменты горелой изоляции и оплавленной меди на дне бака под фазой А и частично под фазами В и С.

198 Двухфазное КЗ, перешедшее в двухфазное КЗ на землю (на бак), между отводами 220 кВ обмоток ВН фаз В и С по буковой балке, фиксирующей эти отводы. В процессе эксплуатации постепенное увлажнение и зашламливание буковой балки привело к развитию ползущего разряда по ее поверхности. Под воздействием гидравлического удара произошли поперечное смещение магнитопровода на 100 мм, деформация колокола и поддона АТ-2.

199 Причиной повреждения фазы А 1АТ явилось короткое замыкание с обмотки 110 кВ на магнитопровод (в районе вывода обмотки 110 кВ) из-за снижения изоляционных свойств материала при кратковременных повышениях напряжения в пределах допустимых величин в сети 220 кВ.

212 При ремонте трансформатора 1Т при установке ввода 220 кВ фаза В произошел излом бакелитового изоляционного цилиндра, что в конечном итоге привело к электрическому пробое с экрана ввода 220 кВ фазы В на колокол трансформатора.

223 Выпадение гибкого шлейфа вывода обмотки фазы В из контактной шпильки внутри высоковольтного ввода типа ГМТА-45–220/2000 из-за некачественной пайки в процессе монтажа ввода.

ФРВ L_{γ} для Т и АТ класса напряжения 500 кВ

Длительность от начала эксплуатации до года финальной аварии
для трансформаторного оборудования РФ за 1997–2006 гг.

220 кВ			500 кВ		
Год аварии	Год начала эксплуатации	Длительность эксплуатации	Год аварии	Год начала эксплуатации	Длительность эксплуатации
1997	1983	14	2000	1984	16
1997	1969	28	2001	1972	29
1998	1958	40	2001	1980	21
1998	1986	12	2002	1987	15
2000	1973	27	2003	1967	36
2001	1974	27	2004	1988	16
2002	1968	34	2005	1979	26
2003	1995	8*	2005	1979	26
2003	1967	36	2005	1963	42
2003	1961	42	2006	1978	22
2004	1977	27	–	–	–
2004	1987	17	–	–	–
Сумма		312	Сумма		249
Средняя по выборке		26 лет	Средняя по выборке		24,9 года

* Попадание постороннего предмета между витками РО – выгорание витков и т. д.

Как видно, ФА для АТ класса 500 кВ возникают после достаточно продолжительной работы под напряжением, а именно не ранее 15 лет. При больших Т они распределены примерно равномерно до 30 лет, далее частоты заметно снижаются. Наибольшая продолжительность составляет 42 года. Катастрофические отказы в диапазоне 15 лет связаны с повреждениями вводов, а последующие катастрофические отказы вызваны электрическими пробоями. Но принять за среднюю длительность жизни полученные значения нельзя, так как все остальные трансформаторы либо были сняты с эксплуатации либо продолжают работать и момент наступления ФА для них неизвестен. Оценку сверху средней длительности до ФА получим, если для всех остальных наблюдаемых АТ принять продолжительность работы до финальной аварии, равной 42 года. Получим верхнюю оценку (для 500 кВ): $L_{\text{ср}} \approx (249+42 \cdot 410)/420 \approx 42$ года.

Попытки приблизить распределение вероятностей нормальным законом не принесли приемлемых результатов. Также и применение γ -распределения вероятностей не принесло успеха. Наиболее удобным для аппроксимации оказалось распределение Парето, имеющее ФРВ:

$$F(x) = 1 - (x_0/x)^a \text{ для } x \geq x_0 \text{ и } F(x) = 0 \text{ для } x < x_0.$$

Здесь, согласно данным статистики, x_0 следует положить равным 14 годам. А параметр α следует подобрать на основе метода наибольшего правдоподобия, который при $\gamma = 0,95$, $x_0 = 14$ лет, $\alpha = 0,1$ дает $L_\gamma = 25$ лет. При $\alpha = 0,065$ получаем $L = 14/0,95^{1/0,065} = 31,8$ года. Это хорошо соответствует статистическим данным. Однако это распределение вероятностей не имеет математического ожидания, – «хвост» распределения очень длинный, его не следует использовать при расчетах, где математическое ожидание и дисперсия существенны.

