



## ЭКСПЛУАТАЦИЯ, МОНТАЖ И НАЛАДКА

### Высоковольтное электрооборудование с элегазовой изоляцией: анализ аварийности и опыт эксплуатации

Хренников А. Ю., доктор техн. наук

ОАО “Федеральная сетевая компания ЕЭС”, Москва

Мажурин Р. В., инж.

Филиал ОАО “Федеральная сетевая компания ЕЭС” — МЭС Юга, Пятигорск

Рассмотрены вопросы эксплуатации высоковольтного электрооборудования с элегазовой изоляцией, проведен анализ аварийности и рассмотрены ее основные причины. Показано, что образование ядовитых соединений фторидов при горении электрической дуги в среде элегаза представляет серьезную проблему для здоровья людей и экологии, а возможность разгерметизации полостей, заполненных элегазом, обуславливает необходимость использования при ремонтных работах защитных средств. Приведены основные причины дефектов и повреждений электрооборудования с элегазовой изоляцией: небольшая механическая прочность, низкое качество элегаза (повышенная влажность, появление продуктов разложения элегаза), ненадежное крепление защитных колпаков на мембранных устройствах, дефекты монтажа.

**Ключевые слова:** высоковольтное электрооборудование, подстанция, элегазовая изоляция, качество элегаза, аварийность.

Значительная часть традиционно применявшегося электрического высоковольтного (воздушного и маслонаполненного) оборудования подстанций, промышленных предприятий, системы передачи и распределения электроэнергии морально устарела, выработала свой ресурс и требует замены.

Произошедший за последние десятилетия качественный скачок в техническом развитии конструкций электрооборудования обусловил появление аппаратов с внутренней газовой изоляцией на основе шестифтористой серы SF<sub>6</sub> (элегаза). Уже сегодня серийно выпускается практически весь спектр основного электрооборудования с элегазом или совместно с другими газами: коммутационное (выключатели, компактные устройства, КРУЭ); трансформаторное; измерительное (трансформаторы тока и напряжения), а также высоковольтные вводы, высоковольтные кабельные муфты, токопроводы, газоизолированные линии электропередачи.

Зарубежные и отечественные производители выпускают элегазовое оборудование как по лицензии других фирм, так и используя собственные разработки. Следует отметить, что со стороны организаций, эксплуатирующих энергетическое оборудование, наблюдается тен-

денция к установке указанного оборудования. При этом разрабатываются соответствующие целевые программы. Так, в ОАО “ФСК ЕЭС” согласно существующим программам обновления оборудования в ближайшие годы предусмотрена замена более 500 трансформаторов тока и напряжения от 110 до 500 кВ, основную долю которых (свыше 80 %) составляют трансформаторы 110 и 220 кВ. Главные показатели для замены — сверхнормативный срок службы (более 40 лет) и техническое состояние (повышенное влагосодержание и/или газосодержание масла, большая погрешность измерений и др.).

В последние годы на реконструируемых и строящихся объектах ОАО “ФСК ЕЭС” вводятся в эксплуатацию элегазовые трансформаторы тока новых типов, поставляемые отечественными и зарубежными фирмами (“ABB”, “Trench”, “Arteche”, ОАО “Электрозавод”, “AREVA”, “Passoni&Villa”). Внутренние повреждения в таких трансформаторах не приводят к полному разрушению изоляторов с разлетом их фрагментов и, следовательно, к повреждению соседнего оборудования, а выброс в атмосферу элегаза (в отличие от масла) — к возникновению пожара. Основное преимущество элегазовых

трансформаторов по сравнению с маслонеполненными — их взрыво- и пожаробезопасность.

Тем не менее элегазовое оборудование имеет ряд недостатков. В частности, при горении электрической дуги в среде элегаза образуются ядовитые соединения фторидов, наличие которых в атмосфере представляет серьезную угрозу здоровью людей и экологии. Поэтому при проведении ремонтных работ, связанных с разгерметизацией заполненных элегазом полостей, необходимо использовать защитные средства (перчатки и противогазы).

Как и к любому другому виду изоляции, к элегазу, а также к иным смешиваемым с ним газам предъявляются определенные требования. По составу и химическим свойствам элегаз должен соответствовать ТУ6-02-1249, при этом содержание влаги не должно превышать 15 ppm по массе, что соответствует 120 ppm по объему и точке росы  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Смешиваемый с ним азот должен быть повышенной чистоты и соответствовать ГОСТ 9293. Кроме того, само элегазовое оборудование должно отвечать требованиям надежности эксплуатации, ремонтпригодности, экологической, пожарной и электробезопасности. Поскольку объекты ОАО «ФСК ЕЭС» расположены практически по всей территории Российской Федерации, в районах с разными условиями эксплуатации, устанавливаемое оборудование должно одинаково надежно работать и в условиях Крайнего Севера, и в субтропическом климате.

