

4. На электростанциях, имеющих турбогенераторы типа ТВВ-800 и расположенных в районах с низкими температурами, целесообразно (до внесения соответствующих изменений в типовую инструкцию по эксплуатации генераторов) установить следующее минимальное время перевода генераторов с газа на газ (водород, азот, воздух): не менее 7 ч в период со второй половины ноября по

первую половину марта и не менее 5 ч в остальное время года.

### Список литературы

1. Кулаковский В. Б. Работа изоляции в генераторах: Возникновение и методы выявления дефектов. М.: Энергоиздат, 1981.
2. Физические величины. Справочник / Под ред. Григорьева И. С., Мейлихова Е. З. М.: Энергоатомиздат, 1991.

## О надежности силовых трансформаторов и автотрансформаторов электрических сетей

Львов М. Ю., канд. техн. наук, Львов Ю. Н., доктор техн. наук, Дементьев Ю. А., инж., Антипов К. М., канд. техн. наук, Сурба А. С., Шейко П. А., инженеры, Неклепаев Б. Н., доктор техн. наук, Шифрин Л. Н., канд. техн. наук, Кассихин С. Д., инж., Славинский А. З., доктор техн. наук, Сипилкин К. Г., инж.

РАО "ЕЭС России" – ОАО "Научно-исследовательский институт электроэнергетики" (ВНИИЭ) –  
ОАО "ФСК ЕЭС" – Московский энергетический институт (ТУ) – ХК "Электрозавод" – ЗАО "Мосизолятор"

Одной из проблем, связанных с надежностью и развитием электрических сетей, является надежность работы силовых трансформаторов. Основное количество трансформаторов энергосистем России было введено в эксплуатацию в 70-е и начале 80-х годов XX в. В настоящее время накоплен достаточно большой опыт эксплуатации, позволяющий провести анализ и дать рекомендации по повышению надежности работы силовых трансформаторов напряжением 110 кВ и выше, что и является целью данной статьи.

Анализ повреждаемости трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 110 – 500 кВ мощностью 63 МВ·А и более, эксплуатируемых на предприятиях электрических сетей, включая межсистемные сети России, за период 1998 – 2002 гг. показывает, что удельное число технологических нарушений в работе указанных трансформаторов, приведших к их отключению действием автоматических защитных устройств или вынужденному отключению персоналом по аварийной заявке, составляет 1,8% в год. При этом около 30% общего числа этих технологических нарушений сопровождалось возникновением внутренних коротких замыканий в трансформаторе.

Основными причинами технологических нарушений, не сопровождавшихся внутренними КЗ, но приведших к отключению действием автоматических защитных устройств или вынужденному отключению персоналом по аварийной заявке, являются (в процентах общего числа нарушений):

- нарушения в работе РПН – 20%;
- течи масла из вводов – 16%;

течи и упуск масла из трансформатора из-за нарушения сварных соединений и резиновых уплотнений – 13%;

повреждение двигателей маслонасосов системы охлаждения – 4%;

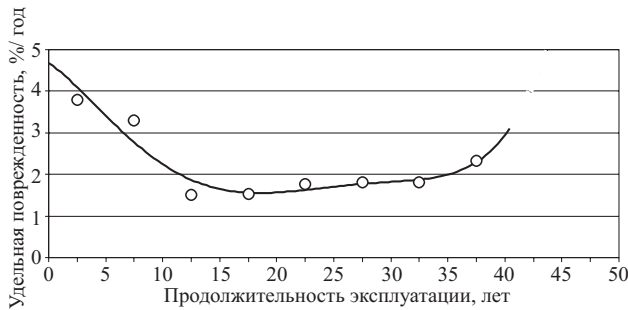
повышение давления в высоковольтных герметичных вводах – 3%;

повреждение оболочки пленочной защиты – 2%.

На рис. 1 построена зависимость удельной повреждаемости трансформаторов, отключенных действием защит или выведенных из работы персоналом по аварийной заявке, от срока службы. Следует отметить, что характер зависимости полностью соответствует классической фундаментальной зависимости числа отказов при функционировании различных технических систем, которая характеризуется периодами приработки, стабильного функционирования и старения.

