

Министерство образования Российской Федерации
Ивановский государственный энергетический университет

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ

ТРУДЫ ИГЭУ

Выпуск 4

*Под редакцией
доктора техн. наук, профессора В.А. Шуина,
доктора техн. наук, профессора М.Ш. Мисриханова*

**Москва
Энергоатомиздат
2001**

УДК 621.311

ББК 31.37

П 42

Повышение эффективности работы энергосистем: Тр. ИГЭУ. Вып. 4 / Под ред. В.А. Шуина, М.Ш. Мисриханова. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 432 с.

ISBN 5-283-02587-X

Приведены результаты научных исследований и разработок, выполненных ИГЭУ, МЭС Центра РАО «ЕЭС России» и других организаций по вопросам расчета и моделирования установившихся режимов и переходных процессов в электроэнергетических системах и их элементах, расчета и моделирования электромагнитных полей и исследования влияния линий электропередачи сверхвысокого напряжения на экологию окружающей среды, эксплуатации и диагностики электрооборудования ЛЭП и подстанций, совершенствования принципов выполнения и устройств релейной защиты и автоматики электрических сетей.

Книга рассчитана на специалистов-электроэнергетиков, работающих в области эксплуатации, разработки и проектирования электрических сетей и систем их автоматического управления.

Редакционная коллегия:

д-р техн. наук, проф. В.Н. Нуждин, д-р техн. наук, проф. М.Ш. Мисриханов,
д-р техн. наук, проф. Б.М. Ларин, д-р техн. наук, проф. А.В. Мошкарин,
д-р техн. наук, проф. В.А. Савельев, д-р техн. наук, проф. В.А. Строев,
д-р техн. наук, проф. С.В. Тарарыкин, д-р техн. наук, проф. В.А. Шуин,
д-р техн. наук, проф. А.В. Шунтов, д-р техн. наук, проф. Ю.Я. Щелькалов,
д-р техн. наук, проф. И.В. Якимец.

ISBN 5-283-02587-X

© Авторы, 2001

УДК 621.3.027.3.(075)

Диагностика высоковольтного оборудования подстанций

Батяев Ю.В., Михеев А.Г., Храмов А.Н., инженеры

Введение. В последние годы быстро развиваются различные методы диагностики энергетического оборудования, как силового, так и коммутационного, и оборудования управления и защит. Актуальность развития диагностических методов определяется чрезвычайно высокой стоимостью энергетического оборудования и еще большей стоимостью прямых и косвенных потерь, возникающих в случае выхода оборудования из работы.

В составе РАО «ЕЭС России» находится более 100 трансформаторных подстанций напряжением 330-750 кВ. На них установлено несколько сотен автотрансформаторов (АТ) и шунтирующих реакторов (Р), количество измерительных трансформаторов, выключателей и др. измеряется десятками тысяч. В последние годы в связи с ухудшившимся экономическим положением стала актуальной проблема снижения надежности работы энергосистемы вследствие старения оборудования. Так, более 30 % автотрансформаторов и реакторов работают по 20 и более лет, приблизительно такое же положение и с остальным оборудованием подстанций [1]. Данные аппараты практически полностью выработали свой нормативный ресурс, и их эксплуатация сопряжена с риском аварийного выхода из строя.

Состояние оборудования ухудшается не только в результате естественного старения, но и в результате воздействия внешних неблагоприятных факторов, таких как короткие замыкания в непосредственной близости от подстанции, набегание грозовых волн, длительное воздействие напряжения больше чем наибольшее рабочее и др.

Воздействие этих факторов ведет к ухудшению состояния изоляции, изменению характеристик нелинейных элементов ограничителей перенапряжения (ОПН) и др., что может привести к отказам в работе, а в худшем случае – к взрыву. Это создает опасность для жизни обслуживающего персонала, а также может вывести из строя близко расположенное оборудование или привести к перерыву снабжения электрической энергией и развалу энергосистемы.

Для определения технического состояния оборудования, предотвращения аварий, планирования ремонтов на предприятиях РАО проводятся плановые испытания. К сожалению, следует отметить их низкое качество, что объясняется моральным (и физическим) старением испытательного оборудо-

дования, применением изживших себя методов и методик проведения испытаний, снижением квалификации персонала и др.

Развитие современных методов диагностики позволяет с высокой степенью вероятности определить реальное состояние оборудования и спрогнозировать его изменение в ближайшее время. Однако современная диагностическая аппаратура очень дорога, что затрудняет комплектацию ею каждого объекта. Следует отметить, что правильная организация работ позволяет значительно снизить затраты на диагностику. Примером такой организации может стать создание специальных лабораторий, которые по мере необходимости будут проводить работы на различных объектах, что позволит более продуктивно использовать имеющиеся ресурсы (людей, диагностическое оборудование), повысить качество обследований и его объективность.

По подобной схеме в течение последних пяти лет работает электротехническая служба БП «Электросетьсервис».

Результаты работы. «Электросетьсервис» проводит тепловизионное обследование оборудования подстанций, оптический контроль опорно-стержневой и подвесной изоляции и совместно с ВНИИЭ обследование технического состояния автотрансформаторов и трансформаторов (Т) и ряд других работ.

Опыт работы показал высокую эффективность применения комплексного подхода к обследованию любого типа оборудования. Ежегодно проводится комплексное обследование более 60 трансформаторов и реакторов, тепловизионное обследование более чем 50 подстанций, а также множество других видов работ.

Так, применение тепловизионного обследования позволяет выявлять большую часть внутренних дефектов на ранних стадиях в таких аппаратах, как трансформаторы тока, конденсаторы связи и ОПН. В то же время изменения контролируемых в процессе эксплуатации электрических характеристик ($t_{гб}$, C , $R_{из}$) указанных аппаратов не происходит или происходит в пределах нормируемых величин.

Можно привести пример, когда тепловизионное обследование часто показывает повышенный нагрев ОПН, измерение же тока, стекающего через него, не выявляет изменения его характеристик. Так, измерения, проводимые на ПС Азот, МЭС Волги по одному из таких ограничителей представлены в таблице. Как видно из результатов измерений, значительное (в 4 раза) увеличение тепловыделения привело к незначительному изменению тока, протекающего через ОПН, и в то же время измерения сопротивления и теплотехники показывают, что состояние фаз В и С хуже, чем фазы А. Причем, их сопротивление значительно ниже допустимой [2] величины.

Таким образом, измерение только тока, протекающего через ОПН, без разделения его на активную и емкостную составляющие не позволяет диагностировать его состояние или, по крайней мере, выявлять дефект в его ранней стадии, когда еще возможно его устранение.

Результаты испытаний ОПН-220 кВ под рабочим напряжением
испытательным напряжением

Фаза	Зав. номер	$t_{опн} - t_{воз.}, ^\circ\text{C}$ (на момент обл.)	Измерение тока под рабочим напряжением 16.08.2000			Измерение сопротивления 21.08.2000	
			U, kB	I, mA	$t_{воз.}, ^\circ\text{C}$	U, kB	$R, \text{МОм}$
1	2	3	4	5	6	7	8
A	745	1,1	136,4	0,87	22	2,5	3000
B	772	4,7	136,4	0,90	22	2,5	900
C	769	2,1	136,4	0,82	22	2,5	1700

Недостаточно проводить стандартные измерения ($t_{гб}$, C , R_{U3}) на трансформаторах тока раз в 3–5 лет. За это время состояние большого количества оборудования может значительно ухудшиться. Так, на трансформаторе тока 110 кВ (ПС Радуга) по результатам тепловизионного обследования были проведены внеплановые испытания, которые выявили резкий рост $t_{гб}$ – к моменту испытаний он превысил норму [2] в семь раз. К сожалению, дополнительные испытания, позволяющие определить причину и предположить возможность ремонта, проведены не были. На ПС Калининская в результате также внепланового испытания трансформаторов тока было обнаружено отсутствие сопротивления между последней обкладкой и землей. Следует сказать, что таких примеров много.

Таким образом, можно сделать вывод, что при проведении испытаний оборудования (особенно старого) необходимо обращать внимание на те элементы конструкции, аномальная работа которых может привести к резкому ухудшению его общего состояния. В первую очередь, это относится к защите оборудования от увлажнения (резиновые прокладки, воздухоосушительные фильтры и др.), к контактным частям и т.д.

