

ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

О ремонте высоковольтных герметичных вводов трансформаторов в эксплуатации

Кассихин С. Д., инж., Славинский А. З., Львов Ю. Н., доктора техн. наук, Львов М. Ю., Чичинский М. И., кандидаты техн. наук

ЗАО “Мосизолятор” – АО ВНИИЭ – РАО “ЕЭС России”

Опыт эксплуатации силовых трансформаторов и автотрансформаторов свидетельствует об относительно высокой повреждаемости некоторых типов высоковольтных герметичных вводов, приводящей, как правило, к тяжелым последствиям.

Одной из главных причин повреждений высоковольтных герметичных вводов трансформаторов является отложение осадка (продуктов окисления масла или вымываний из конструктивных материалов) на внутренней поверхности фарфоровых покрышек и на внутренней изоляции (остове), а также коллоидное старение масла.

В решении секции электротехнического оборудования НТС РАО “ЕЭС России” “Опыт эксплуатации, ремонт, диагностика и пути повышения надежности высоковольтных вводов” от 25.02.98 г. отмечалось, что рассмотрение физико-химических процессов в изоляции вводов, анализ их повреждаемости и оценка фактора риска повреждения при эксплуатации указывают на низкую эффективность ремонтно-профилактических мероприятий, проводимых без разборки вводов, длительно находящихся в эксплуатации [1].

Для высоковольтных герметичных вводов на напряжение 110 кВ и выше с длительным сроком эксплуатации и ухудшенными характеристиками масла с целью восстановления изоляционных свойств масляного канала необходимо проводить ремонт с частичной разборкой ввода, заменой масла, чистой внутренней поверхности фарфоровой покрышки и внешней поверхности внутренней изоляции и последующими специальными испытаниями.

Однако при ремонте высоковольтных герметичных вводов трансформаторов в условиях эксплуатации не обеспечивается гарантия технического уровня работ по восстановлению внутренней изоляции или ее замене из-за сложной технологии и требований к необходимому объему последующих испытаний [2].

Целью данной статьи является изложение рекомендаций по принятию решений о возможности и целесообразности ремонта высоковольтных герметичных вводов трансформаторов в условиях эксплуатации, а также по минимальному объему необходимых послеремонтных испытаний.

Решение о возможности ремонта ввода в условиях эксплуатации или на заводе-изготовителе принимается на основании результатов внешних осмотров и критериев, приведенных далее.

1. При полном или частичном (ниже уровня бумажной намотки) отсутствии трансформаторного масла во вводе или наличии повреждений, приведших к непосредственному контакту внутренней полости с атмосферой и влагой, ввод подлежит ремонту с полной заменой внутренней изоляции на заводе-изготовителе.

2. При превышении установленных [3] предельно допустимых значений тангенса угла диэлектрических потерь ($\operatorname{tg} \delta_1$) или емкости основной изоляции (C_1) или влагосодержания масла, а также при достижении концентраций ацетилена или суммы углеводородных газов, нормируемых [4], ввод подлежит ремонту на заводе-изготовителе.

3. При превышении значений тангенса угла диэлектрических потерь трансформаторного масла ($\operatorname{tg} \delta_m$) или тангенса угла диэлектрических потерь между последней обкладкой внутренней изоляции и соединительной втулкой ($\operatorname{tg} \delta_3$), установленных [3], или при достижении значения мутности масла более 40 м^{-1} [5], но при уровне кажущегося заряда частичных разрядов, измеренном на испытательном стенде при $U_{\text{исп}} = 1,05 U_{\text{ф.наиб}}$, не более 10 пК [2] ввод может подлежать ремонту в условиях эксплуатации с частичной разборкой, заменой масла и очисткой внутренней поверхности фарфоровых покрышек и внешней поверхности внутренней изоляции.

В процессе вскрытия и ремонта ввода с целью оценки дальнейшей пригодности или замены необходимо проводить тщательные осмотры следующих узлов и деталей:

- фарфоровые покрышки;
- соединительная втулка;
- измерительное устройство (манометр);
- измерительный вывод;
- механическое крепление фарфоровых покрышек к соединительной втулке;
- уплотнения (резиновые прокладки) между соединительной втулкой и фарфоровыми покрышками;
- нижний узел:*
- уплотнение фланца и фарфоровой покрышки;

расположение фланца относительно торца фарфоровой покрышки;
 верхний узел:
 соединение корпуса верхнего узла с поддоном;
 уплотнение поддона ввода с верхней крышкой;
 мембрана ввода.

