

Оценка эффективности и целесообразности диагностики высоковольтных вводов на основе опыта эксплуатации

**Кассихин С.Д., инж.; Сипилкин К.Г., инж.; Славинский А.З., д.т.н.;
Устинов В.Н., инж. - завод «Изолятор»; Пинталь Ю.С., к.т.н. - МЭИ**

В настоящее время в энергосистемах эксплуатируется значительное количество вводов разных типов исполнения и разных годов выпуска, иногда с наработкой 40 лет и более. Большое количество установленных в эксплуатации вводов имеют наработку, превышающую нормативный срок службы 25 лет, установленный требованиями действующих стандартов [1]. При этом необходимо отметить, что подавляющее количество эксплуатируемых вводов в России, в странах СНГ, Прибалтики и странах бывшего СЭВ, - это вводы производства завода «Изолятор», старейшего предприятия электротехнической промышленности России, имеющего более, чем 100-летнюю, историю.

Выпускались следующие типы вводов: с маслобарьерной изоляцией (МБ) на 110 – 500кВ с 1936 по 1960гг; с бумажно-масляной изоляцией (БМИ) негерметичного исполнения на 110 – 220кВ с 1956 по 1994гг. и герметичного исполнения 110 – 1150кВ с 1962г. по настоящее время; с твердой изоляцией типа RBP 110кВ/800А (по лицензии фирмы «Микафил») – с 1973г., на 110кВ/2000А и 150кВ/800А – с 2000г.

В 80-ые годы и до середины 90-х годов основной продукцией завода «Изолятор» являлись герметичные маслонаполненные вводы с БМИ на напряжение 110-1150кВ. В этот период вводы с твердой изоляцией составляли порядка 20% от общего объема выпуска. С 1999г. до 2002г. при резком сокращении выпуска вводов с БМИ на 330кВ и выше доля вводов до 110кВ с твердой изоляцией типа RBP увеличилась до 90% от общего количества. В 2003 - 2004г. – начало серийного производства вводов с твердой изоляцией типа RIP. Таким образом, структура производства в последнее время определяется потребностями и возможностями рынка, когда мало введение новых мощностей, а количество вводов 110кВ, находящихся в эксплуатации, составляет наибольшую долю от числа установленных.

Встает вопрос о надежности вводов разных годов выпуска, т.к. очевидно, что вводы разных типов исполнения имеют различные показатели надежности в зависимости от длительности эксплуатации.

Абсолютное число отказов в 60-ые, 70-ые и 80-ые годы составляло в среднем соответственно 25, 45 и 84 отказов в год. Однако можно утверждать, что удельная повреждаемость существенно не менялась, т.к. рост числа отказов соответствовал росту числа установленных вводов и, более того, удельная повреждаемость имела тенденцию к снижению с конца 80-ых – начала 90-ых годов. Среднее количество отказов в год на протяжении 80-ых годов вводов различных номинальных напряжений приведено в табл. 3.

Таблица 3

Средние значения числа отказов в год \bar{n}_0 и их средние квадратичные отклонения s для вводов 110÷750кВ (80-ые годы)

кВ	110	150	220	330	500	750	Σ
\bar{n}_0	56,2	4,6	10,4	5,6	6,8	0,8	84,4
s	13,0	2,9	4,9	3,6	5	0,83	

Наибольшее количество повреждений приходится на вводы 110кВ. Но это связано не с низкой их надежностью, а с тем, что от общего количества вводов, находящихся в эксплуатации, доля вводов 110кВ составляет более 50%. С точки зрения анализа надежности и выявления причин отказов необходимо рассматривать распределение поврежденных вводов разных типов по сроку службы до отказа.

На основании опыта эксплуатации интенсивность отказов вводов λ качественно может быть представлена «классической» кривой 1 на рис.1, которая содержит три характерных участка T_1 , T_2 , T_3 . Участок T_1 соответствует периоду приработки; T_2 – период нормальной эксплуатации; T_3 – период «старости». На участке T_2 интенсивность отказов минимальна и составляет 0,025÷0,1% от числа установленных для разных типов вводов [2, 3, 4]. Недостатком кривой 1 является то, что она построена на основе обобщения данных по генеральной совокупности вводов, содержащих разнородные объекты исследования: герметичные и негерметичные конструкции вводов 110÷220кВ, герметичные конструкции вводов 330÷500кВ, вводы с разными марками масла. Возрастание отказов на участке T_1 связано главным образом с наличием заводских и монтажных дефектов, на участке T_3 – с естественным старением изоляции (электрическим, тепловым, механическим). Значительное снижение отказов на участке T_1 может быть достигнуто за счет повышения эффективности приемо-сдаточных испытаний при выпуске вводов с завода (кривая 2 рис.1).

