

НАДЕЖНОСТЬ РАЗМЫКАЕМЫХ КОНТАКТНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ПЕРЕКЛЮЧАЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Б.С. ВИДЗИГОВСКИЙ, В. В. СОКОЛОВ

Почти все выпускаемые силовые трансформаторы имеют переключающие устройства (ПУ) для регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) либо для переключения регулировочных ответвлений обмоток на отключенном трансформаторе, т. е. без возбуждения (ПБВ).

Аварийность трансформаторов из-за повреждений ПУ [по данным 1—3] доходит до 66% от общего числа повреждений трансформаторов. Обеспечение высокого уровня надежности трансформаторов, оборудованных ПУ, требует решения ряда важных вопросов, в частности, обеспечения электрической прочности изоляции, надежности контактных соединений и механической износоустойчивости подвижных частей.

Рассматриваются некоторые вопросы надежности размыкаемых контактных соединений ПУ.

Для проверки надежности ПУ проводится комплекс испытаний, в частности испытания устройств РПН на механический износ и электроизнос. В программе приемосдаточных испытаний предусмотрены приработочные испытания: 5 тыс. переключений для контактора РПН, 2 тыс. переключений для устройства РПН в сборе, 100 переключений — для устройства ПБВ.

Однако значительная часть отказов контактной системы ПУ происходит не в режимах переключений, а когда переключения ПБВ и даже РПН не производятся. Анализ работы главных трансформаторов собственных нужд блочных электростанций (24 объекта) с РПН типа РНТ-13 показал, что на 25% объектов переключения производятся в среднем один раз в два-три месяца, а 20% ПУ не используется вообще [4].

Режимы работы неиспользуемых ПУ создают специфическую проблему обеспечения надежности длительно не переключаемых контактов, сущность которой рассмотрена на примере опыта эксплуатации устройств ПБВ. Изложение этого материала важно и потому, что неполадки этого характера иногда вызывали сомнения в достаточной надежности ПБВ [5].

В отечественной практике для мощных трансформаторов в течение десятков лет применяются устройства ПБВ типа П-6 на номинальные токи 300—1200 А. Их неподвижные контакты выполнены в виде латунных или медных стержней, подвижные — представляют собой контактные кольца, закрепленные на стальном валу. Контактное давление создается спиральной пружиной, вставленной в контактное кольцо и сжатой в рабочем положении. Схема расположения контактов такого ПБВ показана на рис. 1.

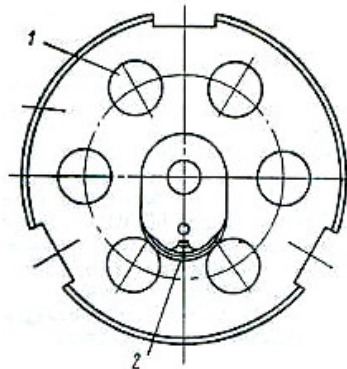


Рис. 1. Схема расположения контактов переключателя П-6
1 – контактные стержни; 2 – контактные кольца

Переключения ПБВ производятся исключительно редко. Так, опрос около 50 предприятий, на которых установлены трансформаторы с устройством П-6, эксплуатируемые в течение 10—18 лет, показал, что на 50% трансформаторов ПУ ни разу не использовались, чаще всего переключения производились один раз в 3—5 лет, а иногда — не более одного раза в год.

Около 30% отказов и неисправностей ПБВ были вызваны неправильной регулировкой привода переключателя при монтаже или ремонте трансформатора, если привод частично разбирался. В таких случаях увеличение переходного сопротивления, а иногда и разрыв контактов, вызывали их повреждение под действием рабочего тока и особенно токов к.з. либо сразу после включения трансформатора под нагрузку, либо через 1—2 года эксплуатации [6].

Возможность неправильной установки требует соответствующих разъяснений в эксплуатационной документации, должна учитываться при проектировании и, исключаться самой конструкцией.

Однако примерно 70% неисправностей, наблюдавшихся после 6—14 лет эксплуатации устройства, не могут быть устранены таким путем. При этом отмечены следующие стадии ухудшения состояния контактов: легкий налет шлама на контактных поверхностях, значительное зашламление и часто наличие следов перегрева (цвета побежалости) на контактах, выгорание поверхности стержней и колец в месте контакта.