Основными причинами технологических нарушений, сопровождавшихся внутренним КЗ в трансформаторе, являются (в процентах общего числа повреждений трансформаторов, сопровождавшихся внутренними КЗ):

- пробой внутренней изоляции высоковольтных вводов – 48%;
- недостаточная стойкость при КЗ – 14%;
- износ изоляции обмоток – 12%;
- пробой изоляции обмоток – 7%;
- пробой изоляции отводов, нарушения контактного соединения отвода обмотки, обрыв части проводников гибкой связи, замыкание на ярмовую балку магнитопровода и корпус бака – 5%;
- повреждения РПН – 5%.



**Рис. 1.** Удельная повреждаемость силовых трансформаторов (автотрансформаторов) напряжением 110 – 500 кВ мощностью 63 МВ·А и более, отключенных действием защит или выведенных из работы персоналом по аварийной заявке

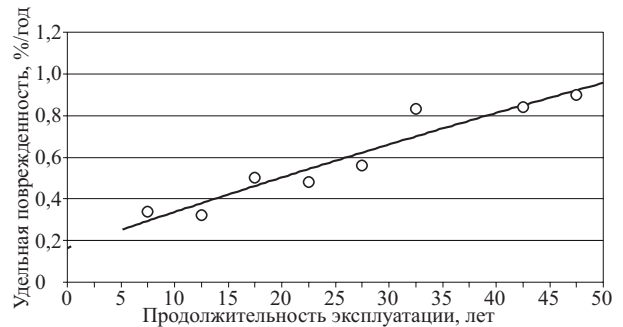
Из имевших место повреждений с внутренними КЗ 24% происходили с возгораниями и пожарами трансформаторов. При этом удельная повреждаемость силовых трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 110 – 500 кВ мощностью 63 МВ·А и более, эксплуатируемых на предприятиях электрических и межсистемных сетей, сопровождавшаяся внутренними КЗ, составляет 0,45% в год.

На рис. 2 изображена зависимость удельной повреждаемости трансформаторов с внутренними КЗ от срока эксплуатации. Полученный график указывает на монотонный рост удельной повреждаемости трансформаторов, сопровождающейся внутренними КЗ, в зависимости от срока эксплуатации.

На рис. 3 показано распределение парка силовых трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 110 – 500 кВ мощностью 63 МВ·А и более, эксплуатируемых на предприятиях электрических и межсистемных сетей, по срокам эксплуатации. Как видно из указанного распределения, около 32% трансформаторов оработали установленный ГОСТ 11677-85 минимальный нормированный срок службы 25 лет.

Одной из проблем при развитии энергообъединений является рост уровней токов КЗ. Частота КЗ с токами, близкими к экстремальным значениям, зависит главным образом от числа присоединений [1, 2]. Автотрансформатор в отличие от трансформатора имеет присоединения не только на стороне высшего и низшего, но и на стороне среднего напряжения, поэтому он находится в более тяжелых условиях, чем трансформатор. Отметим, что автотрансформаторы имеют, как правило, меньшее сопротивление короткого замыкания по сравнению с трансформаторами.

Рост уровней токов КЗ при вводе новых генерирующих мощностей и развитии сетей энергосистем вызывает необходимость периодического уточнения нормируемых показателей, определяющих требуемую стойкость автотрансформаторов к



**Рис. 2.** Удельная повреждаемость с внутренними КЗ силовых трансформаторов (автотрансформаторов) напряжением 110 – 500 кВ мощностью 63 МВ·А и более

воздействию сквозных токов КЗ. В настоящее время рекомендации стандарта МЭК IEC 60076 – 5 [3] и требования действующего в России ГОСТ 11677-85 [4] в части стойкости при КЗ достаточно близки. Результаты статистического анализа кратностей токов КЗ в обмотках автотрансформаторов напряжением 220 – 750 кВ показали, что при имеющихся место тенденциях развития мощных энергосистем в России нет оснований ожидать в обозримом будущем существенного роста кратностей токов КЗ в этих цепях [5].

Вместе с тем, в настоящее время в эксплуатации находится достаточно много трансформаторов, изготовленных в соответствии с ГОСТ 11677-65 [6], имеющих расчетную мощность трехфазного КЗ в 2,5 раза меньше принятой в ГОСТ 11677-85 [4], на которых возможны существенные превышения значений допустимых для них токов КЗ.