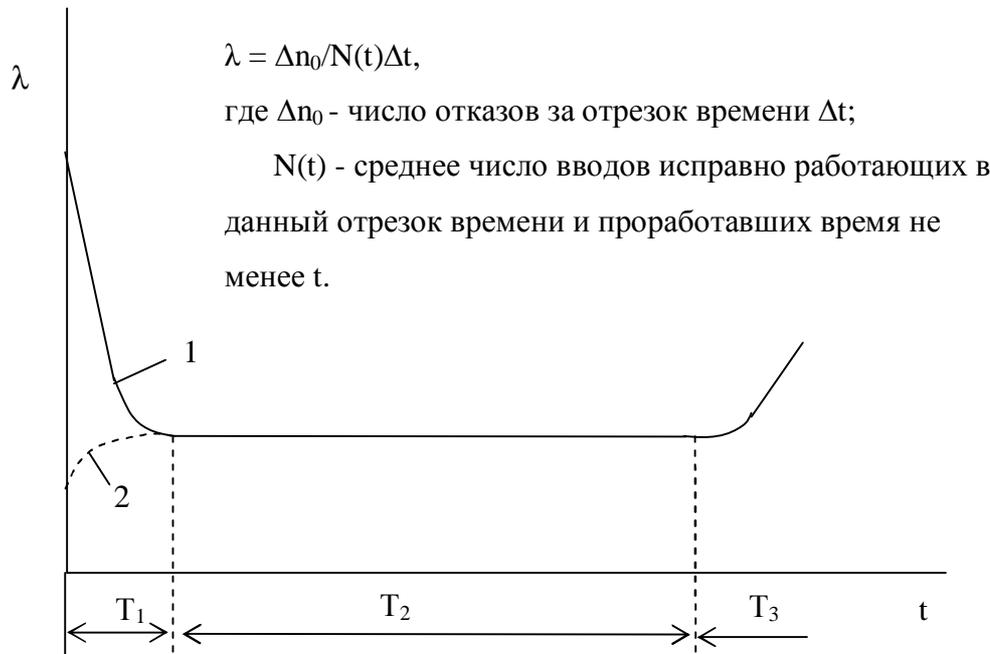


Рис. 1 Зависимость интенсивности отказов вводов λ от длительности эксплуатации t

В технике высоких напряжений изоляция любого узла в/в конструкции выбирается по наиболее тяжелому воздействию (напряжением промышленной частоты, грозovým или коммутационным импульсами) и, следовательно, испытание именно одним из этих определяющих напряжений может подтвердить достаточность выбора изоляции. Однако, как показывают результаты разборок поврежденных вводов с БМИ и специальные исследования на моделях [5,6], процессы, приводящие к повреждению вводов, определяются рабочим напряжением со специфическими механизмами нарушения изоляции, не воспроизводимыми при кратковременных воздействиях испытательных напряжений. По общепризнанному мнению наилучшим способом подтверждения качества технологической обработки и в конечном итоге запаса прочности при эксплуатации в хорошо скоординированной конструкции изоляции являются измерения уровня частичных разрядов (ЧР) при испытании наибольшим рабочим напряжением.

Это подтверждается сравнительным анализом повреждений вводов разных годов выпуска до и после введения в объем испытаний измерений уровня ЧР и ряда других современных методов контроля. Анализ однозначно показывает, что причина повреждений в ряде случаев – низкий технический уровень эксплуатации. Но в большинстве случаев причина в ухудшении изоляционных свойств в процессе эксплуатации, в первую очередь из-за

качества и снижения электрической прочности масла. Лишь незначительное число аварий могло быть с определенностью отнесено на несовершенство технологии изготовления.

Так, до внедрения современных методов контроля, в том числе с измерением уровня ЧР, зависимость количества повреждений вводов от длительности эксплуатации характеризуется данными, представленными в табл.1.

Таблица 1

Класс напряжения	Количество поврежденных вводов (пробой или перекрытие внутренней изоляции)										
	Длительность эксплуатации, лет										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
110	43	29	21	13	13	11	9	6	9	3	2
220	4	2	2	-	-	1	-	-	-	-	-
500	9	4	2	1	-	-	2	1	1	1	-
Σ	До 3-х лет			3÷10							
	116			71							

Таблица составлена по данным отчета ПО «Союзтехэнерго» (ОРГРЭС) [2], в котором обобщен опыт эксплуатации маслонаполненных вводов с БМИ от начала их производства в 1956 г. до 1972 г.

Характер интенсивности отказов $\lambda(t)$ от времени эксплуатации для вводов с БМИ с начала освоения их производства представлен гистограммой на рис. 2.

Существенно другой характер зависимости количества повреждений от длительности эксплуатации имеет место с конца 70-х годов (табл. 2 и рис.3).