Измерения показывают, что в первой стадии переходное сопротивление, составляющее в нормальном состоянии десятки МкОм, увеличивается в несколько раз, но легко восстанавливается после нескольких переключений. Во второй и третьей стадиях переходное сопротивление увеличивается до единиц и десятков Ом, причем углеродистые соединения, покрывающие контакты, зачастую не удается удалить путем простых переключений без механической зачистки.

Причиной подобных повреждений является прогрессирующее ухудшение контактных поверхностей вследствие покрытия их продуктами разложения масла, создающими термо- и электроизоляционную пленку, приводящую к повышенному нагреву контактов при протекании тока, а также дальнейшему увеличению переходных сопротивлений. Указанные процессы могут быть приостановлены очисткой контактов от образовавшейся пленки либо замедлены, например, путем снижения токовой нагрузки контактов и, следовательно, их температуры.

Высказываемое мнение о том, что иногда повреждения ПБВ вызываются ослаблением контактного давления за счет уменьшения упругости пружины, ошибочно, так как тепловые испытания ПБВ проводятся при минимально возможном контактном давлении.

Прогрессирующее повреждение контактов маслонаполненных аппаратов в зарубежных системах описано в [7].

Анализ состояния длительно эксплуатируемых ПУ показывает, что вероятность ухудшения состояния контактных поверхностей зависит от величины рабочего тока, частоты очистки контактных поверхностей, количества и кратности токов короткого замыкания и качества трансформаторного масла.

Зависимость состояния контактов от величины протекающего тока весьма существенна. По результатам обследования состояния более 600 трансформаторов мощностью превышающей 60 МВ·А. с общей наработкой более 5500 трансформаторолет установлено, что удельное число отказов контактов ПБВ, работающих при величинах тока более 60% от номинального тока устройства, почти в 40 раз выше, чем контактов, работающих при меньших величинах тока. Однако при периодической зачистке контактов путем неоднократного размыкания и замыкания, надежность ПУ значительно возрастает. Последнее может быть подтверждено опытом эксплуатации ПБВ типа П-6, 720 А, 35 кВ в течение более 20 лет, в том числе на некоторых трансформаторах устаревших конструкций, номинальный ток регулировочных обмоток которых на 20—30% превышал номинальный ток ПУ.

На рис. 2 приведено распределение отказов ПУ в зависимости от фактической

величины тока через контактную пару отдельно для двух групп трехфазных трансформаторов. Общее время работы трансформаторов каждой группы составляло примерно по 400 трансформаторо-лет.

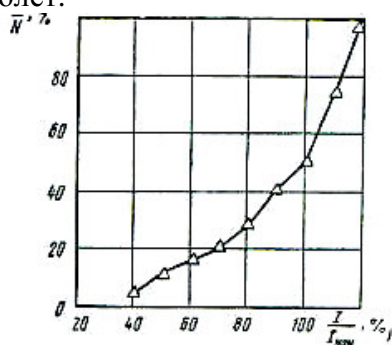


Рис. 2. Распределение отказов контактов переключателей типа П-6, 720 А в зависимости от тока нагрузки n/N – накопленная частота отказов

К первой группе относятся трансформаторы, на которых переключения и профилактическая зачистка контактов за период работы до отказа либо не производились, либо производились не чаще одного раза в 2—4 года. Нарботка трансформаторов с повышенным (110—120% номинального) током ПУ составляла в этой группе более 150 трансформаторо-лет.

Отказы ПУ в первой группе происходили в среднем после 6—7 лет, причем частота отказов росла с увеличением тока, а средняя частота отказов примерно соответствовала номинальному току устройства.

ПУ, установленные на трансформаторах второй группы переключались (либо осуществлялась их профилактическая прокрутка) не реже 1—2 раз в год. Нарботка трансформаторов с повышенным током составляла около 200 трансформаторо-лет, а средняя наработка до отказа ПУ во второй группе — примерно 10 лет; причем отказы имели только ПУ, работающие при токе больше номинального. Удельное число отказов ПУ во второй группе почти в 8 раз меньше, чем в первой. Состояние контактных поверхностей сильно зависит от числа к.з. и кратности токов. Так, отмеченные отказы ПУ, работавших при токе 40—50% номинального (см. рис 2), отмечались в трансформаторах, испытавших по 80—100 к.з. на отходящих линиях, либо по 15—20 к.з. на шинах подстанций. Увеличение мощности к.з. в энергосистемах и общее увеличение аварийности трансформаторов при к.з. [9] вызывает увеличение повреждаемости ПБВ.