Внедрение новых методов диагностики позволяет выявлять дефекты, которые ранее либо вообще не диагностировались, либо диагностировались на конечной стадии их развития. Так, важным вопросом является диагностика силовых трансформаторов и реакторов, в первую очередь, из-за их высокой стоимости. На сегодняшний день одна из главных причин повреждения трансформаторов – это повреждения высоковольтных вводов. Одной из основных причин повреждения вводов с маслом Т-750 является развитие разряда по налету на внутренней стороне нижней крышки. К сожалению, получившие широкое распространение и рекомендованные в [2] методы диагностики не позволяют достоверно и своевременно определять образование такого налета и степень опасности, которую он представляет. Некоторый прогресс в решении этой проблемы предложен в [4], но больший интерес представляет измерение токов абсорбции прибором ЦИТА-1. Измерения, проведенные на ряде подстанций МЭС Сибири, показали, что по разности абсорбционных токов [5] при разных схемах измерения можно определить наличие и состояние этого налета, что и было сделано на ПС Красноярская - 500. Так, на вводе 220 кВ изменение полярности приложенного напряжения увеличило абсорбционные токи в несколько раз, и в то же время измерения, проводимые по стандартной методике, никаких отклонений не обнаружили.

Необходимость внедрения новых методов контроля. Как можно видеть, использование современных методов испытания оборудования подстанций позволяет выявить большое количество дефектов в их начальной стадии, до выхода оборудования из строя и сократить расходы на ремонт оборудования, находящегося в нормальном состоянии, что повышает надежность работы энергосистемы и тем самым снижает стоимость передачи электроэнергии. Однако часто высокая цена нового испытательного оборудования не позволяет иметь его на каждом объекте, где оно может быть необходимо. Также актуальным является эффективность его использования и, как следствие, увеличение стоимости работ при его малой нагрузке.

Решением данной проблемы является создание специализированных лабораторий, которые имели бы в своем составе необходимые приборы, методики проведения измерений, проводили бы испытания, планировали необходимые ремонты испытания в объемы и сроки, реально учитывающие состояние оборудования, его возраст и степень загрузки. При этом для снижения затрат есть возможность так организовать работы, чтобы простой оборудования был минимальным, а положительный эффект максимальным.

Литература

1. **Дементьев Ю.А.** Электрические сети. Обновление парка оборудования. ЛЭП-99. М.99 РД 34.45-51.300-97. Объемы и нормы испытаний электрооборудования. – М., – 1997.
2. **Ограничители** перенапряжения нелинейные типов ОПН-110–ОПН-500 / Техническое описание и инструкция по эксплуатации. / Корниловский фарфоровый завод. – С.-Пб., – 1996. – 22с.
3. **Изменение** свойств трансформаторного масла Т-750 в высоковольтных герметических вводах в процессе эксплуатации / Б.В. Ванин, Ю.Н. Львов, Н.А. Писарева, М.Ю. Львов, Д.А. Топорков // Электрические станции. – 1995. – № 3. – С. 27 – 34.
4. **Храмцов А.Н.** Использование характеристик абсорбционных процессов при оценке состояния многослойной изоляции энергетического оборудования / Конференция молодых специалистов электроэнергетики: Сб. докладов. - М.: НЦ ЭНАС. – 2000. – 228 с.

УДК 621.315.619.2:006.354

Опыт диагностики трансформаторного оборудования по характеристикам абсорбционных процессов

Лазарев Е.А., инж., Овсянников А.Г., д-р техн. наук

Авторами была проведена проверка диагностических возможностей цифрового измерителя токов абсорбции (ЦИТА-1) при оценке состояния изоляции трансформаторного оборудования 500 кВ.

На рис. 1 представлена блок-схема ЦИТА -1.

Основные технические показатели измерителя ЦИТА-1 приведены в табл. 1.

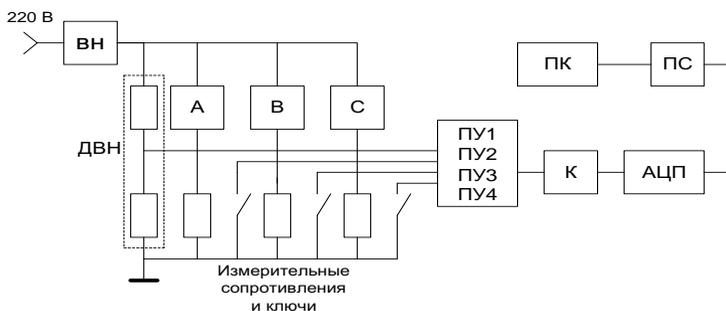


Рис. 1. Блок-схема цифрового измерителя токов абсорбции ЦИТА –1: ВН – источник высокого напряжения; ДВН – делитель высокого напряжения; А, В, С – фазы объекта испытаний; ПУ1...ПУ4 – программируемые усилители; К – коммутатор; АЦП – аналого-цифровой преобразователь; ПС – порт связи; ПК – персональный компьютер

Таблица 1. Технические данные цифрового измерителя токов абсорбции ЦИТА -1

Наименование показателя	Значение показателя
Выходное постоянное напряжение, $U_{вых}$, кВ: внутренний источник; внешний источник (АИМ-70)	+ 1,0 или 2,5 + 0,003...70
Входные сопротивления измерительных входов $R_{вх}$, МОм	1,0
Контролируемый ток абсорбции $I_{абс}$, мкА,	0,005... 7,0
Диапазон измерения сопротивления контролируемого объекта $R_{изм}$, Ом	$(0,005...5,0) \times 10^{13}$
Характерные временные показатели измерения: нормируемое время одного измерения t_n , с (можно прекратить раньше) интервал Δt между соседними регистрируемые значениями тока $I_{абс}$, с, (меняется по логарифмической шкале в сторону увеличения)	1800,0 0,01.....15,0

Режим работы измерителя ЦИТА-1 – автоматический программно-управляемый. Обработка результатов измерений производится с помощью специальной программы.

Измерения с помощью ЦИТА-1 выполнялись на отключённом оборудовании. Испытательное напряжение $U_{исп}$ к изоляции прикладывалось скачком от внутреннего ($U_{исп} = 2,5$ кВ) или внешнего источника ($U_{исп} = 23,0 - 60,0$ кВ) с синхронным запуском схемы измерения. Регистрация $I_{абс}$ в изоляции оборудования производилась одновременно по трем измерительным каналам ЦИ-

ТА-1 с контролем величины испытательного напряжения $U_{исп}$ по его четвертому каналу. Схема измерения работала в программно-управляемом режиме, значения $I_{абс}$ и $U_{исп}$ оцифровывались, заносились в табличном виде на жесткий диск персонального компьютера и выводились на монитор. Испытания продолжались не более 30 минут и могли быть закончены раньше при значениях $I_{абс} = const$ или меньших порога чувствительности ЦИТА-1 ($I_{абс} = 5$ нА).

Табличные данные обрабатывались программными средствами с аппроксимацией результатов измерений и построением графической зависимости $I_{абс} = f(t)$. С помощью ЦИТА-1 динамика $I_{абс}$ была измерена в изоляции 63 объектов при проведении 246 испытаний.

На рис. 2 приведены кривые зависимости $I_{абс} = f(t)$, полученные при обследовании межобмоточной изоляции (МИ) группы 1АТ и МИ резервной фазы ПС «Заря», а в табл. 2 представлены результаты обработки данных, полученных при этих испытаниях.

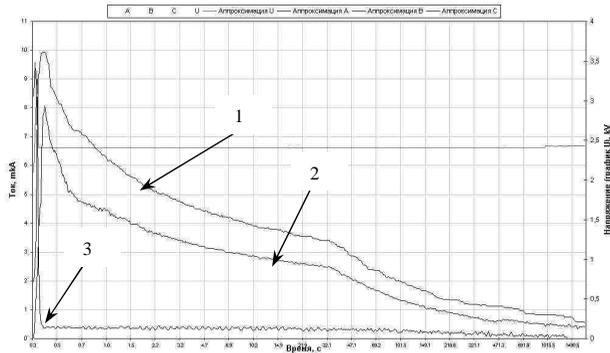


Рис. 2. Зависимости $I_{абс} = f(t)$, полученные при обследовании межобмоточной изоляции группы 1АТ и МИ резервной фазы ПС «Заря»: 1 - $I_{абс}$ в МИ резервной фазы до сушки; 2 - $I_{абс}$ в МИ резервной фазы после сушки; 3 - $I_{абс}$ в МИ фазы «В»

На кривых рис. 2 наблюдается характерный излом зависимости $I_{абс} = f(t)$ на 30 – 35 с от начала испытаний, связанный с неустановленными пока электрофизическими параметрами бумажно-масляной изоляции. При оценке состояния МИ трех фаз 1АТ и МИ резервной фазы по динамике $I_{абс}$ использовались значения коэффициента абсорбции $K_{абс} = R_{60}/R_{15}$ и сопротивления изоляции $R_k = U_{исп}/I_{абс}$, измеренные перед окончанием каждого испытания. По значениям коэффициента $K_{абс}$ состояние МИ всех фаз было оценено как удовлетворительное. Однако относительно низкие значения сопротивлений R_{15} , R_{60} и R_k МИ фазы «А» и МИ резервной фазы послужили основанием для проведения более тщательного обследования этих объектов.