Таблица 2

Наработка до отказа \ Год отказа	до 3-х лет	3÷10 лет	10÷20 лет	более 20 лет
1977	наибольшее число отказов на вводы, служившие свыше 5 лет			
1980	12	16	14	10
1981	7	30	29	14
1982	6	10	11	13

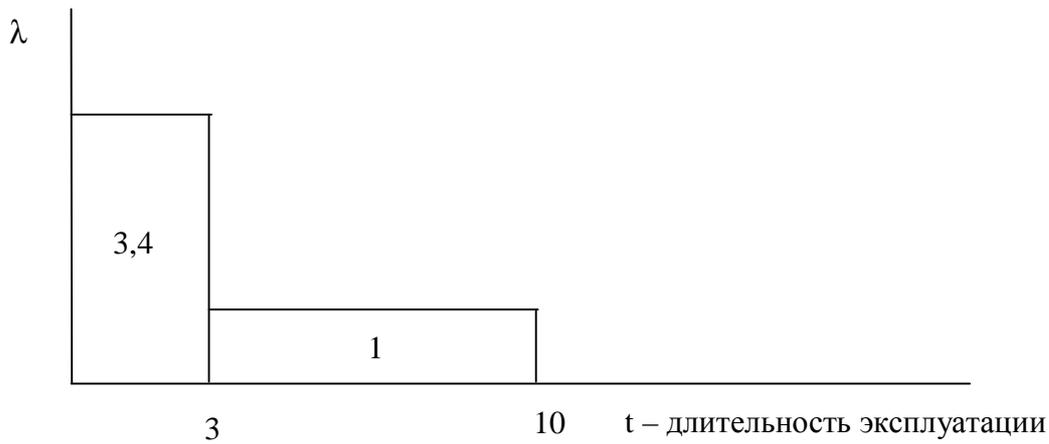


Рис.2 Гистограмма интенсивности отказов (60-е годы) в относительных единицах

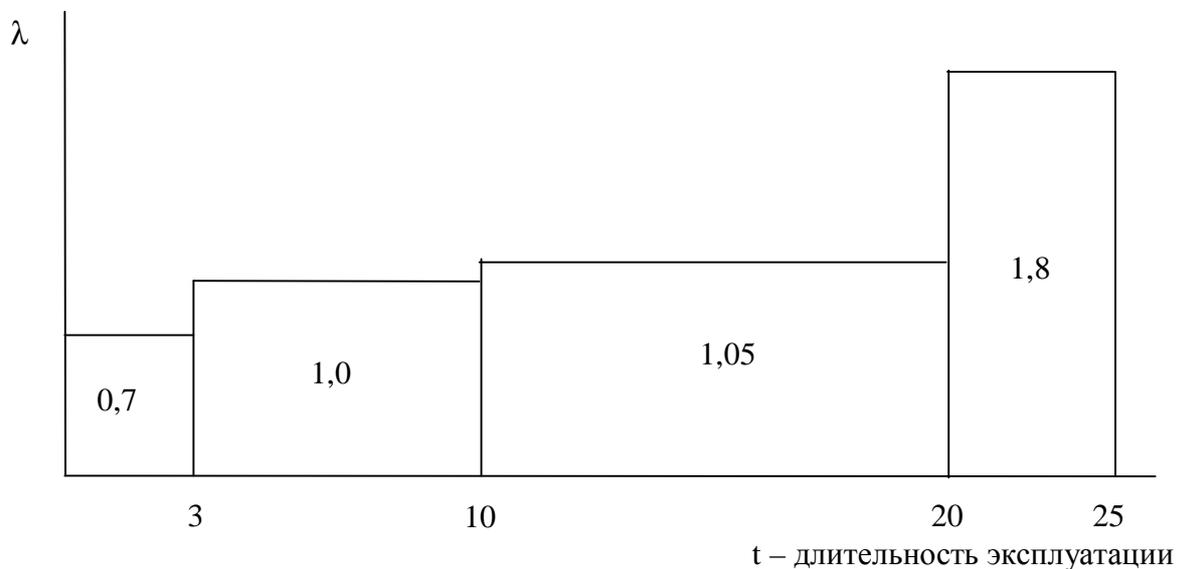


Рис. 3 Гистограмма интенсивности отказов (80-е годы) в относительных единицах

Гистограммы (рис. 2,3) построены с учетом различия в количестве вводов $N(t)$ с разными сроками эксплуатации.

Такое изменение типа зависимости интенсивности отказов с конца 70-х годов находит вполне определенное объяснение. В 60-е годы основным типом являлись вводы негерметичной конструкции с недостаточно совершенной защитой от увлажнения, применялось трансформаторное масло без присадок, в конце 60-х годов на заводе были проведены организационно-технические мероприятия, влияющие на качество изготовления: создана лаборатория масел, введен контроль влагосодержания масла, проведена модернизация вакуумно-сушильных печей, удлинена процесс сушки вводов 500кВ, введено измерение

тангенса угла диэлектрических потерь изоляции ($\text{tg}\delta$) при более высоком напряжении и т.п..

В 1981 году была введена практика измерения ЧР вначале как факультативное требование ГОСТ 10693-81 с нормой 100пК при $U_{\text{нрф}}$.