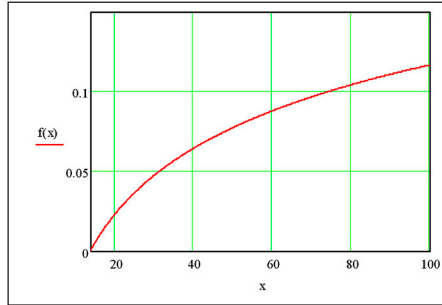


Рис. П1

Четвертый вариант описания ФРВ продолжительности жизни, который рассматривался, – экспоненциальный закон:

$$F(x) = 1 - \exp(-\alpha(x-14)), \alpha = 0,0026.$$

График $F(x)$ представлен на рис. П2. Он обладает тем же недостатком, что и предыдущий, – медленный рост функции на интервале до 100 лет, что не соответствует реальности. Но и математическое ожидание, и дисперсия этого распределения ограничены.

Для учета интенсивного старения $F(x)$ следует скорректировать для $x > 40$ лет. Это реализуется функцией $F1(x)$, график которой представлен на рис. П3:

$$F1(x) := \begin{cases} 0 & \text{if } x < 10 \\ F(x) & \text{if } x \geq 14 \wedge x \leq 40; \\ 1 - (x-39)^{0,02}(1-F(x))^{(x-39)} & \text{if } x > 40 \end{cases}$$

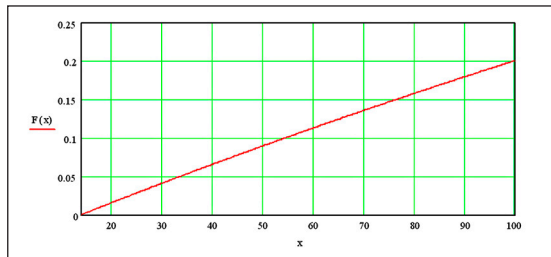


Рис. П2

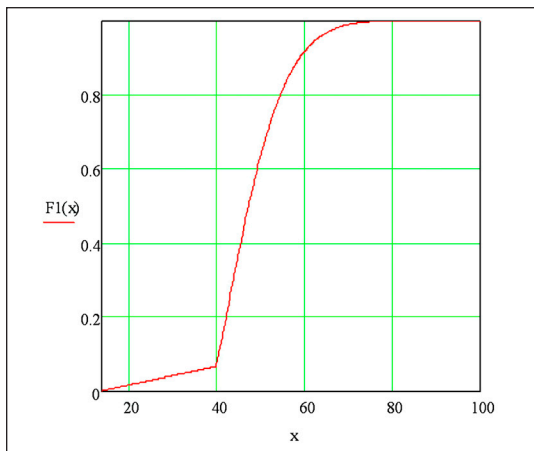


Рис. П3. ФРВ продолжительности жизни Т и АТ 500 кВ, учитывающая интенсивное старение для продолжительности более 40 лет

ФРВ L_{γ} для Т и АТ класса напряжения 220 кВ. Распределение длительности эксплуатации до финальной аварии приведено в таблице. Для оценки ФРВ учтем, что $x_0 = 8$, а $L_{0,95} = 35$ лет. Как и для 500 кВ, получим $\alpha = 0,0019$ и

$$F(x) = 0 \text{ для } x < 8;$$

$$F(x) = 1 - \exp(-0,0019(x-8)) \text{ для } x > 8 \text{ и } x \leq 40;$$

$$F(x) = 1 - (x-39)^{0,02} (\exp(-0,0019(x-8)))^{x-39}.$$

График этой функции приведен на рис. П4.

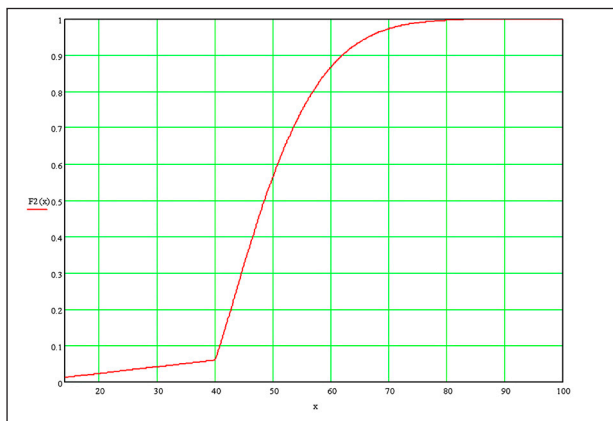


Рис. П4. Оценочная ФРВ продолжительности жизни Т и АТ класса 220 кВ по данным о потоке отказов за 1997–2006 гг.

Попытки уточнить вид ФРВ для $x > 40$ оказались неосуществимыми: данных о финальных авариях с такой длительностью эксплуатации нет. Результаты, получаемые по ФРВ, дают средние значения L , которые не противоречат и согласуются с результатами, получаемыми по показателям потоков отказов. Но надо иметь в виду, что это распределение построено по усредненным данным для всех Т и АТ РФ за 1997–2006 гг., а введение потоков отказов дает возможность учитывать особенности отдельных Т и АТ.