Таблица 2. Результаты измерений токов абсорбции межобмоточной изоляции группы 1АТ и МИ резервной фазы ПС «Заря»

Фаза	Сопротивление $R_{0,4}$, ГОм при $U_{исп}$, кВ	R_{60} , ГОм/ R_{15} , ГОм при $U_{исп}$, кВ	Конечный результат измерений	
			Общее время измерений t , с	Конечное сопротивление R_K , ГОм
А	2,78	3,4/3,1 $K_{abc}=1,09$	1500	26,9
В	4,10	8,2/7,03 $K_{abc}=1,17$	1200	65,5
С	4,03	6,5/5,3 K_{ab} $c=1,22$	1500	45,4
Резервная	0,27	0,96/0,64 $K_{abc}=1,51$	1600	3,4

Хроматографический анализ растворенных газов в пробах масла, взятых из бака фазы «А», показал повышенное содержание в масле углеводородных газов, и было принято решение о замене фазы «А» 1АТ на резервную. При контроле масла, взятого из бака резервной фазы, были получены следующие значения тангенса угла диэлектрических потерь: $tg\delta = 5,7 \%$ при температуре $70 \text{ }^\circ\text{C}$ и $tg\delta = 10,6 \%$ при $T = 90 \text{ }^\circ\text{C}$ (14,0 г влаги/т). После сушки содержание влаги в масле снизилось: $tg\delta = 0,8$ при $T = 70 \text{ }^\circ\text{C}$, $tg\delta = 2,7$ при $T = 90 \text{ }^\circ\text{C}$ (9,8 г влаги/т) и фаза «А» 1АТ была заменена на резервную. Зависимости $I_{abc} = f(t)$ для повышенного содержания влаги в масле иллюстрируются на рис. 1 кривыми 1 (до сушки масла) и 2 (после сушки масла).

Одновременно проведённые измерения характеристик масла и тока I_{abc} в МИ позволили получить количественные значения критериев оценки состояния изоляции по динамике I_{abc} . Наиболее информативными оказались значения R_K , а также промежуток времени, за который ток I_{abc} становился менее порога чувствительности ЦИТА-1. Эти два показателя использовались для оценки состояния изоляции других типов.

Для межобмоточной изоляции автотрансформаторов типа АОДЦТН-267000/500/220 в табл. 3 представлены критерии оценки состояния изоляции по R_K на основании опыта измерений тока I_{abc} и определения состояния изоляции другими методами.

Таблица 3. Критерии оценки состояния изоляции

Критерии оценки состояния изоляции по R_K , $\times 10^{10}$ Ом и t , с для $U_{исп} = 2,5$ кВ			
Критическое	Низкое	Удовлетворительное	Хорошее
$R_K < 0,5$	$0,5 < R_K < 3,0$	$3,0 < R_K < 6,5$	$R_K < 6,5$, $t=1200$

В табл.4 приведены результаты, полученные в 2000 г. при контроле по току I_{abc} состояния изоляции трансформаторного оборудования на шести ПС 500 кВ МЭС Урала и Сибири.

Таблица 4. Результаты контроля по $I_{абс}$ состояния изоляции трансформаторного оборудования на шести ПС 500кВ МЭС Урала и Сибири

Наименование контролируемого объекта	N_o / N_{ny}
Межобмоточная изоляция АТ АОДЦТН-267000/500/220	7/2
Изоляция ввода 500 кВ	8/2
Изоляция ввода 220 кВ	8/2
Основная изоляция ТТ (марка)	13/5
Изоляция вторичных обмоток ТТ (марка)	26/13
Изоляция трехзажимного ввода.	1/1

Примечание. Во втором столбце: N_o - количество испытанных объектов; N_{ny} - количество объектов с повышенным уровнем токов $I_{абс}$.

Из табл. 4 следует, что в изоляции 26 из 63 испытанных объектов наблюдается повышенный уровень $I_{абс}$, очень высокий процент трансформатора тока (ТТ) типа ТФРМ-500Б-IIУ1 и ТРН-500У1 с повышенным уровнем $I_{абс}$ (до 50 %) и это, как предполагается, может служить объяснением повышенной аварийности ТТ данного типа.

При проведении эксплуатационных испытаний была установлена относительно низкая помехоустойчивость ЦИТА-1, что препятствует получению более четкой зависимости $I_{абс} = f(t)$, определению типа дефекта, локации его местоположения [3].

Выводы

1. Эксплуатационные испытания ЦИТА-1 показали хорошие диагностические возможности этого прибора для оценки увлажнения изоляции маслонаполненного оборудования.
2. По результатам испытаний выбраны численные значения $I_{абс}$ в качестве критериев оценки состояния некоторых типов изоляции маслонаполненного оборудования.
3. Необходимо продолжить работу по повышению технических показателей ЦИТА-1 и методов обработки результатов измерений.

Литература

1. **Сборник** методических пособий по контролю состояния электрооборудования. - М.: АО «Фирма ОРГРЭС». – 1998. – 494 с.
2. **Объем и нормы** испытаний электрооборудования. - М.:НЦ ЭНАС. – 1998. – 256 с.
3. **Gafvert U., Frimpong G., Fuhr J.** Modelling of dielectric measurements on power transformers /37th CIGRE Sess. – Paris. – 1998. – P. 15 – 103.

УДК 621.315: 615.019:006.354

Автоматизированная система измерения температурной зависимости тангенса угла потерь жидких диэлектриков

*Дементьев В.А., Лазарев Е.А., инженеры,
Овсянников А.Г., д-р техн. наук*

Тепловизионный контроль динамики жидких диэлектриков (ЖД) в ячейках для измерения тангенса угла диэлектрических потерь $tg \delta$ позволил авторам установить погрешности в изменении температуры ЖД. На наружной поверхности высоковольтного электрода цилиндрической ячейки фирмы "Диатранс" измерен перепад температуры $\Delta T = 7^{\circ}C$, а между точкой изменения температуры ЖД встроенным в ячейку термодатчиком и нижней частью электрода $\Delta T = 14^{\circ}C$. Указанные значения ΔT сохраняются в диапазоне $50^{\circ}C < T < 90^{\circ}C$ и слабо зависят от времени выдержки ячейки при заданной температуре. При такой погрешности измерения температуры качество испытуемого ЖД завышается, что может привести к ошибке в оценке состояния изоляции маслонаполненного электрооборудования. Погрешности такого же порядка, но в сторону занижения температуры ЖД в ячейки, были получены при моделировании практикуемого в некоторых лабораториях электротехнических служб нагрева плоской трехэлектродной ячейки ЖД на конфорке бытовой электроплиты. В этом случае ЖД находится при более высокой температуре и его качество будет занижаться по результатам измерения зависимости $tg \delta = f(T)$. Полученные результаты указывают на неблагоприятное положение с контролем одного из важнейших показателей ЖД.

В данной работе решались следующие задачи:

- 1) разработка малогабаритной испытательной установки для измерения температурной зависимости $tg \delta = f(T)$ ЖД;
- 2) автоматизация процесса измерений зависимости $tg \delta = f(T)$.
- 3) разработка программ для обработки данных, полученных при испытаниях.

В ходе решения первой задачи были разработаны нагреватель, электронный термометр и блок измерения $tg \delta$ БИ-4М. Нагреватель оснащался тепловым экраном, выполненным в виде полого цилиндра, во внутренний объем которого помещалась трехэлектродная плоская ячейка облегченной конструкции, изготовленная согласно ГОСТ 6581-75 [1]. Корпус нагревателя и тепловой экран изготавливались из фторопласта, что потребовало ограничения мощности нагревателя, чтобы исключить возможность термического разложения фторопласта при длительном его контакте с нагревательным элементом. При мощности нагревателя $P = 90$ Вт температура нагревательного элемента не превышает $240^{\circ}C$. Нагрев жидкого диэлектрика в испытательной ячейке от $T = 20^{\circ}$ до $T = 90^{\circ}C$ происходит за 35-40 минут, а для остывания после отключения нагревателя требуется около пяти часов. Для из-

мерения температуры ЖД использовался электронный термометр, первичный датчик которого жестко крепился на измерительном электроде испытательной ячейки. Калибровка датчика проводилась по двум контрольным точкам: температуре таяния льда и кипения воды. Сличение измерений электронным термодатчиком и ртутным термометром (ГОСТ 215-73) показало, что при нагреве ЖД от $T = 20^{\circ}\text{C}$ до $T = 90^{\circ}\text{C}$ наблюдается закономерное отличие в показаниях, не превышающее 2°C , которое может быть учтено при обработке результатов измерений. Основные технические характеристики разработанного блока БИ-4М приведены в таблице.