В 1991г. ГОСТ 10693-81 для вводов с БМИ введены как обязательные нормы приемо-сдаточных испытаний при выпуске:

- уровень ЧР $\leq 10\text{пКл}$ при $1,5U_{\text{нрф}}$;
- общее газосодержание масла ОГС $\leq 1\%$;
- после высоковольтных испытаний прирост содержания углеводородных газов в масле $\sum C_xH_y \rightarrow 0$;

содержание механических примесей (МП) стали оценивать не по абсолютному значению $МП \leq 10\text{г/т}$, а по количеству микрочастиц (мкч) в единице объема масла (установлено соответствие $200\text{ мкч/мл} \equiv 10\text{г/т}$, по данным ЗТЗ).

Следует отметить, что с 1985-1986 годов для заливки вводов вместо масел типа Т-750 с высоким содержанием ароматики (~30%) стало использоваться масло типа ГК с низким содержанием ароматики (~6%). Эти масла существенно различаются по своим свойствам, таким, как газостойкость, стабильность и совместимость с конструкционными материалами. Эти свойства характеризуют масла с точки зрения устойчивости к воздействию ЧР по газообразованию и степени физико-химического взаимодействия с конструкционными материалами по образованию продуктов уплотнения масла, в том числе твердого осадка. Их количественная оценка производится измерениями:

- газосодержания (методом ХАРГ);
- содержание твердого осадка (методом фильтрации);
- величины диэлектрических потерь (методом электрических измерений $\text{tg}\delta$).

По степени устойчивости к воздействию напряженности электрического поля E (устойчивости к ЧР) масла условно разделяют на газопоглощающие и газовыделяющие. Масла с большим содержанием ароматики типа Т-750 являются газопоглощающими (при расчетных значениях E), а с низким содержанием ароматики типа ГК газовыделяющими. Условность разделения масел на газопоглощающие и газовыделяющие заключается в том, что при достаточно высокой напряженности все масла являются газовыделяющими [5]. В

связи с различием свойств масел изменился и характер отказов для вводов разных годов выпуска и разных типов.

Для герметичных вводов с маслом Т-750 отмечалось с начала 80-ых годов повышение интенсивности отказов уже после 4 – 10 лет эксплуатации из-за пробоя в нижней части по поверхности фарфора. Пробой происходил при рабочем фазном напряжении U_{ϕ} в результате развития ползущих разрядов по желто-бурому налету (осадку), отложившемуся в процессе эксплуатации на внутренней поверхности покрышки. Этот факт подтверждают случаи разборок вводов с неповрежденных фаз трансформатора, когда обнаруживались следы незавершенных разрядов (см. фото 1)[6,7]. Основной причиной образования осадка, осаждения его на поверхности и снижения электрической прочности является ускоренное старение масла, связанное как с режимом работы (Е, Т), так и с увеличением размеров частиц в процессе их коагуляции от 10А до 2000А [8] при воздействии температуры и напряженности электрического поля.

Для герметичных вводов с маслом ГК выпуска с 1986 года по имеющимся данным число аварий в 90-ые годы стало незначительным, но, несмотря на снижение удельной повреждаемости, возникла проблема высокой отбраковки. Отбраковка производилась после непродолжительной эксплуатации по причинам:

- в основном из-за неудовлетворительных результатов ХАРГ;
- иногда из-за повышения давления в результате резкого газообразования;
- очень редко, из-за роста тангенса угла диэлектрических потерь ($\text{tg } \delta$) изоляции.

В то же время для негерметичных, особенно вводов 220 кВ для масляных выключателей (МВ) с маслом ГК, уже через 1-2 года эксплуатационная надежность была неудовлетворительной по причине браковки из-за высоких значений $\text{tg } \delta$ изоляции или роста повреждений из-за пробоя остова. Опыт эксплуатации выявил, что во вводах негерметичного исполнения, заполненных маслом марки ГК, особенно вводов для масляных выключателей (выпуск 1985-1994гг.), наблюдаются явления образования воскообразных отложений в изоляционном остове. Этот процесс приводит к росту измеряемых значений $\text{tg } \delta$ изоляции, росту концентрации горючих газов в масле и соответственно к повышенной отбраковке при профилактических испытаниях. При

несвоевременной отбраковке развитие этих процессов заканчивается пробоем изоляции и аварией.

Специально проводимые исследования специалистами СКТБ завода «Изолятор» и ВЭИ объяснили механизм и причины появления и развития процессов воскообразования, которые обусловлены свойствами масла марки ГК при его применении в негерметичных конструкциях при условиях резкого изменения температуры, что характерно для режимов работы МВ в отличие от силовых трансформаторов, имеющих большую тепловую инерцию.