Ремонт высоковольтных вводов в условиях эксплуатации для продления срока службы рекомендуется производить для вводов на напряжения 110 – 220 кВ. Ремонт вводов более высоких классов напряжений рекомендуется производить на заводе-изготовителе или с привлечением в некоторых случаях специалистов завода-изготовителя.

При выполнении ремонта ввода в условиях эксплуатации гарантировать его дальнейшую надежную работу возможно только после проведения минимально необходимых послеремонтных измерений характеристик ввода и электрических испытаний, состоящих в следующем.

1. Из ввода отбирают пробу масла для определения его характеристик:

пробивное напряжение в стандартном разряднике не ниже 65 кВ;

влажность не более 10 г/т;

тангенс угла диэлектрических потерь при температуре 90°C для масла ГК не более 0,005, для масла Т-750 не более 0,01;

общее газосодержание не выше 1,5%;

концентрация H_2 не выше 10 ppm;

C_nH_m должны отсутствовать.

Остальные характеристики масла должны удовлетворять требованиям к качеству свежих масел, подготовленных к заливке в новое электрооборудование в соответствии с [3].

2. Электрические испытания заключаются в измерении электрических характеристик ввода. Для этого ввод с установленным нижним экраном погружают нижней частью в испытательный бак, заполненный просушенным и дегазированным трансформаторным маслом.

Измерения следует проводить не ранее, чем через 12 ч после установки ввода в испытательный бак. Виды измерений и их нормативные значения приведены далее.

Сопrotивление изоляции измерительного вывода, МОм, не менее 1500

Тангенс угла диэлектрических потерь при температуре внутренней изоляции 15 – 25°C:

измерительного конденсатора (ПИН) $tg \delta_2$ при $U_{исп} = 5$ кВ для вводов на напряжение, не более:

110 кВ 0,008

220 кВ 0,006

$tg \delta_3$ при $U_{исп} = 5$ кВ для вводов на напряжение, не более:

110 кВ 0,03

220 кВ 0,02

$tg \delta_1^*$ для вводов, не более:

110 кВ при $U_{исп} = 80$ кВ 0,008

220 кВ при $U_{исп} = 160$ кВ	0,006
Прирост $tg \delta_1$ при температуре внутренней изоляции 15 – 25°C для вводов, не более:	
110 кВ при изменении $U_{исп}$:	
от 35 до 80 кВ	0,001
от 35 до 100 кВ	0,0015
220 кВ при изменении $U_{исп}$:	
от 80 до 160 кВ	0,0006
от 80 до 190 кВ	0,0015

* Измерения $tg \delta_1$ проводятся при напряжениях: 10, 35, 80 и 100 кВ – для вводов 110 кВ; 10, 35, 80, 160 и 190 кВ – для вводов 220 кВ.

Изменение емкости основной изоляции (C_1) при $U_{исп} = 10$ кВ должно оставлять не более 5% значения, полученного при испытаниях на заводе-изготовителе.

3. Опять отбирают пробу масла из ввода для определения общего газосодержания и концентрации H_2 и CH_4 , причем прирост концентраций газов не должен превышать более, чем в 1,5 раза, значений, полученных до испытаний по п. 2, а C_nH_m должны отсутствовать.

4. Затем измеряют уровень частичных разрядов при $U_{исп} = 1,05U_{ф.наиб}$:

значение кажущего заряда ЧР не более 10 пК.

5. По окончании всех измерений отбирают пробу масла из ввода: прирост общего газосодержания должен быть не более 0,6% значения перед измерениями по п. 3.

Через неделю после проведения измерений снова отбирают пробу масла из ввода:

прирост общего газосодержания должен быть не более 0,8% значения, указанного в п. 3; концентрация H_2 не выше 20 ppm, CH_4 – не выше 5 ppm, остальные C_nH_m должны отсутствовать.

Выводы

1. Ремонт высоковольтных герметичных вводов трансформаторов в условиях эксплуатации не позволяет обеспечить гарантию технического уровня работ по восстановлению изоляционных характеристик внутренней изоляции.

2. Ремонт в условиях эксплуатации высоковольтных герметичных вводов трансформаторов на напряжения 110 – 220 кВ с ухудшенными характеристиками масла с целью восстановления изоляционных свойств масляного канала необходимо проводить с частичной разборкой ввода, заменой масла, чисткой внутренней поверхности фарфоровой покрышки и внешней поверхности внутренней изоляции и последующими измерениями в указанном объеме.