Технические характеристики блока БИ - 4М

Наименование показателя	Значение показателя
Рабочее напряжение $U_{\text{раб.эфф}}$, кВ,	$2,0 \pm 0,1$
Основной диапазон измерения $\text{tg}\delta$	$0,002-0,5$ (0,2-0,5%);
Емкость измеряемого объекта C , пФ	20-100
Рабочая частота f , Гц	50
Питание	220 В, $f = 50$ Гц;

Для решения второй задачи блок БИ-4М был оснащен портами связи с четырехканальным цифровым осциллографом и управляющим регистром, смонтированным на плате АЦП Lab - master. Пакет управляющих программ позволял в автоматическом режиме измерять $\text{tg}\delta$, температуру ЖД в ячейке, координату времени от момента запуска системы, а также заносить все измерения на жесткий диск компьютера и выводить текущую информацию на экран монитора.

На рисунке приведена блок-схема автоматизированной системы измерения $\text{tg}\delta = f(T)$ АС-4М в комплектации, предназначенной для работы с одной испытательной ячейкой и одним нагревателем.

Принцип работы АС-4М заключается в измерении фазового сдвига между сигналами синусоидальной формы, один из которых снимается с нижнего плеча R_H резистивного делителя напряжения, а второй – с измерительного сопротивления $R_{и}$, включенного последовательно с испытательной ячейкой. Измеренные сигналы поступают на входы цифрового осциллографа, первый канал (АЦП1) которого задействован на измерение и оцифровку сигнала с R_H , второй канал (АЦП2), – на измерение и оцифровку сигналов с сопротивления $R_{и}$. Оцифрованные осциллограммы сигналов поступают в компьютер, где программными средствами производится вычисление амплитуд сигналов и разности фаз между ними. Третий канал АЦП3 используется для измерения температуры масла. При работе АС-4М управляющий регистр согласно командам с компьютера переключателями ПК1 и ПК2 производит включение/выключение высоковольтного трансформатора Tr и (или) нагревателя. Система управления позволяет выполнять измерения контролируемых па-

раметров в режиме, близком к самописцу, например производить измерения с интервалом в несколько секунд. Можно запрограммировать АС-4М на измерение только нескольких контрольных значений $tg\delta$, температуры или времени, включать высокое напряжение на момент измерения $tg\delta$ при включенном/выключенном нагревателе, отключать нагреватель при достижении заданной температуры. Отключается АС-4М также автоматически, по заданному значению одного из контролируемых параметров.

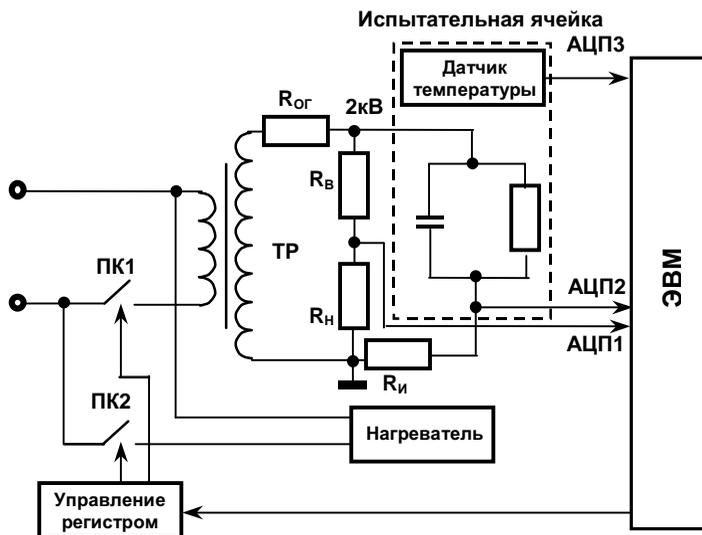


Рис. 1. Блок-схема автоматизированной системы измерения $tg\delta = f(T)$ АС-4М

При практическом использовании система АС-4М работает в одном из следующих режимов:

- измерение параметров через каждый градус при подъеме и снижении температуры ЖД с подключением высокого напряжения на 10 секунд при работающем (подъем температуры) или отключенном (охлаждение) нагревателе;
- отключение нагревателя при достижении ЖД температуры 78°C , т.к. тепловой инерции нагревателя достаточно для нагрева ЖД в ячейке до $T = 90^{\circ}\text{C}$.

Если при $T = 90^{\circ}\text{C}$ значение $tg\delta$ не превышает нормированного для ЖД, то система АС-4М отключается автоматически с включением звуковой сигнализации для оповещения оператора об окончании испытания.

Калибровка системы производится в полуавтоматическом режиме перед испытаниями каждой пробы масла, а значение $tg\delta$ как среднее из полу-

ченных на 100 периодах испытательного напряжения заносится в соответствующий раздел программы и используется при обработке результатов измерений. Программа обработки результатов измерений переводит табличные данные в формат Excel с последующим построением в графическом виде зависимости $tg\delta = f(T)$.

Введение в состав АС-4М коммутатора и внесение в пакет программ необходимых изменений позволяет при использовании одного блока БИ-4М производить одновременно измерения $tg\delta$ ЖД, залитого в несколько испытательных ячеек (до 8 ячеек), и управлять работой соответствующим количеством нагревателей. Для переносного варианта системы АС-4М, комплектуемого персональным компьютером NOTEBOOK, плата Lab-master монтируется в отдельном блоке, оснащённом портами связи с блоком БИ-4М, нагревателем и компьютером.

На базе блока БИ-4М изготовлен экспериментальный образец измерителя ИТП -4, в котором индикация значений $tg\delta$ и температуры ЖД производится с помощью ЖК - индикаторов (ЖКИ), находящихся на лицевой панели прибора. Измерение зависимости $tg\delta = f(T)$ с помощью ИТП-4 производится оператором, который заносит в протокол испытаний показания двух ЖКИ, а в ходе испытаний производит необходимые переключения источника высокого напряжения и нагревателя.

Выводы

1. Разработана и испытана система АС-4М, позволяющая в автоматическом режиме производить измерение зависимости $tg\delta = f(T)$.
2. На базе автоматизированной системы измерений АС-4М $tg\delta = f(T)$ реализованы макетные образцы стационарной автоматизированной системы с возможностью одновременного контроля до 8 проб жидкого диэлектрика; переносного варианта измерительной системы, комплектуемого персональным компьютером NOTEBOOK. Изготовлен и испытан экспериментальный образец переносного измерителя ИТП-4, в котором индикация значений $tg\delta$ и температуры ЖД производится с помощью ЖК-индикаторов.
3. Необходимо провести доработку системы АС-4М до образца серийного производства.
4. Разнообразие вариантов изготовления и высокие эксплуатационные показатели системы АС-4М при значительно более низкой её стоимости по сравнению с зарубежными аналогами позволит при постановке системы АС-4М на серийное производство оснастить ею испытательные лаборатории электротехнических служб энергетических предприятий.

Литература

1. ГОСТ 6581 – 75. Материалы электроизоляционные жидкие. Методы электрических испытаний.

УДК 621.315:615.019:006.314

Регистрация частичных разрядов в изоляции маслонаполненного оборудования

*Голенко О.В., Живодерников С.В., инженеры,
Овсянников А.Г., д-р техн. наук*

Введение. Из существующих методов контроля состояния изоляции электрооборудования как наиболее перспективный зарекомендовал себя метод диагностики изоляции по результатам измерения характеристик частичных разрядов (ЧР). Однако его широкому применению препятствует недостаточное знание пространственно-временных и энергетических характеристик ЧР, условий формирования электрических сигналов от них в испытуемом объекте и схеме регистрации, отсутствие специализированной, защищенной от помех измерительной аппаратуры, специализированных программ обработки полученных данных.

В работе представлены результаты регистрации частичных разрядов в изоляции маслаполненного оборудования и разработки методик с применением цифрового осциллографа (ЦО) и цифрового регистратора ЧР, выполненные за последнее время в Новосибирской СПБ БП «Электросетьсервис».

Регистрация частичных разрядов с использованием ЦО. При осциллографировании в качестве регистратора частичных разрядов использовался двухканальный цифровой осциллограф типа PCS-64i «Velleman».