В связи с вышеизложенным завод «Изолятор» предлагает:

- заменить вводы для МВ устаревших конструкций на современные, которые завод в настоящее время выпускает с твердой изоляцией типа RIP;
- производить планомерную замену вводов любых типов с маслом Т-750, выработавших установленный срок службы 25 лет.

Необходимо также отметить, что с учетом свойств масла марки ГК заводом с 90-ых годов активно проводится модернизация конструкций вводов, направленная на повышение надежности и снижение материалоемкости. Следует признать, что до проведения модернизации ряд вводов по определенным чертежам имел конструкционные недостатки, которые снижали эксплуатационную надежность. Особенно это проявилось при использовании негазостойкого масла типа ГК. В первую очередь это касалось герметичных вводов с $I_{НОМ}=2000\text{А}$ на 220 и 500кВ для трансформаторов и вводов с $I_{НОМ}=315\text{А}$ на 500, 750кВ для реакторов. Применялись: недостаточно надежный контакт центральной трубы с 1-ой конденсаторной обкладкой, что приводило к явлениям электроэрозии с разложением масла; недостаточная экранировка стяжного узла в верхней части ввода и узлов крепления изоляционного остова, что приводило к ЧР (искрению) между деталями в этих узлах и повышению значений ХАРГ (см. фото 2). Особенно низкую надежность имел ввод 500кВ/2000А по черт.085, где в нижнем узле крепления существовала как возможность ЧР (искрения) между двумя смежными деталями, так и пробоя с нижней подпорной гайки на фарфор при воздействии перенапряжений [9]. Именно с началом использования масла ГК эти явления проявились наиболее ярко (см. фото 3). На заводе были проведены организационно-технические мероприятия, направленные на повышение технического уровня высоковольтных вводов, началась разработка и поэтапный переход на выпуск модернизированных

конструкций. Одновременно были пересмотрены и усовершенствованы технологические режимы ТВО: снижена глубина вакуума при сушке изоляции до 1,0 мм.рт.ст. и ниже, при вакуумировке вводов на участке 500кВ достигли вакуума 0,5 мм.рт.ст., на всех сборочных участках начали использовать дегазационные установки типа ВДУ, что позволило снизить ОГС и т.д.

Модернизированные вводы обладают более высокой эксплуатационной надежностью по следующим причинам:

- улучшен характер распределения электрического поля (конусная подрезка, выбор экранировки, радиусов закругления деталей по результатам расчета электрического поля и т.д.);
- изменена конструкция узлов крепления остова для исключения явления электроэрозии посредством разделения функций электрических контактов и механического закрепления (1998г.);
- изменена конструкция верхнего стяжного узла вводов 500 – 750кВ для исключения искрения между деталями с плавающим потенциалом и введено экранирование этого узла для реакторных вводов (конец 2002г.).

Очевидно, для эксплуатации встает вопрос о выработке стратегического решения: что является более целесообразным и выгодным - произвести замену вводов, превысивших нормативный срок службы, на модернизированные или усилить контроль за установленными вводами старых конструкций. Безусловно, на принятие решения влияют такие факторы, как финансовые ограничения, ограничения численности квалифицированного персонала, трудоемкость и т.д. и т.п.

В связи с этим необходимо рассмотреть вопрос об эффективности проведения профилактических испытаний. В период нормальной эксплуатации ее, например, характеризуют данные распределения числа отказов в период между очередными профилактическими испытаниями вводов 110кВ, представленные в табл. 3 и рис. 4 (данные ТВН МЭИ, Пинталь, Мосэнерго, Кассихин и ОРГРЭС, Локшин).

Таблица 3

t	годы	0 ÷ 0,5	0,5 ÷ 1,0	1,0 ÷ 1,5	1,5 ÷ 2,0	2,0 ÷ 2,5	2,5 ÷ 3,0
0 - $T_{и}$	Δn_a	23	18	12	8	7	8
	$n(t)$	37190	37190	36180	36180	34170	34170
$T_{и} - 2T_{и}$	Δn_a	1	2	3	4	5	6
	$n(t)$	32160	32160	30150	30150	28140	28140
$2T_{и} - 3T_{и}$	Δn_a	1	2	4	5	6	7
	$n(t)$	26130	26130	24120	24120	22110	22110

t – время от начала эксплуатации, $t = iT_{и} + t$

$i = 0, 1, 2$ и т.д. – номер очередной профилактики;

$T_{и}$ – период между профилактиками;

t - время от момента очередной i -ой профилактики, $0 \leq t \leq 3$;

Δn_a – число аварий за промежутки времени $\Delta\tau = 0,5$ года;

$n(t)$ – число установленных вводов в этом промежутке времени ($\tau - \Delta t, \tau$).