Анализ не выявил существенных преимуществ контактов ПБВ с никелевым покрытием по сравнению с контактами без покрытия (контактные пары «медь — медь», «латунь — латунь»).

Проблема обеспечения надежности размыкаемых контактов не ограничивается устройствами ПБВ. Так, при обследовании около 160 трансформаторов собственных нужд блоков с ПУ типа РНТ-13 обнаружено несколько случаев зашламления или (и) подгорания контактов переключателя ламельного самозачищающегося типа, нормированные перегревы для которых установлены более высокие (20°С), чем для контактов несамозачищающегося типа (10°С) [8].

Для этих трансформаторов характерны частые (2 — 3 раза в сутки) перегрузки длительностью до 10—15 с при пусках мощных электродвигателей. Во всех случаях в работе длительно использовалось положение «мост», при котором токовая нагрузка через одну из пар контактов значительно увеличивается за счет протекания циркулирующего тока [9]. Кроме того, во всех случаях повреждения контактов переключения РПН не производились либо производились не чаще 1 раза в 2—3 месяца и не более чем на одно положение, так что одна из контактных пар избирателя оставалась неподвижной. В результате в указанных режимах происходили постепенное ухудшение контактных поверхностей непереключаемой пары, повышенный нагрев и подгорание контактов.

Случаи повреждения приводят к выводам о необходимости учета указанных условий работы при выборе переключающего устройства, разработке новых методов исследований и регламентации требований по эксплуатации.

При исследованиях очень важны определение оптимальной рабочей температуры контактов, при которой не происходит либо существенно замедлено образование пленки, а также правильный выбор материалов контактной пары с учетом влияния различных сортов масла. Для контактов, предназначенных для работы в условиях редких переключений, не следует допускать даже разрешенные стандартом [10] изменения состояния поверхностей после испытания на устойчивость к токам к.з.

В конструкции ПУ необходимо предусматривать возможность свободного омыwania контактов маслом для удаления продуктов разложения масла.

Для подтверждения надежности контактов разрабатываемых конструкций целесообразно проведение длительного исследования на нагрев при повышенном на 10—20% сверх номинального токе J_n в масле, нагретом до максимально допустимой температуры. При исследовании должны имитироваться воздействия многократных к.з. и других видов перегрузок, возможных по условиям работы трансформатора.

В процессе эксплуатации трансформаторов с редко используемыми ПУ целесообразно осуществлять периодическое прокручивание ПУ для очистки контактных поверхностей. Заводы-изготовители рекомендуют делать это не реже, чем через каждые 6 месяцев работы. Выполнение указанных рекомендаций особенно важно для ПУ, работающих при токе, близком к номинальному, при систематических перегрузках, а также и случаях длительных к.з., отключаемых защитами с выдержкой времени.

Повреждения контактов развиваются постепенно, поэтому они могут быть своевременно обнаружены. Это позволит предотвратить внезапную аварию трансформатора с большим объектом повреждений. Не обнаруженное вовремя незначительное начальное повреждение контактов ПБВ может развиться (особенно при грозовом перенапряжении) в перекрытие между стержнями и замыкание регулировочной ступени. Дуга между контактами может привести к выгоранию изоляции переключателя и далее к пробоем на бак либо к перекрытию между обмотками разных фаз.

На сравнительно ранних стадиях развития дефект проявляется как сильный нагрев контактов, вызывающий газовыделение, снижение температуры вспышки масла, появление углерода и увеличение омических сопротивлений. Из перечисленных признаков повреждения следуют и возможности его диагностики. Наиболее перспективным методом в данном случае является хроматографический анализ газов, растворенных в масле. По составу газа можно определить, наличие и степень повреждения [11].

Типичный пример обнаружения повреждения контактов ПБВ по анализу состава растворенного газа приведен в таблице. Выделение газа в газовом реле трансформатора происходит, как правило, в случае развившегося повреждения. В этой же таблице дан примерный состав газов, выделившихся в газовых реле трансформаторов в пяти случаях повреждения ПУ типа П-6, характерный для разложения масла дугой. Осмотр ПУ во всех случаях подтвердил наличие серьезного повреждения контактов, требующего их замены. Периодический анализ газов как средство диагностики может быть дополнен анализом масла с измерением температуры его вспышки, а также проверкой наличия свободного углерода.