Для указанных трансформаторов имеет место фактор риска их повреждения вследствие протекания сквозных токов КЗ, что требует применения целенаправленных мероприятий, позволяющих снизить риск как в части вероятности повреждения трансформатора, так и в части возможных убытков.

Как указано в [7], в практике координации уровней токов КЗ применяются различные мероприятия по ограничению сквозных токов КЗ автотрансформаторов энергосистем при достижении токами 80% нормированного уровня и более:

- изменения схемы сети, обеспечивающие снижение токов КЗ;
- стационарное деление сети;
- введение реакторов и резисторов в нейтраль автотрансформаторов;
- ограничение опасных воздействий токов КЗ на обмотки автотрансформаторов путем выбора очередности АПВ линий электропередачи и даже, в обоснованных случаях, блокировки АПВ;
- применение методов и средств диагностики.

К мероприятиям, оказывающим прямое влияние на величину возможных убытков в случае возникновения аварийной ситуации, относятся действия персонала в соответствии с инструкциями, эф-

фективность работы автоматической системы пожаротушения, работа релейной защиты и наличие необходимого резерва оборудования.

Учитывая значительную аварийность автотрансформаторов в эксплуатации при возникновении внешних КЗ, для повышения электродинамической стойкости автотрансформаторов принимаются специальные меры при их проектировании.

В последние годы трансформаторными заводами разработаны и изготавливаются трансформаторы с применением новых технических решений, конструктивных материалов и технологии производства.

Проблема обеспечения электродинамической стойкости трансформаторов при КЗ – комплексная задача, включающая в себя:

- выполнение электромагнитных расчетов с целью определения радиальных и осевых сил в обмотках и максимального снижения осевых сил;

- выбор материалов и конструктивного исполнения обмоток, обеспечивающих механическую прочность обмоток при КЗ;

- выбор материалов и конструкции элементов прессовки обмоток (ярмовые балки, прессующие кольца), обеспечивающих механическую прочность этих элементов при КЗ;

- внедрение технологического процесса обработки обмоток, обеспечивающего заданные усилия прессовки обмоток в эксплуатации.

Следует отметить разработанные и реализуемые в настоящее время основные конструктивные и технологические решения, направленные на повышение электродинамической стойкости автотрансформаторов:

- применение транспонированных проводов с эпоксидным покрытием элементарных проводников, что значительно (не менее чем в 1,5 раза) повышает радиальную и осевую устойчивость обмоток при КЗ, в первую очередь применительно к обмоткам среднего напряжения;

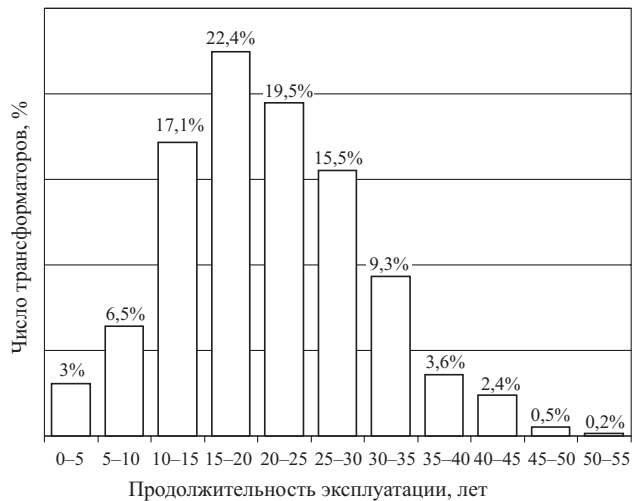
- в регулировочных обмотках, которые наиболее подвержены повреждениям в эксплуатации, принимаются следующие меры: намотка на бакелитовый цилиндр, бандаж стеклолентой и пропитка лаком.