Методика регистрации ЧР путем осциллографирования заключалась в исследовании попарно измеренных сигналов на ПИН вводов одного класса напряжения, но разных фаз, а также сигналы на ПИН вводов 220 (500) и 110 (220) кВ одной фазы. При этом производилась фильтрация сигналов путем последовательного включения в цепь фильтров верхних частот, согласование волнового сопротивления кабеля с нагрузкой, изменение полярности и уровня запуска развертки, масштабов по осям осциллограмм и т.д. В результате были определены характерные отличительные признаки сигналов различного рода помех и ЧР.

Отличительными признаками ЧР являются: крутой фронт сигналов, небольшой сдвиг по времени между максимумами сигналов на ПИН 220 и ПИН 110, отсутствие «предымпулса» другой полярности на ПИН 110, характерного для электростатического влияния заряда стримерной короны, и соотношение амплитуд сигналов (примерно, в 12 раз). Типичный вид сигналов ЧР в зоне ввода 220 кВ приведен на рис.1.

Характерными признаками сигналов короны являются: относительно длинный фронт, отрицательная полярность основного сигнала и положительная у «предымпулса», который отражает реакцию ввода 220 кВ как электростатической антенны на объемный заряд стримерной короны на эк-

ране ввода 500 кВ. Осциллограммы сигналов короны на вводе 220 кВ приведены на рис. 2.

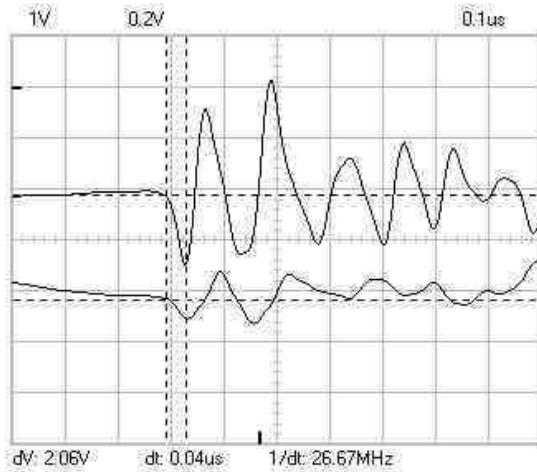


Рис.1. Сигнал ЧР в фазе «А» в зоне ввода 220 кВ

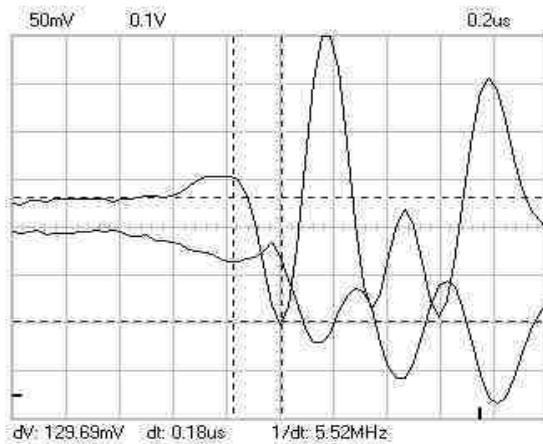


Рис. 2. Сигналы, связанные с короной на вводе 500 кВ фазы «В»

Получен также спектр смешанного сигнала ВЧ-связи, ЧР и короны для представления об интегральном вкладе каждого процесса в суммарную энергию в различных диапазонах частот. Путем Фурье-преобразования вы-

делено 4 пика или групп, принадлежность которых к виду источника сигнала может быть определена исходя из представлений о физическом механизме, характеристиках события и канала распространения сигнала (рис. 3).

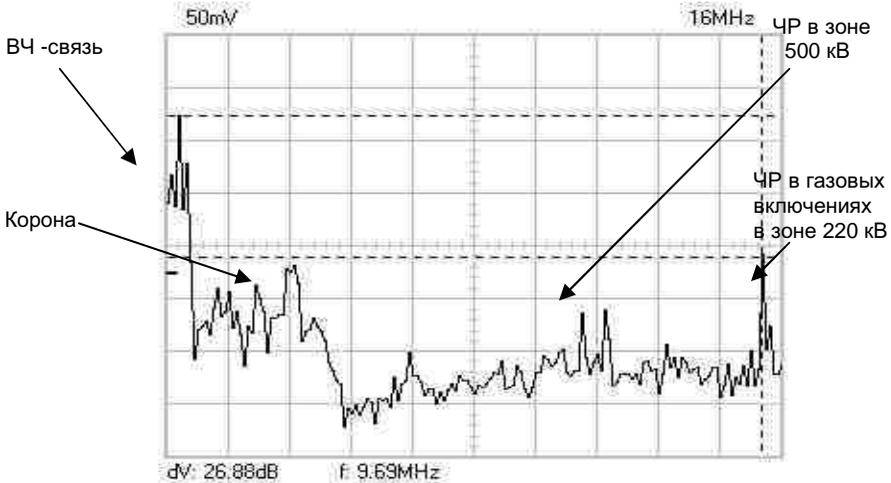


Рис. 3. Фурье-преобразование смешанного сигнала ВЧ-связи, ЧР и короны

В качестве иллюстрации эффективности данного метода можно привести пример обнаружения дефекта в устройстве РПН на фазе «В» АТ-2 ПС Таврическая ОП МЭС Сибири. Впервые дефект был обнаружен в сентябре 1999 г. В это время наблюдались нерегулярно повторяющиеся сигналы относительно низкой частоты (иногда и с крутым фронтом, но малой величины) и заметно большей амплитуды, а также всегда разнополярные (рис. 4).

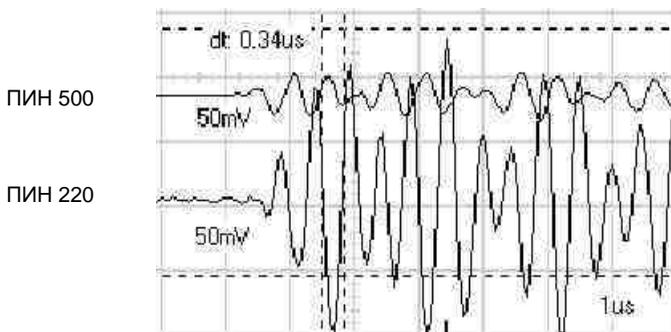


Рис. 4. Искрение в контактах РПН

После анализа данных было высказано предположение относительно причины возникновения таких сигналов: некачественный контакт в устройстве РПН. При плановых испытаниях и измерениях омических сопротивлений со сменой положения РПН на фазе «В» в июне 2000 г. отклонений от нормы установлено не было. Однако в августе 2000 г. произошло аварийное отключение группы автотрансформаторов АТ-2 из-за выгорания гибкой связи от внешнего контакта выемной части РПН до контактора. Таким образом, первый диагноз, поставленный почти за год до отказа, практически подтвердился.

Регистрация частичных разрядов с использованием цифрового регистратора. Внедрение в работу по комплексному обследованию ПС СВН интеллектуального программно-технического комплекса на основе цифрового регистратора ЧР для диагностики состояния изоляции действующего электрооборудования по характеристикам ЧР стало важным этапом в развитии диагностической базы НСПБ.

В качестве первого этапа на пути решения этой проблемы были выполнены следующие действия:

- разработана функциональная схема цифрового регистратора ЧР;
- созданы программы управления цифровым регистратором и обработки результатов;
- изготовлен и испытан опытный образец цифрового регистратора ЧР – ЦРЧР-I.

В основу работы ЦРЧР-I были положены следующие отличительные признаки помех:

- амплитуда усиленного сигнала менее 10 мВ ;
- длительность импульса более 50 нс;
- одновременный одинаковый сигнал по всем трем каналам.

Основные технические характеристики ЦРЧР-I приведены в табл. 1.

Таблица 1. Основные технические характеристики цифрового регистратора
частичных разрядов ЦРЧР-I

Динамический диапазон, дБ	40
Количество фазовых интервалов	32
Количество запоминаемых в ячейке ОЗУ импульсов	256
Длительность измерений, периодов	$2^9 + 2^{14} (\infty)$
Количество каналов	3
Чувствительность, В	не хуже 0,1
Измерительная частота, МГц	10 + 30

В результате обработки данных могут быть получены интегральные характеристики ЧР (средний ток, энергия и мощность ЧР), а также одна из

наиболее важных характеристик интенсивности ЧР – зависимость частоты повторения ЧР за период промышленной частоты от амплитуды ЧР « n , Q ».