Метод диагностики повреждения контактов неиспользуемых ПУ — измерение омических сопротивлений регулировочных обмоток — позволяет в некоторых случаях обнаружить дефекты ПБВ при неправильной их установке и значительном зашламлении контактных поверхностей, а также нарушения контактов РПН, работающих в особых режимах; при этом необратимое увеличение сопротивлений может указывать на значительное обгорание контактов, а возрастание сопротивлений, устраняемое при прокручивании, — на их зашламление.

Периодичность профилактических испытаний в общем случае должна зависеть от условий работы ПУ. Можно рекомендовать отбор проб масла для хроматографического анализа газов — 2 раза в год, измерение омических сопротивлений для ПБВ через год работы

(в том числе после капитального ремонта) и далее через 2—3 года. Для РПН, работающих в условиях частых перегрузок, (например, трансформаторы собственных нужд мощных блоков) нужно измерять сопротивления не реже одного раза в 2—3 года.

Результаты анализа газа в трансформаторах при повреждении ПБВ на развивающейся и развившейся стадиях

Мощность Трансформатора, МВ·А	Место и время отбора пробы	Состав газа, %								Характер повреждения
		O ₂	CO	CO ₂	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	
200	Из бака, при профилактической проверке; газ, растворенный в масле	*	Нет	0,46	*	0,25	0,005	0,72	0,32	Значительное зашламливание со следами подгара
25	Из бака, при профилактической проверке; газ, растворенный в масле	*	Нет	0,23	*	0,04	Нет	0,001	0,001	Зашламливание и следы перегрева
60	Из газового реле после работы на сигнал; выделившийся газ	8,5	0,2	0,6	44	5,1		2,7		Зашламливание, обгорание и дуговое оплавление
63		10,1	2,1	0,2	30,0	15		3,6		
125		4,8	5,9	1,5	32,3	5,1		1,7		

В случаях обнаружения повреждения ПУ по составу газа, растворенного в масле, следует отключить трансформатор для проверки. Критерием ухудшения состояния или повреждения контактов может служить обратимое или необратимое увеличение омического сопротивления. Дополнительно рекомендуется проводить опыт к.з. при токе, близком к номинальному, и анализ газов. При подтверждении дефекта требуется осмотр контактных соединений, который целесообразно осуществлять также и после большого количества к.з., что должно учитываться при назначении сроков вывода трансформатора в капитальный ремонт.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Йорданов Н. Вопросы по качеству и эксплуатации на наших трансформаторах. — «Энергетика», 1968, т. 19, № 5—6, с. 41—44, (болг).
2. Bortlik Jan. Повреждение трансформаторов в энергетике — причины и предложения по их устранению. — «Energetifca», 1970, т. 20, № 10, с. 444—451 (чех.).
3. Kugler H. Повреждение трансформаторов при перенапряжениях и меры их защиты. — «Maschienschaden», 1968, т. 41, № 6, с. 219—226.
4. Вайнштейн А. Л., Видзиговский Б. С. Степень использования устройств РПН в энергосистемах. - «Электротехн. пром-сть. Сер. Аппараты высокого напряжения, трансформаторы, силовые конденсаторы», 1974, вып. 9 (40), с. 24.
5. Гриценко А. В., Буркацкий А.П. Повреждение мощных силовых трансформаторов. — «Электрические станции», 1969, № 9, с. 83- 84.
6. Wagner H. H. Пятилетний опыт применения прибора для определения начинающихся повреждений в трансформаторе по общей горючести газа.—«IEEE Trans on Power App. and Systems», 1965, т. 84, №8, с. 700 – 705.
7. Lemelson Klaus. О повреждениях замкнутых силовых контактов в изоляционном масле при высокой температуре. - «IEEE Trans on Power App. and Systems», 1973, т. 9, № 1, с. 50—52.
8. Lemelson Klaus. Повреждение трансформатора с регулированием напряжения посредством переключающего устройства. — «Maschienschaden», 1972, т. 45, № 5, с. 203 — 204.
9. Повреждение мощных трансформаторов и двигателей. —«Electrical Rev.», 1971, т.186, № 6, с. 529.
10. ГОСТ 17500 — 72. Трансформаторы силовые. Устройство переключений ответвлений обмоток. Общие технические условия.
11. ГОСТ 8008—75. Трансформаторы силовые. Методы испытания устройства переключения ответвлений обмоток.