Учитывая, что обеспечение заданных сил прессовки обмоток в эксплуатации в ряде случаев определяет электродинамическую стойкость трансформаторов, необходимо внедрение такого технологического процесса обработки обмоток, который бы свел до минимума процент снижения сил прессовки обмоток в эксплуатации (не более 10 – 15%). Для этого необходимо:

- применять в обмотках только жесткий электрокартон марки В по ГОСТ 4194-88;

- проводить сушку обмоток (стабилизировать) под большим постоянным давлением не менее 48 ч;

- до насадки на стержень обмотки не должны находиться на воздухе более 72 ч;



**Рис. 3. Относительное число силовых трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 110 – 500 кВ мощностью 63 МВ·А и более в зависимости от срока службы**

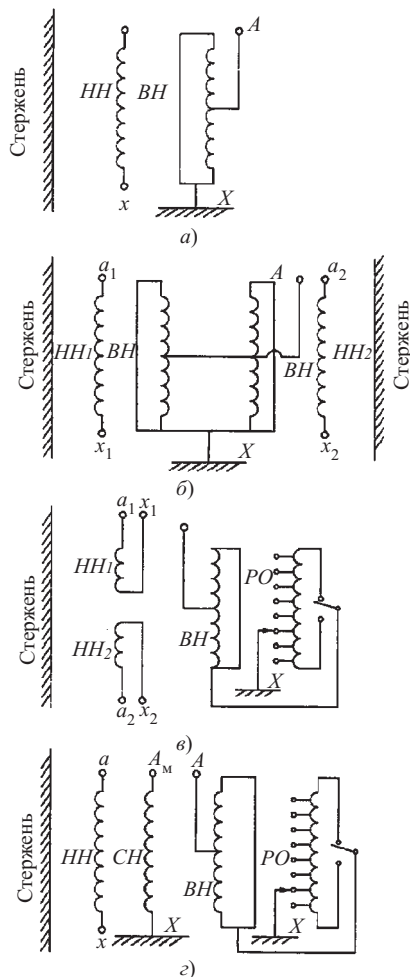
при окончательной сборке трансформатора прессовка всех обмоток всех стержней должна проводиться заданными усилиями одновременно.

Указанные решения реализованы в ХК “Электрозавод” при внедрении трансформаторов нового поколения [8].

Одним из требований, предъявляемым к конструкции современных трансформаторов и автотрансформаторов, эксплуатируемых в электрических сетях, является возможность автоматизированного регулирования коэффициента трансформации под напряжением, необходимого для повышения эффективности находящихся все большее применение средств компенсации реактивной мощности.

Принципиальные схемы регулирования напряжения и расположения обмоток, применяемые в трансформаторах и автотрансформаторах, показаны на рис. 4, 5. Все трансформаторы напряжением 220 – 330 кВ общепромышленного назначения (двух- и трехобмоточные) выполняются с устройством РПН (рис. 4, в и г), установленным в нуле обмотки высшего напряжения.

Выбор схемы регулирования напряжения определяется рядом факторов: классом напряжения, числом фаз, коэффициентом трансформации, характеристиками регулирующей аппаратуры, транспортными ограничениями и др. С точки зрения технико-экономических параметров (расход материалов, потери, качество регулирования) схема регулирования в цепи СН имеет очевидное преимущество. Однако применение этой схемы требует переключающего устройства на напряжение и линейный ток обмотки СН, кроме того, регулировочная обмотка в этой схеме подвергается воздействию импульсного напряжения стороны СН, что усложняет конструкцию изоляции обмотки отводов РО. Поэтому при выборе схемы регулирова-