С помощью ЦРЧР-1 проведено обследование нескольких единиц автотрансформаторов. Результаты, полученные осциллографированием, можно сравнить с результатами, полученными путем использования цифрового регистратора ЧР. В частности, в табл. 2 представлены итоговые величины максимальных кажущихся зарядов ЧР, полученные в ходе осциллографических измерений, проведенных на ПС Вятка ПП МЭС Урала.

Таблица 2. Амплитуда кажущегося заряда в изоляции АТ-4

Фаза	Амплитуда сигнала	
	в мВ	в нКл
A	19,38	0,070
B	65,63	0,197
C	103,13	0,300

На рис. 5 показано распределение сигналов по периоду промышленной частоты, записанных регистратором в течение 2^{14} таких периодов. Дальнейшая обработка данных иллюстрируется рис.6. Здесь показано распределение сигналов ЧР в виде трехмерной зависимости « $n-Q-\varphi$ », где n – количество импульсов за период промышленной частоты, Q – амплитуда импульсов, φ – фазовый угол появления импульсов. Здесь же представлены максимальные значения импульсов ЧР и их интегральные характеристики: суммарный средний ток и общий кажущийся заряд.

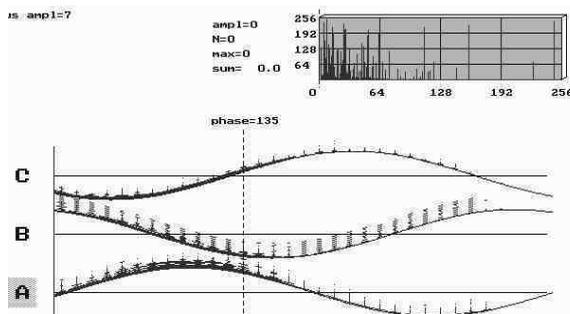


Рис. 5. Основной вид сигналов, зафиксированных ЦРЧР в течение 2^{14} периодов промышленной частоты

Результаты определения максимального заряда ЧР на каждой фазе автотрансформатора хорошо совпадают с результатами, полученными осцил-

логарфическим методом, что показывает сравнение данных табл. 2 и данных рис. 6. В то же время информация, полученная в результате обработки данных ЦРЧР, имеет гораздо большую информативность.

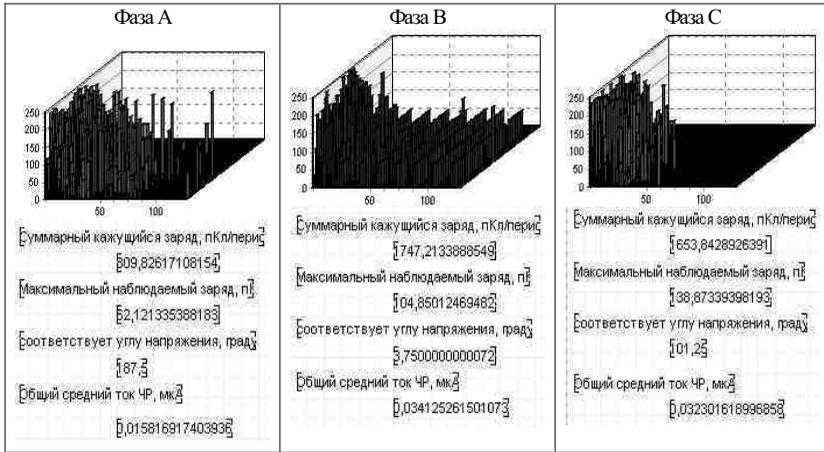


Рис. 6. Трехмерное распределение “n–Q–φ” сигналов ЧР АТ-4

На рис. 7 и 8 представлены результаты измерений ЧР на автотрансформаторах АТ-1 и АТ-2, выполненных на ПС Означенное ХП МЭС Сибири.

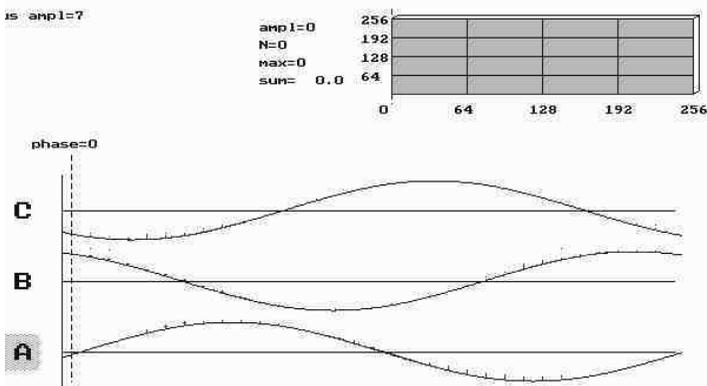


Рис. 7. Основной вид сигналов, зафиксированных ЦРЧР в течение 2^{14} периодов промышленной частоты на стороне 500 кВ АТ-1

В результате сравнения распределений сигналов ЧР по фазовым окнам четко видно, что интенсивность разрядов в изоляции АТ-2 значительно выше, чем на АТ-1. Особенно выделяется фаза С: и амплитуда, и частота появления импульсов выше, чем на других фазах. Предприятию рекомендовано фазу С поставить на учащенный контроль: брать пробы масла из ввода 500 кВ и из бака раз в два-три месяца. При устойчивом росте содержания растворенных газов (водорода, этилена и ацетилена) необходимо вывести АТ (либо ввод, если рост наблюдается в нем) в ремонт.

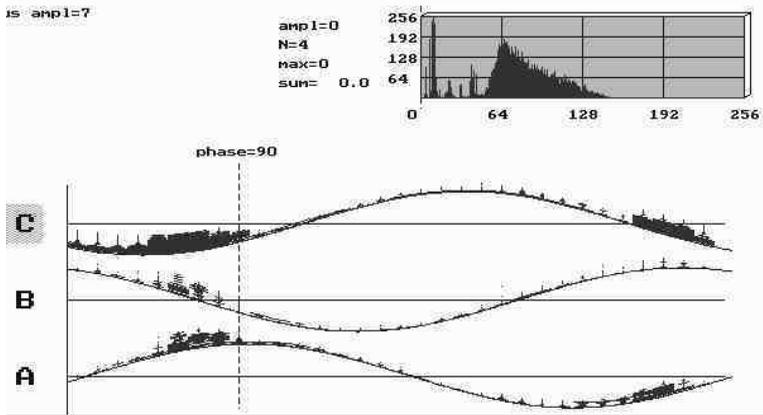


Рис. 8. Основной вид сигналов, зафиксированных ЦРЧР в течение 2^{14} периодов промышленной частоты на стороне 500 кВ АТ-2

Выводы

1. В результате проделанной работы в методологическом плане выявлены основные отличия сигналов ЧР в изоляции масляного оборудования от сигналов помех, в частности короны, которая практически всегда присутствует на ошиновке ПС СВН.
2. Применение метода осциллографирования позволило выявить развивающийся дефект в устройстве РПН, который не мог быть обнаружен другими способами контроля.
3. Использование цифрового регистратора для определения интенсивности ЧР открывает широкие возможности для более точного контроля состояния изоляции трансформаторов, определения вида и локализации дефекта. Кроме того, использование данного вида диагностики наиболее эффективно в сочетании с другими методами (ХАРГ, термография, оптический контроль, СВЧ-диагностика и т.д.)

УДК 621.3.048:681.142.2

Применение математических средств обработки сигналов к анализу частичных разрядов

Голенко О.В., инж.

Объект испытаний. Автотрансформатор АТ-2 типа АТДЦТН - 250000/220/110 - У1, заводской № 145989, дата выпуска - август 1991 г. Объект оснащен устройствами присоединения (УПО) к ПИН вводов 220 и 110 кВ для измерения параметров комплексной проводимости под рабочим напряжением. Сигналы с УПО коаксиальными кабелями передаются на групповые коммутационные сборки КИВ-220 и КИВ-110.

В качестве регистратора частичных разрядов (ЧР) использовался цифровой осциллограф (ЦО) типа PCS-64i фирмы «Velleman». Исследовались попарно измеренные сигналы на ПИН вводов одного класса напряжения, но разных фаз, а также сигналы на ПИН вводов 220 и 110 кВ одной фазы. В процессе регистрации изменялись полярность и уровень запуска развертки, масштабы по осям осциллограмм и т.д. Первоначальный вывод о принадлежности сигнала к короне или ЧР делался на основании критериев, описанных в [1].

Методика анализа. Исходные данные представляют собой числовые результаты измерений, записанные цифровым осциллографом на компьютер согласно методике измерений. Шаг дискретизации ЦО составляет 31,5 нс. Анализ проводился при помощи пакета MATLAB. Использовались два метода обработки сигнала – анализ Фурье и вейвлет-анализ.