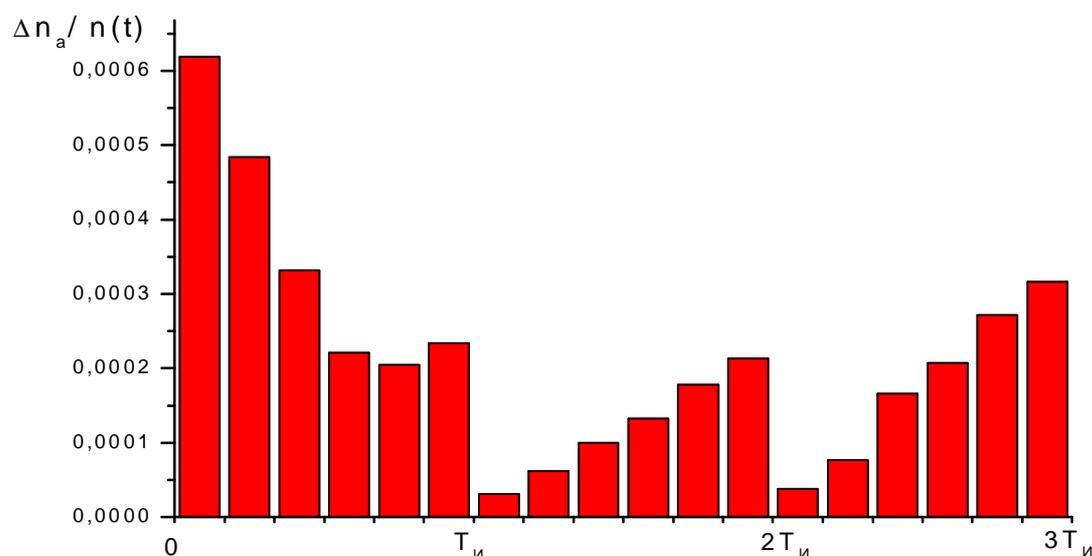


Рис. 4 Зависимость вероятности отказов вводов 110кВс БМИ в интервалах между профилактическими испытаниями с периодом 3 года (годы выпуска 60-ые – 70-ые)

Статистический анализ на больших выборках вводов 110кВ показал следующее:

1. Зависимость суммарного числа аварий с момента проведения очередных профилактических испытаний в период стабильной работы после 3-6 лет эксплуатации можно аппроксимировать формулой

$$n_a(t) = a_1 n t + a_2 n t^2 \quad (1)$$

Соответственно интенсивность отказов

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{n_a}{n} \right) \approx \frac{\Delta n_a}{n \Delta t} = a_1 + 2a_2 t \quad (2)$$

2. Вероятность отказа до и после проведения профилактических испытаний существенно различается. Например, для 110кВ с БМИ различие ~ в 5 раз;
3. Вероятность выявления опасного состояния изоляции с развивающимся дефектом вводов, у которых остаточный срок службы $\tau_{ост} < 0,5г.$ при существующих методах контроля высоковольтных вводов с БМИ порядка 90%, а с применением метода ХАРГ еще выше (95-97%);
4. Высокая чувствительность метода ХАРГ увеличивает вероятность «ложной» отбраковки, т.к. с учетом сравнительно небольшого объема масла во вводе, позволяет обнаружить дефект, который из-за малого его развития может и не приводить к аварийному повреждению за установленный срок службы высоковольтного ввода или, по крайней мере, до следующего контроля.

На основании (1) и (2) можно оценить количественные показатели надежности и экономической целесообразности проведения профилактических испытаний. Существование зависимости (2) свидетельствует о том, что отказы в основном носят характер постепенных, и их число можно было бы значительно сократить при $T_{и} \rightarrow 0$. В этом случае необходимо рассматривать условие экономической целесообразности.

Суммарные эксплуатационные затраты с учетом расходов на профилактические испытания и ущерба от аварий в общем виде:

$$C_{\Sigma} = \frac{n C_{и0}}{T_{и}} + \frac{n_a C_{a0}}{T_{и}} + \frac{n_{\sigma} C_{\sigma0}}{T_{и}},$$

где $C_{и0}$ - стоимость испытания одной изоляционной конструкции;

$C_{\sigma0}$ - стоимость замены одной забракованной ИК;

C_{a0} - ущерб от отказа (аварии) одной ИК;

n – общее число установленных ИК;

n_a - число аварий между испытаниями;

n_{σ} - число забракованных ИК при испытании;

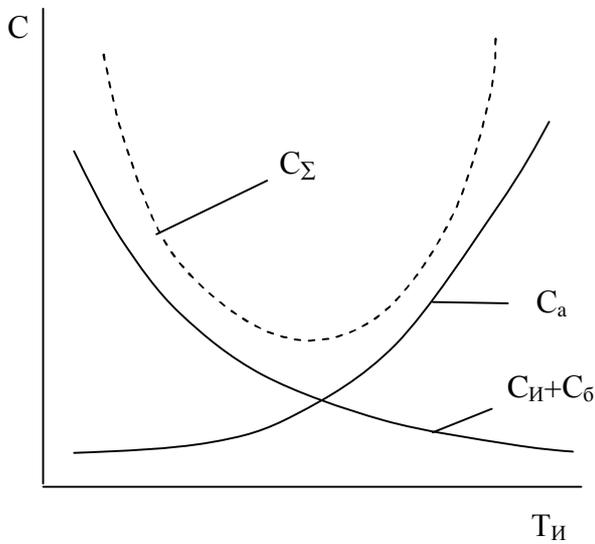


Рис. 5 Качественная зависимость суммарных эксплуатационных затрат и ее составляющих от периодичности $T_{И}$ между испытаниями