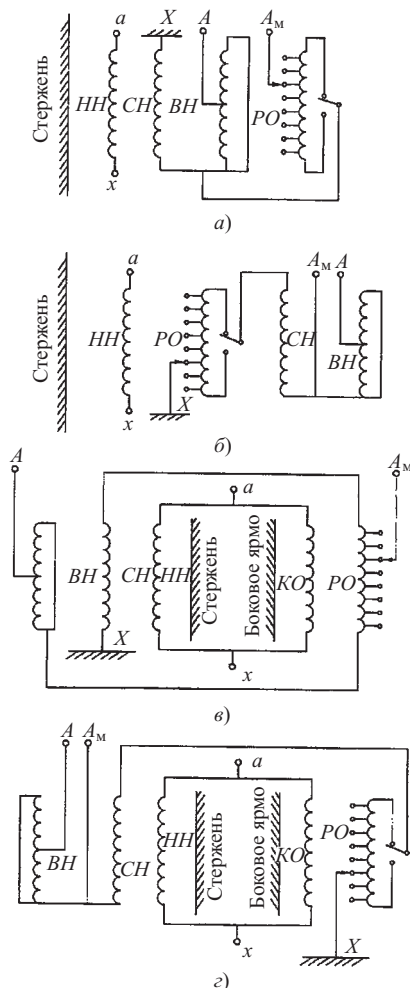


**Рис. 4. Схемы и расположение обмоток двух- и трехобмоточных трансформаторов 220 – 750 кВ:**

*a* – блочные трехфазные трансформаторы 220 – 500 кВ; *б* – блочные однофазные трансформаторы 500 – 750 кВ с расщеплением обмотки НН; *в* – двухобмоточные трансформаторы 220 и 330 кВ с расщеплением обмотки НН с регулированием на стороне ВН; *г* – трехобмоточные трансформаторы 220 кВ с регулированием на стороне ВН

ния напряжения важное значение имеет класс изоляции РПН.

Так, все трехфазные автотрансформаторы 220/110 кВ, 330/110 кВ, 330/150 кВ выполняются с регулированием напряжения на стороне СН 110 – 150 кВ по схеме “вилка”, когда регулировочная обмотка (РО) подключается к перемычке ВН-СН (рис. 5, *a*). При этом РО располагается снаружи обмотки ВН – это оптимальный вариант с точки зрения минимума расхода материалов и потерь. Исключение составляют автотрансформаторы 330/110 кВ, в которых РО располагается между обмотками СН и НН. Это вызвано тем, что при коэффициенте трансформации в автотрансформаторе между ВН и СН около трех и расположении регулировочной обмотки снаружи обмотки ВН значительно уменьшаются  $U_k$  между обмотками НН-СН и НН-ВН, что вызывает большие трудности обес-



**Рис. 5. Схемы и расположение обмоток автотрансформаторов 220 – 750 кВ:**

*a* – трехфазные 220 и 330 кВ с регулированием в цепи СН; *б* – трехфазные 750 кВ с регулированием в нейтрали; *в* – однофазные 500 кВ с регулированием в цепи СН; *г* – однофазные 750 кВ с регулированием в нейтрали

печения электродинамической стойкости обмотки НН.

Однофазные автотрансформаторы 550/220 кВ выполняются с регулированием напряжения в цепи СН по схеме рис. 5, *в*, когда РО включается в расщепку между обмотками ВН и СН, при этом КО и РО располагаются на боковом ярме – это наиболее экономичная схема для однофазных автотрансформаторов 500/220 кВ, так как РПН класса 220 кВ конструктивно расположен около наружной регулировочной обмотки.

Схемы регулирования напряжения в нейтрали (рис. 5, *б* и *г*) применяются в том случае, когда регулирование напряжения на стороне СН технически невыполнимо или значительно усложнено. Преимуществом схемы регулирования в нейтрали является то, что переключающее устройство и отводы выполняются на более низкий класс напряжения, это существенно упрощает конструкцию автотрансформатора и повышает его надежность.



Схема регулирования напряжения в нейтрали, как известно, имеет недостаток, заключающийся в том, что вследствие “связанного” регулирования обмоток ВН и СН при изменении напряжения на стороне ВН для стабилизации напряжения в цепи СН изменяется возбуждение магнитной системы автотрансформатора, приводящее к колебаниям напряжения на обмотке НН. Например, для автотрансформатора с сочетанием напряжений 500/121 кВ максимальное колебание напряжения на обмотке НН при изменении напряжения на обмотке ВН +5% составляет не более 6,5%, что вполне допустимо с точки зрения эксплуатации. Поэтому в трехфазном АДЦТН-250000/500/110 применена схема регулирования напряжения в нейтрали (рис. 5, б).

В АТ 750 кВ типов АОДЦТН-417000/750/500 и АОДЦТН-333000/750/330 используется схема регулирования напряжения в нейтрали (рис. 5, з), так как применяемые схемы регулирования напряжения в цепи СН (рис. 5, в) технически неосуществимы из-за невозможности создания надежной конструкции РПН класса 330 и 500 кВ с необходимыми параметрами.