Аналізу Фурье подвергались 32 точки числовых данных, что составляет 976,5 нс. Первая точка находится на нулевой линии, остальные принадлежат сигналу. Выбор такого диапазона обусловлен высоким содержанием в сигнале несущей относительно низкой частоты (помеха от ВЧ-связи). Для того чтобы большое значение амплитуды частоты ВЧ-связи не подавляло высокочастотных составляющих сигнала, исследовался только небольшой участок всей протяженности импульса. При анализе по методу Фурье получены (за вычетом постоянной составляющей) 15 значений спектральной плотности мощности (СПМ). Графики СПМ представлены на рис. 1, а и б.

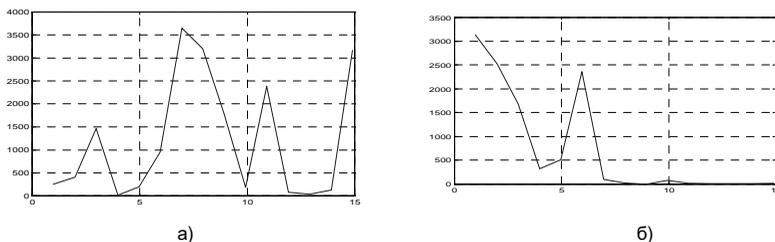
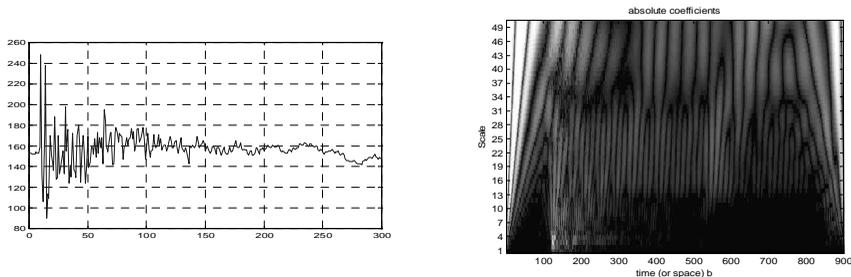


Рис. 1. Графики СПМ сигналов ЧР (а) и короны (б): по оси х отложена частота в МГц, по оси у – амплитуда, о.е.

Вейвлет-анализ проводился на значительно более длинном временном ряде – порядка 900 точек. В качестве материнского вейвлета использовался вейвлет Мейера. Осциллограммы сигналов и картины вейвлет-

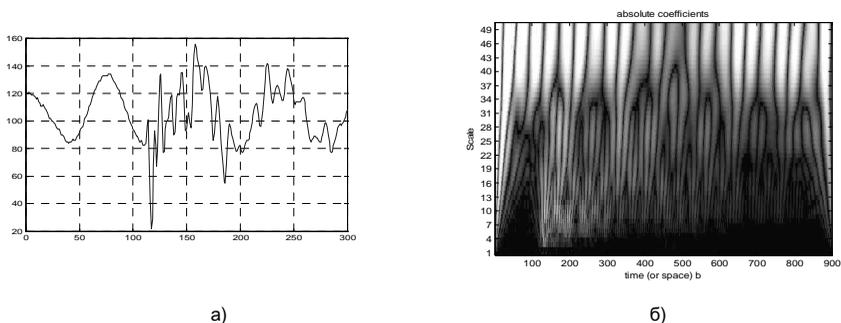


коэффициентов показаны на рис. 2 и 3.

а)

б)

Рис. 2. Осциллограмма (а) и картина вейвлет-коэффициентов (б) сигнала ЧР



а)

б)

Рис. 3. Осциллограмма (а) и картина вейвлет-коэффициентов (б) сигнала короны

Результаты анализа. По полученным частотным спектрам можно сделать следующие выводы:

1) импульсы ЧР имеют характерные спектры Фурье (рис.1). Это объясняется тем, что сигналы ЧР, проходя по обмотке автотрансформатора, приобретают характерный спектральный состав, обусловленный схемой регистрации;

2) у сигналов короны также имеется характерный спектр, хотя и наблюдается некоторый разброс в пиках СПМ. Этот разброс обусловлен достаточно широким диапазоном изменчивости самого исходного сигнала. Впрочем, тут может сказаться и ограниченность полосы частот осциллографа;

3) картины вейвлет-коэффициентов сигнала ЧР и сигнала короны существенно отличаются. Во-первых, сигнал ЧР имеет более высокочастотный спектр – на картине коэффициентов достаточно четко видно наличие со-

ставляющей с масштабом 1 и 2, в то время как на картине коэффициентов короны имеются лишь составляющие с масштабом 4 и выше. Это объясняется более крутым фронтом сигнала – 30 нс у ЧР по сравнению с 70 нс у короны. Во-вторых, длительность колебательного процесса, вызванного короной, больше – сигнал короны затухает примерно к 350-й точке, в то время как сигнал ЧР затухает к 300-й. Это также объясняется большей длительностью самого сигнала, а кроме того, тем, что сигнал ЧР во время регистрации имел более низкую амплитуду.

Для более подробного изучения спектрального состава сигналов ЧР в автотрансформаторах желательнее применять более высокочастотный осциллограф, поскольку практически все различия проявляются в области высоких частот.

Литература

1. **Голенко О.В., Живодерников С.В., Овсянников А.Г.** Регистрация частичных разрядов в действующем оборудовании цифровым осциллографом // Региональный совет специалистов по диагностике электрооборудования при Уралэнерго / Инф. бюллетень № 11. – Екатеринбург. – 1999.

УДК 621. 31. 048

Оценка влияния уплотнительных узлов на характеристики внутренней изоляции силовых трансформаторов сверхвысокого напряжения

*Митькин Ю.А., д-р техн. наук, Баженов О.А., канд. техн. наук,
Вихарев А.В., Аникин Ю. М., инженеры*

На состояние внутренней изоляции трансформаторов большое влияние оказывают уплотнительные узлы, обуславливающие скорости ее увлажнения, а также вытекания трансформаторного масла через уплотнения. Крайне мало работ, в которых обсуждается количественная оценка влияния уплотнений на характеристики изоляции силовых трансформаторов сверхвысокого напряжения. В связи с этим важно разработать методы оценки технического уровня уплотнительных узлов и способы его поддержания в эксплуатации.

В данной статье приводятся результаты исследований, выполненных ИГЭУ совместно с Костромской ГРЭС, по выявлению влияния уплотнительных узлов на эксплуатационные характеристики силовых трансформаторов 500 кВ и разработке количественных методов оценки их технического уровня, определяющих герметичность и маслоплотность уплотнений.

Анализ данных эксплуатации показал, что из-за неудовлетворительного состояния уплотнительных резиновых прокладок наблюдаются случаи вытека-

ния масла из бака трансформатора и вводов, имела место течь масла по кольцевому уплотнению трубной доски в системе охлаждения. Для устранения этого были проведены ремонтные работы. Сохраняется общая тенденция возрастания влажности масла с увеличением времени его эксплуатации. Вместе с тем в определенные периоды времени (1 – 2 года) отмечено существенное возрастание влажности масла, причем наблюдалось ее изменение от 4 до 77 г/т. Аналогичные факты отмечаются и другими авторами [1]. Можно предположить, что одной из причин "внезапного" увлажнения масла может быть снижение технического уровня уплотнительных узлов трансформатора. Эти вопросы требуют специального рассмотрения. В связи с этим для основных видов силовых трансформаторов КГРЭС составлены базы данных по геометрическим параметрам уплотнительных узлов и по высоте слоя трансформаторного масла над уровнем их установки, которая определяет гидростатическое давление масла в уплотнении. Отмечается, что для блочного трансформатора типа ТДЦ -400000/500 высота слоя масла изменяется от 1,7 до 5,7 м.

Оценить качество уплотнений техническими средствами сложно, поэтому разработаны их математические модели. При их выборе в качестве основного параметра, определяющего герметизацию и маслоплотность трансформатора, принята степень сжатия уплотнительной резины. Учтено, что при испытаниях бак трансформатора считается герметичным, если в течение одного часа в результате натекания воздуха давление в баке не превысит нормированной величины (см. таблицу).