Условие минимума удельной стоимости эксплуатации ИК:

$$\frac{\partial}{\partial T_{И}} \left(\frac{C}{n} \right) = 0$$

Отсюда может быть получено условие экономической нецелесообразности ($T_{И} \rightarrow \infty$) [9]

$$\frac{C_{И0}}{a(C_{a0} - C_{б0})} \geq \bar{t}_0$$

Если это условие не выполняется, то

$$T_{Ином} = 2 \sqrt{\frac{C_{И0}}{a(C_{a0} - C_{б0})} \bar{t}_0},$$

где $a = \frac{n_a + n_b}{n T_{И}}$ - среднее число дефектов, возникающих в единицу времени,

отнесенное к одной ИК;

t_0 - случайная величина оставшегося срока службы ИК с момента развития (появления) дефекта;

\bar{t}_0 - средний срок службы ИК с дефектом.

Так как для состаренной изоляции возрастает величина a , соответственно возрастает число аварий n_a и число отбраковок n_b , то суммарные эксплуатационные затраты резко возрастают независимо от значения выбранного периода между испытаниями $T_{И}$.

Можно показать, что даже в случае практически непрерывного контроля число аварий за малый промежуток времени Δt непосредственно после проведения i -ой профилактики

$$\Delta n_a = anP\Delta t,$$

где $P = P_1P_2$,

P_1 - вероятность пропуска дефектной ИК (контролируемые параметры были меньше нормы);

P_2 - вероятность того, что оставшийся срок жизни дефектной ИК $t_0 \leq iT_{II}$.

По имеющимся данным аварийности, обработанной методами математической статистики для вводов с БМИ $P_1 \approx 0,12$, $t_{0\max} < 9\text{лет}$. Тогда для времени эксплуатации $t_{\text{э}} > t_{0\max}$ следует $P_2 = 1$. Таким образом, даже при непрерывном контроле абсолютное число аварий вводов с большими сроками эксплуатации может быть оценено величиной $n_a = 2 \cdot 10^{-3} nt$.

Интересно сравнение с зарубежными фирмами данных по аварийности трансформаторов из-за повреждений вводов (вводы для масляных выключателей 110-220кВ ими не выпускаются). В настоящее время на российском рынке и стран СНГ стараются расширить свое присутствие инофирмы-производители вводов, такие как ABB, BUSHING, АББ Электроизолит Бушинг, ABB Micafil Isoliertechnik, PASSONI VILLA. По данным СИГРЭ и материалам, приводимых на международных симпозиумах, доля аварий трансформаторов из-за повреждений вводов составляет $11 \div 30\%$ в зависимости от типа трансформатора [11,12,13]. Доля аварий трансформаторов из-за повреждений вводов производства ЗАО «Мосизолятор» в среднем не превышала этого показателя, а колебания составляли по нашей оценке в разные годы $\sim 15 \div 40\%$ в зависимости от типа трансформатора по данным, предоставляемым производителями трансформаторов (ЗТЗ, Тольятти).

Обратим внимание и на известные факты отказов высоковольтного оборудования с вводами инофирм, имеющие место в последние годы. Если отнести их к суммарному числу, не превышающему несколько сотен вводов поставок инофирм, то сравнение говорит само за себя.

В настоящее время заводом освоено серийное производство вводов с самой современной RIP-изоляцией до 500кВ включительно. В общем объеме продукции их доля составляет более 90%. С начала серийного производства в 2004г. их выпущено порядка 20000 шт. В 2006 – 2008гг. удельная

повреждаемость в год составляла 0,027% от числа установленных, что, по крайней мере, в 2 раза меньше, чем для вводов с БМИ в период приработки. Не отмечены случаи повреждений вводов с наработкой более двух лет. Это может быть связано с высокой надежностью вводов с RIP-изоляцией в период нормальной эксплуатации после окончания периода приработки. Однако следует отметить, что это может быть связано с недостаточным объемом выборки вводов, эксплуатируемых более двух лет. По нашей оценке этот объем составляет порядка 2000 вводов. В то время как согласно теории вероятности необходимый объем выборки составляет 2300 шт. при доверительной вероятности 0,9. Достоверную оценку надежности вводов с RIP-изоляцией в период нормальной эксплуатации можно сделать позже по мере увеличения числа вводов с наработкой 3 – 4 года, т.е. в 2010 году.