Для принудительного распределения потоков мощности между параллельно работающими линиями электропередачи 750 и 330 кВ в автотрансформаторе АОДЦТН-333000/750/330 было внедрено поперечное регулирование напряжения, т.е. изменение фазного угла между линейными выводами обмоток ВН и СН. Поперечное регулирование в автотрансформаторах осуществляется за счет подключения в нейтрали регулировочной обмотки трансформатора поперечного регулирования, вектор напряжения которого смещен по отношению к вектору напряжения ВН и СН на  $90^\circ$  [9].

Из соображений надежности автотрансформаторы 1150 кВ АОДЦТ-667000/1150/500 были выполнены без встроенного РПН.

Значительная доля отказов силовых трансформаторов и автотрансформаторов происходит из-за РПН. В связи с чем, к устройствам РПН должны быть предъявлены повышенные требования в части надежности.

В зависимости от применяемых токоограничивающих элементов устройства РПН делятся на два типа: с реакторами и с резисторами. В настоящее время наибольшее распространение получили РПН с токоограничивающими резисторами. РПН выпускаются в однофазном и трехфазном исполнении.

В трехфазных автотрансформаторах 220/110 и 330/110 кВ с регулированием в обмотке 110 кВ отсутствуют трехфазные РПН класса 110 – 170 кВ с необходимыми параметрами. В связи с чем вынужденно приходится применять три однофазных устройства, что существенно усложняет конструкцию автотрансформаторов.

В настоящее время ряд зарубежных фирм выпускает устройства РПН: MR (Германия), АВВ (Швеция), HYUNDAI ELPROM (Болгария) и др. Наибольшей надежностью обладают РПН фирмы MR. Ряд энергопредприятий России, в частности ОАО “ФСК ЕЭС”, ОАО “Мосэнерго”, отдает предпочтение указанной фирме при заказе трансформаторов.

Как показано ранее, опыт эксплуатации трансформаторов свидетельствует об относительно высоком уровне повреждаемости высоковольтных вводов. Высоковольтные маслонеполненные вводы на напряжение 110 кВ и выше повреждаются из-за механических воздействий, в частности вызванных недопустимым тяжением гибкого линейного шлейфа. Такие воздействия приводят к ослаблению болтовых соединений и контактного узла, разгерметизации ввода, разрушению фарфоровых покрышек. При длительной эксплуатации вводов в результате износа уплотнений могут возникать течи масла, которые ведут к нарушению герметичности и снижению давления (в герметичных вводах), попаданию влаги и воздуха во ввод, что вызывает снижение электрической прочности изоляции.

Для герметичных вводов производства ЗАО “Мосизолятор” с избыточным давлением возможно повышение давления, которое вызывается потерей герметичности сильфонов и, как следствие, недостаточной температурной компенсацией имеющегося объема масла, а также появлением источника интенсивного газообразования или нарушением связи между вводом и выносным расширительным бачком. Развитие повышения давления во вводе приводит к снижению электрической прочности внутренней изоляции ввода и может вызвать разрушение фарфоровых покрышек. Такие повреждения высоковольтных вводов, как правило, вызваны несистематическими дефектами, а во многих случаях случайными причинами.

Основным видом повреждений высоковольтных герметичных вводов является перекрытие внутренней изоляции масляного канала, связанное с развитием таких процессов, как отложение осадка на внутренней поверхности фарфоровой крышки и на остове (продуктов окисления масла) и коллоидное старение масла.

Повреждения по этой причине наблюдались с начала 80-х годов с трансформаторными вводами, залитыми маслом марки Т-750. Проведенные впоследствии исследования показали, что главным фактором, определяющим старение масла, является сочетание тепловой и электрической нагрузок на масло во вводе и развитие коллоидно-дисперсных процессов в масляном канале в процессе эксплуатации. При этом, в силу особенностей конструкций трансформаторов тепловые и электрические нагрузки различны для разных типов трансформаторов, а поэтому и скорость старения и, как

следствие, снижение электрической прочности масляного канала в процессе эксплуатации высоковольтных вводов различны. Относительно высокая повреждаемость имела место с высоковольтными вводами, установленными на автотрансформаторах типа АДЦТН напряжением 220 кВ, мощностью 125, 200, 250 МВ·А и напряжением 500 кВ, мощностью 250 МВ·А, а также АОДЦТН напряжением 500 кВ, мощностью 167 МВ·А.