Список литературы

1. Мамиконянц Л. Г. О работах по повышению надежности высоковольтных вводов. – Энергетик, 1998, № 11.

2. *Славинский А. З.* Контроль электротехнического оборудования в эксплуатации и при ремонтах. М.: Научтехлитиздат, 2000.
3. *РД 34.45-51.300-97.* Объем и нормы испытаний электрооборудования. М.: ЭНАС, 1998.
4. *РД 153-340-46.302-00.* Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле. М., 2001.
5. *О нормировании концентрации растворенных газов и мутности масла для выявления дефектов высоковольтных вводов / Ванин Б. В., Львов М. Ю., Львов Ю. Н. и др.* – Электрические станции, 2000, № 2.

Прибор для эксплуатационного контроля высоковольтных выключателей по параметрам движения контактов емкостным методом

Долгих В. В., Кириевский Е. В., кандидаты техн. наук

НПО “Диатех” (г. Новочеркасск)

В настоящее время в области эксплуатационного контроля высоковольтной коммутационной аппаратуры интенсивно развиваются два основных направления: непрерывный (мониторинг) и периодический контроль [1]. Непрерывный контроль предполагает функционирование диагностических приборов на работающем оборудовании под высоким напряжением, что существенно усложняет и удорожает эти приборы. Поэтому особое внимание уделяется совершенствованию методов и приборов периодического эксплуатационного контроля параметров коммутационной аппаратуры в обесточенном состоянии [1, 2]. К числу наиболее информативных параметров, характеризующих состояние высоковольтных выключателей (ВВ), относятся скорость, время перемещения и разновременность по фазам замыкания и размыкания подвижных контактов [3, 4].

В настоящее время наиболее распространенным и рекомендуемым ОРГРЭС к применению является измерение указанных параметров с помощью вибрографа [4]. В этом случае электромагнитный вибратор с пишущим узлом формирует на диаграммной ленте, кинематически связанной с подвижным контактом ВВ, виброграмму, которая представляет собой изображение колебаний вибратора. Затем по длине периодов изображения на виброграмме “вручную” рассчитывают параметры движения контакта в различных точках его траектории. Существенным недостатком такого метода измерений является большой объем подготовительных и восстановительных работ: демонтаж из ячеек подвесных коммутационных аппаратов, слив масла из бака перед испытаниями и последующее его заполнение при испытании некоторых типов выключателей, установка и регулировка вибратора. Для этого метода измерений также характерны трудоемкость обработки виброграмм и низкая точность. Все это привело к необходимости создания приборов для автоматизации эксплуатационного периодического контроля ВВ. Разрабо-

танные в последние годы в ряде организаций диагностические приборы в основном решают поставленную задачу, но требуют применения соответствующих конструкции ВВ датчиков положения контактов, что в связи с большой номенклатурой ВВ значительно удорожает комплект измерительной аппаратуры и усложняет подготовительные работы по его установке на контролируемых ВВ.

В НПО “Диатех” разработан способ диагностики коммутационных аппаратов [5, 6] с использованием емкостного метода измерения, не требующий применения каких-либо датчиков, и на его основе освоен выпуск прибора – микропроцессорного автоматического регистратора скоростных и временных характеристик высоковольтных выключателей МАРС-1. Оригинальная идея, лежащая в основе принципа действия прибора, заключается в том, что функцию датчика положения подвижного контакта выключателя практически любой конструкции выполняет его собственная контактная система. Для этого используется зависимость электрической емкости между подвижным и неподвижным контактами ВВ от расстояния между ними и изменение этой емкости при движении контактов.

В качестве примера на [рис. 1](#) приведены графики зависимости емкости от расстояния между контактами (координатно-емкостные зависимости) для некоторых типов ВВ. Как видно из графиков, такие зависимости можно условно представить состоящими из двух составляющих: изменяющейся, которая характеризует расстояние между контактами, и постоянной, не зависящей от него. Значения емкостей, например, для выключателей на 6 – 10 кВ, составляют десятки пикофард и легко могут быть измерены. На основании исследований выявлено, что для различных экземпляров каждой модификации ВВ в связи с тем, что они имеют одинаковую конструкцию и размеры элементов, изменяющиеся составляющие емкостных зависи-