Из приведенного анализа следуют основные выводы:

1. Вводы выпуска до 1985 г., заполненные маслом Т-750, имеют после 20-25-летней эксплуатации вероятность отказа превышающую в 2 раза и более их вероятность отказа в период нормальной эксплуатации. После 25 лет эксплуатации рекомендуется их замена с точки зрения обеспечения надежности и минимума приведенных затрат с учетом затрат на проведение испытаний и ущерба от аварий.
2. Ремонт их в условиях эксплуатации нецелесообразен, т.к. требует полной разборки, очистки поверхности изоляционного остова и внутренней поверхности фарфоровых покрышек от продуктов старения масла и последующих высоковольтных испытаний в полном объеме с измерением ЧР. Тем более требуется квалифицированная оценка результатов измерений, т.к. ряд характеристик может указывать на необходимость замены изоляционного остова, вследствие невозможности удаления продуктов разложения из внутренних слоев изоляции. В противном случае нельзя гарантировать надежную работу ввода после ремонта.
3. Использование высокостабильного масла ГК позволяет установить нормативный срок службы для вводов герметичного исполнения – 30 лет (выпуск 1987г. и позднее).
4. Многолетний опыт эксплуатации свидетельствует, что по имеющейся статистике аварийности в/в вводы завода «Изолятор» не уступают зарубежным аналогам. При замене вводов, выработавших свой ресурс, на вводы современных конструкций с твердой RIP-изоляцией, которые завод

выпускает в настоящее время, должно произойти снижение аварийности. Важным фактором с экономической точки зрения является резкое снижение ущерба от аварии с вводом. По нашим данным не отмечено ни одного повреждения трансформатора при авариях, связанных с вводами, требовалась только замена вводов. Также имел место случай в Мосэнерго, когда при серьезной аварии с трансформатором вводы с RIP-изоляцией остались неповрежденными и были вновь смонтированы на другом трансформаторе, где успешно работают уже на протяжении двух лет.

5. Экономическая целесообразность проведения профилактических испытаний в период нормальной эксплуатации для вводов с твердой изоляцией типа RIP требует уточнения по сравнению с установленными в объемах и нормах испытания электрооборудования (для БМИ $C_{a0} > C_{b0}$, для RIP $C_{a0} \rightarrow C_{b0}$).
6. С появлением в эксплуатации новых современных конструкций высоковольтных вводов с RIP-изоляцией особое значение приобретает важность обратной связи между предприятиями, занимающимися диагностикой, и заводом-изготовителем.
7. Диагностика важна не только для предотвращения аварий и отказов, но и для подтверждения высокой надежности в эксплуатации высоковольтного оборудования.

Литература

1. ГОСТ 10693-81. Вводы конденсаторные герметичные на номинальные напряжения 110кВ и выше. Общие технические условия.
2. «Обзоры аварий и других нарушений в работе на электростанциях и в электрических сетях энергосистем» - Сб. за различные годы (1977 – 1992). М., Союзтехэнерго
3. Бажанов С.А., Сафонова З.В. «Обобщение опыта эксплуатации маслонаполненных вводов 110 – 500кВ» - Отчет ОРГРЭС, М., 1973
4. «Анализ причин аварий маслонаполненных вводов 110 – 500кВ» - Отчет по НИР, СКТБ в/в вводов, М., 1987
5. Р.А.Липштейн, М.И.Шахнович «Трансформаторное масло», «Энергия», 1968г.
6. Евсеев Ю.А., Кассихин С.Д. и др. «О причинах повреждаемости высоковольтных вводов с БМИ конденсаторного типа» - Электрические станции, №1, М., 1989

7. Некрасов В.Г., Кассихин С.Д. и др. «О качестве трансформаторных масел для высоковольтных вводов и их надежности» - Электрические станции, №8, М., 1996
8. Львов М.Ю. - «Коллоидно-дисперсные процессы в высоковольтных герметичных вводах трансформаторов», Электрические станции, 2000, №4
9. А.З. Славинский «Высоковольтные вводы. Расчет, конструирование и ремонт», Научтехлитиздат, М., 2001
10. «Техника высоких напряжений» под ред. Д.В. Разевига, «Энергия», М., 1976, стр. 163-167
11. Доклады и тезисы Симпозиума «Диагностика и обслуживание трансформаторного оборудования после длительной эксплуатации», 23-27мая 1994г., Запорожье
12. Тезисы докладов научно-технической конференции по трансформаторостроению, сент. 1995г., Запорожье
13. Bossi A., Yakov S., Bushings and connections for large power transformers. Доклад 12-15 на сессии СИГРЭ, 1984
14. В.В. Гурин, А.К. Лоханин, В.В. Соколов, Л.Л. Глазунова – «Требования к испытаниям электрической прочности изоляции силовых трансформаторов 330кВ и выше в нормах СССР, США, Канады и МЭК», Электротехника, №12, 1992