Проблема повышения надежности вновь выпускаемых вводов в значительной степени была решена переходом с 1985 г. на заливку вводов маслом ГК и изменением конструкции нижней части ввода – модернизация 1984 – 1989 гг. В настоящее время нет сведений об авариях с перекрытием по нижней покрышке модернизированных вводов с маслом ГК. Практически все вводы 110 кВ (и 150 кВ, 630 А) выпускаются сегодня на базе известной и хорошо себя зарекомендовавшей технологии твердой изоляции, намотанной лакированной бумагой (RBP-изоляция). Некоторые типы таких вводов на 110 кВ выпускались еще в середине 70-х годов. К настоящему времени всего их выпущено порядка 100 тыс., и по ним отсутствует аварийность. Но возможности этого типа изоляции практически исчерпаны, опыт ее применения для более высоких классов напряжения отрицательный.

Перспектива твердой изоляции для более высоких классов напряжения – это бумага, пропитанная смолой (RIP-изоляция).

В последнее время на энергопредприятиях России стали применяться маслonaполненные высоковольтные герметичные вводы отечественного и зарубежного производства, имеющие заполненное азотом пространство в верхней части для компенсации температурного расширения масла. В этой связи следует отметить, что вводы с бумажно-масляной изоляцией и газовой подушкой имеют некоторые особенности, которые необходимо принимать во внимание в эксплуатации, особенно для условий холодного климата нашей страны с резкими температурными перепадами окружающего воздуха.

При резком снижении температуры и, как следствие, давления масла возможно возникновение явления перенасыщения масла с образованием газовых пузырьков и снижением напряжения возникновения частичных разрядов.

Согласно ГОСТ 15150-69, регламентирующему категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды, изменение температуры окружающего воздуха за 8 ч для исполнений У, УХЛ (ХЛ) составляет  $-40^{\circ}\text{C}$ .

Анализ литературных данных, результатов исследований СКТБ ЗАО “Мосизолятор”, проводимых на моделях и натуральных опытных образцах вводов 220 кВ, и обобщение опыта эксплуатации

позволяют утверждать, что растворимость газа в масле уменьшается со снижением температуры окружающей среды и увеличением интенсивности механических вибраций, что облегчает условия наступления явления перенасыщения и образования газовых пузырьков.

До начала серийного производства указанных герметичных вводов СКТБ ЗАО “Мосизолятор” провело целый ряд исследований натуральных образцов вводов 220 кВ и моделей вводов с газовой подушкой, где внутренняя изоляция – бумажно-масляная конденсаторного типа с алюминиевыми обкладками.

На опытных образцах вводов 220 кВ проведена серия специальных опытов для оценки влияния резкого изменения давления на характеристики частичных разрядов (ЧР). В ряде случаев давление сбрасывалось мгновенно, в других опытах давление масла изменялось медленно, путем охлаждения ввода изменением температуры на  $40^{\circ}\text{C}$ .

Проведенные исследования позволяют сделать следующие выводы:

разработанные конструкции вводов 220 кВ с газовой подушкой для компенсации температурных изменений объема масла при эксплуатации будут работать без избыточного давления или даже при давлении ниже атмосферного. В стационарном режиме, как правило, в газовой подушке будет устанавливаться давление меньше атмосферного, что снижает напряжение возникновения частичных разрядов, а также увеличивает вероятность подсоса атмосферного воздуха;

существующий подход к отбору проб масла из герметичных вводов с избыточным давлением для его контроля не подходит для вводов с газовой подушкой. При отборе пробы масла возможен подсос воздуха из атмосферы через неплотности шприц-вентили из-за того, что давление во вводе меньше атмосферного;

наличие газовой подушки требует корректировки существующей идеологии применения анализа растворимых в масле газов для оценки состояния вводов, так как необходимо учитывать динамику перехода углеводородных газов из масла в газовую подушку.