Основополагающим условием применения оборудования того или иного типа в сетевых организациях является его аттестация. В ОАО «ФСК ЕЭС» были аттестованы новые ТТ следующих типов:

IMB — конструкция баковая, изоляция — бумага + масло + кварцевый песок;

ТФМ — конструкция рымовидная и баковая, изоляция — бумага + масло;

СТН — конструкция рымовидная, изоляция — бумага + масло;

СА — конструкция рымовидная, изоляция — бумага + масло;

OSKF — конструкция рымовидная, изоляция — бумага + масло;

KOTEF — комбинированный ТТ и ТН, изоляция — бумага + масло;

TG — конструкция рымовидная, изоляция — элегаз;

SAS — конструкция рымовидная, изоляция — элегаз;



Рис. 1

SKF — конструкция рымовидная, изоляция — элегаз;

KSKEF — комбинированный ТТ и ТН, изоляция — элегаз;

TRG — конструкция рымовидная, изоляция — элегаз;

ТГФМ — конструкция рымовидная, изоляция — элегаз;

СТS — конструкция рымовидная, изоляция — элегаз;

ТГФ — конструкция рымовидная, изоляция — элегаз.

Несмотря перечисленные достоинства, в процессе эксплуатации элегазовое оборудование как зарубежных, так и отечественных производителей все же подвержено отказам и повреждениям (тем более, что конструкция его внутренней активной части во многом такая же, как у оборудования предыдущих поколений). Так, в 2003 г. на одной из подстанций сибирского региона через 1 мес. после начала эксплуатации произошло разрушение трансформатора тока типа IMB-550 с последующим возгоранием. При его обследовании были обнаружены следы разрушения твердой изоляции вследствие воздействия частичных разрядов (рис. 1). Кроме этого, через 2–4 мес. в четырех трансформаторах тока после начала эксплуатации появились течи масла, в трех из них из-за повышения давления оказались деформированными корпуса.

В связи с указанным с целью снижения аварийности оборудования данного типа были проведены следующие мероприятия:

заводом-изготовителем разработана и реализована полевая технология доливки масла во все трансформаторы тока с низким его уровнем;



Рис. 2

входной контроль сильфонов дополнен требованием проведения длительных испытаний на утечку газов;

изменена конструкция системы расширения масла для обеспечения большей механической прочности сильфонов при воздействиях различных видов;

проведена замена сильфонов в условиях подстанции;

заводом-изготовителем заменены вторичные обмотки;

предписано проведение периодического 100 %-ного контроля трансформаторов тока, находящихся в эксплуатации, на содержание растворенных в масле газов;

разработана программа проведения периодического тепловизионного контроля.

Помимо указанного, повреждения высоковольтного измерительного оборудования вследствие недостаточной механической прочности элементов происходили при его транспортировке. В частности, разрушились поддерживающие экран изоляционные опоры элегазового трансформатора тока CTS-362, что обнаружилось в процессе его монтажа (рис. 2). Из-за конструктивных недостатков было отозвано экспертное заключение на трансформаторы тока типов CTS-362 и CTS-550 и введен запрет на их закупку и использование.

Наблюдались и другие повреждения оборудования, ставшие предпосылками его дальнейшей модернизации заводом-изготовителем. В частности, при транспортировке трансформатора тока типа ТГФ-220 отечественного производства (ОАО ВО «Электроаппарат») разорвалась мембрана (вследствие ненадежного крепления защитного колпака) и открылся боковой экран на активной части ТТ. В связи с этим временно была приостановлена закупка трансформаторов тока ТГФ-110 и ТГФ-220 кВ. Завод-изготовитель внес соответствующие изменения в конструкцию мембранного устройства, после чего на установленных трансформаторах тока заменили существующие устройства на модернизированные. Кроме того, боковой экран теперь



Рис. 3

Норматив*	Тип аппарата	
	Выключатель**	Прочие
Температура конденсации влаги	Ниже $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ при температуре окружающей среды $20\text{ }^{\circ}\text{C}$	Ниже $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ для аппаратов внутренней установки <sup>1</sup> при температуре окружающей среды $20\text{ }^{\circ}\text{C}$
	Не менее чем на $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ ниже среднесуточной температуры для аппаратов наружной установки <sup>2</sup> во всем диапазоне рабочей температуры***	
Содержание SF <sub>6</sub>	Не ниже 99,4 % по массе при заполнении чистым элегазом	
	Не ниже 97,3 % по массе для 90 %-ной смеси SF <sub>6</sub> с N <sub>2</sub> (по объему)	
	93,4	75
	83,4	50
	68,6	30
	56,0	20
	Не ниже 93,1 % по массе для 90 %-ной смеси SF <sub>6</sub> с CF <sub>4</sub> (по объему)	
	86,3	80
78,8	70	
70,7	60	
61,7	50	
Содержание кислорода	Не более 0,015 % по массе при заполнении	—
	Увеличение не более 1 ppm по массе в год****	
Кислотность, выраженная через HF*****	Меньше 10 ppm по массе через 48 ч после коммутации	—

\* Требования нормативов должны выполняться в течение всего срока службы.

\*\* Под выключателем понимается коммутационный аппарат.

\*\*\* Это требование может стать актуальным при повышенной температуре и для выключателя.

\*\*\*\* Не определяется; обеспечивается расчетом геометрических характеристик уплотнения.

\*\*\*\*\* Определяется на стадии опытного образца.

<sup>1</sup> Соответствует категории размещения 4 по ГОСТ 15150–69.

<sup>2</sup> Соответствует категориям размещения 1, 2 и 3 по ГОСТ 15150–69.

закрепляется с помощью сварки. В настоящее время ОАО ВО “Электроаппарат” поставляет модернизированные трансформаторы тока серии ТГФМ.

Внеплановые проверки элегазовых трансформаторов тока, проведенные в соответствии с требованиями действующей нормативной документации [1, 2], включали в себя тепловизионное обследование и измерения их акустической активности, при этом учитывали эксплуатационные характеристики трансформаторов, давление газа в корпусе, данные электрических испытаний [3 – 6].

На рис. 3 приведены основные методы комплексной диагностики измерительных трансформаторов с элегазовой изоляцией [3]: тепловизионное обследование, измерение акустической активности частичных разрядов в изоляции трансформаторов; анализ качества элегаза разными методами [3, 7 – 9]. В ОАО “ФСК ЕЭС” электрооборудование с элегазовой изоляцией в настоящее время находится на сервисном обслуживании, проведение диагностики планируется в будущем.

Результаты проведенного комплексного обследования показали, что основными причинами отказа трансформаторов являются

низкое качество элегаза, отсутствие поглотителей для продуктов его разложения и для адсорбции влаги, конструктивные недостатки трансформаторов, применение при их изготовлении материалов, не обладающих требуемой коррозионной стойкостью, низкое качество сервисного обслуживания [3, 7 – 9].

Качество элегаза в высоковольтном оборудовании должно соответствовать нормативам РД 16.066–05 [6], указанным в таблице.

Несмотря на сравнительно небольшой опыт эксплуатации элегазового оборудования, можно сделать следующие основные выводы о причинах его повреждений и о так называемых слабых местах:

низкая механическая прочность элементов и сочленений, приводящая к разрушению внутренних элементов конструкции при транспортировке;

применение материалов, не обладающих требуемой коррозионной стойкостью;

низкое качество элегаза (повышенная влажность, появление продуктов его разложения);

ненадежное крепление защитных колпаков на мембранных устройствах;

дефекты монтажа;

низкое качество сервисного обслуживания [9 – 12].

#### Список литературы

1. РД 153-34.3-46.304–00. Положение об экспертной системе контроля и оценки состояния и условий эксплуатации силовых трансформаторов, шунтирующих реакторов, измерительных трансформаторов тока и напряжения.
2. РД 34.43-300–97 с дополнениями. Объем и нормы испытания электрооборудования. — М.: НЦ ЭНАС, 2004.
3. Ободов А. М. Методы оценки состояния элегаза в процессе эксплуатации измерительных трансформаторов тока ОРУ-220 кВ Волжской ГЭС. — В кн.: Сб. докладов междунар. науч.-техн. семинара “Новые разработки и проблемы эксплуатации электрических аппаратов высокого напряжения с элегазовой изоляцией”. СПб.: ПЭИПК, 2012.
4. РД 153-34.0-20.363–99. Основные положения методики инфракрасной диагностики электрооборудования и ВЛ.
5. МУ 0632–2006. Методические указания по диагностике электротехнических аппаратов распределительных устройств электрических станций и подстанций.
6. РД 16.066–05. Элегазовое электротехническое оборудование, требования к производству и обеспечению качества элегаза в оборудовании.
7. Таджикибаев А. И., Хренников А. Ю. Анализ деформаций конструктивных элементов трансформаторного оборудования: Монография. — СПб.: ПЭИПК, 2012.
8. Положение о технической политике ОАО “ФСК ЕЭС” (утверждено председателем Совета директоров ОАО “ФСК ЕЭС”, Министром энергетики РФ Шматко С. И.). — М., 1011 ([http://www.fsk-ees.ru/about/technical\\_polisy/](http://www.fsk-ees.ru/about/technical_polisy/)).
9. Хренников А. Ю., Гольдштейн В. Г. Техническая диагностика, повреждаемость и ресурсы силовых и измерительных трансформаторов и реакторов: Монография. — М.: Энергоатомиздат, 2007.
10. Хренников А. Ю., Гольдштейн В. Г. Основные дефекты и повреждения трансформаторов (реакторов) и классификация видов воздействий, ведущих к их появлению. — Промышленная энергетика, 2008, № 11.
11. Хренников А. Ю., Назарычев А. Н., Новоселов Е. М. Электродинамическая стойкость силовых трансформаторов (реакторов) при коротких замыканиях: повреждения, испытания и диагностика: Учеб. пособие. — Иваново: Ивановский гос. энергетич. ун-т, 2011.
12. Основы управления техническим состоянием электрооборудования / А. Н. Назарычев, А. И. Таджикибаев, В. В. Титков и др. — СПб.: ПЭИПК, 2012.

ak2390@inbox.ru