Следует отметить, что накопленные результаты проводимых в течение 2 лет высоковольтных испытаний в статическом и резко переменном режимах опытных образцов вводов 220 кВ позволяют заключить, что принятые в настоящее время конструктивные решения смогут обеспечить достаточно высокую эксплуатационную надежность указанных вводов в стационарных режимах за счет:

намотки изоляции непосредственно на центральную трубу, позволяющей снизить рабочие напряжения в изоляции на 20%;

отказа от системы подпорных бакелитовых цилиндров, гетинаксовых шайб, узлов крепления остова и контактных соединений;

исключения в принципе явления электроэрозии и ЧР между смежными деталями.

Все сказанное справедливо и для высоковольтных вводов с газовой подушкой импортного производства.

## Выводы

1. Опыт эксплуатации трансформаторов и автотрансформаторов, установленных в электрических сетях, показывает, что основными причинами повреждений являются пробой внутренней изоляции высоковольтных вводов, недостаточная электродинамическая стойкость обмоток к токам КЗ, износ изоляции обмоток, пробой изоляции обмоток и вводов, повреждения РПН.

2. Разработанные и реализуемые в настоящее время отечественной электропромышленностью конструкторские и технологические решения прогрессивны и направлены на:

повышение надежности высоковольтных вводов;

повышение электродинамической стойкости обмоток трансформаторов;

отказ от необходимости проведения капитальных ремонтов для подпрессовки обмоток за весь срок эксплуатации трансформатора;

повышение надежности РПН.

## Список литературы

1. Билик Н. И., Непомнящий В. А., Славин Г. А. Вероятности коротких замыканий с токами расчетных значений. – Труды Энергосетьпроект, 1978, вып. 11.
2. Востросаблин А. А., Неклепаев Б. Н. Вероятностные характеристики коротких замыканий в энергосистемах. – Электричество, 1999, № 8.
3. IEC 60076-5. Power transformers. Part 5. Ability to withstand short circuit.
4. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. М.: Изд-во стандартов, 1986.
5. Problems of autotransformers operation in systems with fault currents upgrowth / Bogomolov V. S., Khublarov N. N., Lvov M. Yu. u.a. CIGRE, Session-2000, Paper № 12 – 106.
6. ГОСТ 11677-65. Трансформаторы и автотрансформаторы силовые. Общие технические требования. М.: Изд-во стандартов, 1971.
7. Система повышения надежности и живучести ЕЭС России / Под ред. Дьякова А. Ф. М.: Изд-во МЭИ, 1996.
8. Шифрин Л. Н. Первый блочный трансформатор 500 кВ нового поколения типа ТДЦ-400000 / 500 для Бурейской ГЭС. – Электро, 2005, № 1.
9. Френкель В. Ю., Шифрин Л. Н., Грабовская Н. М. Продольно-поперечное регулирование напряжения в мощных автотрансформаторах 750 кВ. – Электротехническая промышленность, 1974, № 12.

## ИНСТИТУТ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ ГОСУДАРСТВЕННЫХ СЛУЖАЩИХ

Российская академия государственной службы при Президенте Российской Федерации

Повышение квалификации и профпереподготовка руководящих работников и специалистов электроэнергетики (лиц. Минобразования РФ № 24-0050)


Тел. (095) 953-2583

<http://www.ipkgos.ru>

*Для предприятий, заключивших договор на обучение от 50 чел. в год, – скидка на обучение и проживание в благоустроенном общежитии Института составит 20%, от 30 чел. – 10% при условии своевременной оплаты*


### кафедра «Ремонт и модернизация энергооборудования»

повышает квалификацию специалистов по ремонту энергетического оборудования ТЭС, ГРЭС, ПРП, по неразрушающему контролю оборудования, специалистов сварочного производства всех уровней по вопросам ремонта, восстановления, модернизации и надежности работы оборудования энергопредприятий, внедрения новых технологий и материалов, методов технической диагностики. Готовит к аттестации и аттестует специалистов сварочного производства на II и III квалификационные уровни и специалистов по неразрушающему контролю на I и II уровни с выдачей удостоверений Госгортехнадзора.

 (095) 953-0525

### кафедра «Эксплуатация электрических станций и тепловых сетей»

осуществляет повышение квалификации руководителей, специалистов и инженеров энергетической отрасли: тепловых и гидравлических электрических станций (ТЭС и ГЭС), предприятий тепловых сетей по всем вопросам, касающимся эксплуатации, управления и оптимизации режимов работы современного оборудования электростанций.

 (095) 953-3871