Нормы на герметичность бака трансформатора

Класс напряжения, кВ	Остаточное давление, Па	Натекание за 1 час, Па	Примечание
150 – 500	$6,65 \times 10^2$	$6,65 \times 10^2$	РТМ 16.800.723–80
750	2×10^2	$6,65 \times 10^2$	

Функционально в уплотнениях силового герметичного трансформатора имеют место диффузионные и гидродинамические процессы в толще резины и на границах раздела фланец–резина. При стягивании фланцев резина деформируется и частично заполняет каналы между микровыступами на поверхности фланцев, высота которых колеблется в пределах 5-50 мкм. Оставшаяся при этом высота впадины найдена [2] из рассмотрения процесса деформации резины и процессов натекания воздуха в бак трансформатора через микрокапилляры и толщу уплотнительной резины при испытаниях на герметичность:

$$h_k = h \cdot \left(1 - \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{2\mu\varepsilon + \mu^2 \varepsilon^2} \right); \quad (1)$$

$$\frac{231,5h_k^3 (1 + 4p_o h_k)L}{hb p_o} - \frac{V \cdot \mu_B}{\rho_B R T t_h} \cdot \ln \left(\frac{p_o - p_h}{p_o - p_k} \right) + \frac{k_0 \cdot s}{b} = 0, \quad (2)$$

где h – средняя высота микровыступов на поверхности фланцев; μ – коэффициент Пуассона для резины; ε – относительная степень сжатия уплотнительной резины; p_n, p_k, p_o – давления воздуха в баке трансформатора (начальные и конечные) и в окружающей среде; L, b, s, k_0 – периметр, ширина, площадь боковой поверхности и коэффициент газопроницаемости уплотнительной резины; V – объем воздуха в баке; μ_v, ρ_v, T – молекулярный вес, плотность и температура воздуха; t_n – время натекания воздуха в бак.

Совместное решение уравнений (1) и (2) позволяет найти необходимую степень сжатия уплотнительной резины для заданных условий на герметизацию бака трансформатора. Результаты расчёта показывают, что для обеспечения заданной степени герметичности бака трансформатора (см. таблицу) необходимо обеспечить сжатие уплотнительной резины на 30-35 %, что соответствует средним данным эксплуатации. Вместе с тем отмечается, что большое влияние на необходимую по условиям герметизации трансформатора степень сжатия уплотнительной резины оказывает объем бака трансформатора, который, в свою очередь, зависит от мощности силового трансформатора, что не учитывается существующими техническими условиями (см. таблицу). В силу этого трансформаторы в эксплуатации по герметичности работают при различных условиях, заложенных еще на стадии их изготовления.

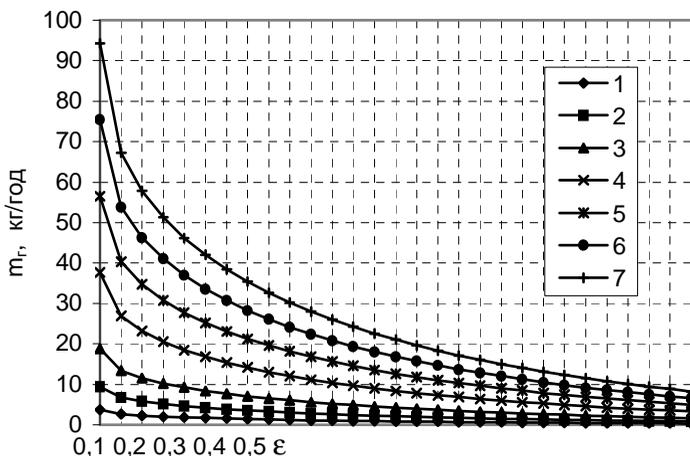
В рабочем режиме бак трансформатора заполнен трансформаторным маслом, которое не должно вытекать, в том числе и через уплотнительные узлы. Для оценки технического состояния силовых трансформаторов по данному требованию нормами предусмотрено испытание трансформаторов избыточным давлением газа 10 кПа в надмасляном пространстве. Данное испытание позволяет выявить наличие грубых дефектов в баке трансформатора и уплотнительной резине. Вместе с тем для оценки технического состояния силовых трансформаторов важно выявить влияние уплотнения на возможность проникновения трансформаторного масла через микрокапилляры на границе раздела фланец–резина. Экспериментальные методы решения поставленных задач также сопряжены с большими техническими трудностями, поэтому выбран метод математического моделирования основных процессов в микрокапиллярах уплотнений.

При определении расхода масла, вытекающего через все капилляры за один год, лучшее соответствие с реальными условиями дает расчетная модель течения масла в капиллярах, отражающая гидродинамические процессы фильтрации жидкости через пористые среды [3]. С учетом этого найдено выражение для определения расхода масла через уплотнение за год

$$m_r = 1,36 \cdot 10^{-5} \cdot \pi \sqrt{3} \frac{L h_k^4 \rho (h_m \rho g + P_r) \cdot \tau_r}{h \eta b}, \quad (3)$$

где ρ, η – плотность и вязкость трансформаторного масла; h_m – высота слоя трансформаторного масла на уровне расположения уплотнения; g – ускорение свободного падения; P_r – давление газа в надмасляном пространстве.

На рисунке представлены данные расчёта расхода трансформаторного масла, проникающего через уплотнение бака трансформатора за один год в зависимости от степени сжатия уплотнительной резины для различной высоты слоя масла над уровнем уплотнения.



Зависимость расхода трансформаторного масла через уплотнение за один год от степени сжатия резины для различной высоты слоя масла над уровнем уплотнения:

1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 — для h_m соответственно 0,2; 0,5; 1; 2; 3; 4; 5 м

Из рисунка следует, что при степени сжатия уплотнительной резины в 30 % расход масла из бака трансформатора изменяется от 0,79 кг ($h_m = 0,2$ м) до 19,65 кг ($h_m = 5$ м) за один год. Отмечается, что при испытаниях бака трансформатора на маслоплотность в большинстве случаев имеет место превышение гидростатического давления слоя масла над специально создаваемым избыточным давлением газа в 10 кПа. При высоте слоя в 2 м это превышение составляет 1,73, а далее возрастает с увеличением высоты слоя масла. Это соотношение определяется номинальным высшим напряжением и конструкцией трансформатора. Фактически следовало бы предусматривать такие испытания при избыточных давлениях газа, установленных с учётом класса напряжения и конструкции трансформатора.

Выводы

1. По данным эксплуатации силовых трансформаторов КГРЭС отмечаются случаи нарушения герметичности и маслоплотности трансформаторного оборудования из-за неудовлетворительного состояния уплотнительных резиновых прокладок, что приводит к вытеканию трансформаторного масла из бака трансформатора и вводов и ухудшению характеристик внутренней электрической изоляции. По мере увеличения времени эксплуатации трансформаторов в определенные периоды времени

наблюдается существенное возрастание влажности масла, превышающее в ряде случаев нормированные значения. Можно предположить, что одной из причин "внезапного" увлажнения масла может быть временное снижение степени герметизации бака трансформатора.

2. Разработаны математические модели уплотнительных узлов высоковольтных силовых трансформаторов по условиям их герметизации и маслоплотности. Полученные расчетные соотношения показывают, что при выборе степени деформации уплотнительной резины, обеспечивающей необходимые герметизацию и маслоплотность трансформатора, необходимо учитывать его мощность, номинальное высшее напряжение и особенности конструкции.

3. В дальнейшем важно уточнить исходные параметры для конкретного трансформатора, разработать общую методику расчета уплотнений, включающую в себя более точный учет эксплуатационных факторов.

Литература

1. **Соколов В.В.** Актуальные задачи развития методов и средств диагностики трансформаторного оборудования под напряжением // Изв. РАН. Энергетика. – 1997. – №1. – С. 155 – 168.
2. **Высоковольтные** техника и электротехнология: Межвуз. сб. науч. тр., вып. 1 / Иван. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 1997. – 132 с.
3. **Митькин Ю.А., Шишкова И.Е., Кромова Н.А.** Прогнозирование характеристик тонкослойной электрической изоляции методами математического моделирования // Энергетическое строительство. - 1994.– № 1.

УДК 621.31.002.51.004.67

Определение оптимальных межремонтных периодов электрооборудования подстанций

Назарычев А. Н., канд. техн. наук, Исаченков В. В., инж.

Надёжная и экономичная работа энергосистем в значительной степени определяется правильной организацией ремонтов электрооборудования (ЭО) подстанций. Частые ремонты ЭО снижают количество повреждений, но при этом увеличиваются эксплуатационные затраты. Напротив, неоправданное увеличение межремонтного периода хотя и приводит к уменьшению эксплуатационных расходов, но при этом увеличивается частота отказов с соответствующими затратами на аварийные ремонты. Поэтому при назначении сроков вывода оборудования в капитальные ремонты необходимо учитывать фактическое состояние ЭО по результатам технической диагностики (ТД). В этой связи проблема определения рациональных межремонтных периодов ЭО привлекает всё большее внимание, т.к. является достаточно сложной оптимизационной задачей, требующей учёта многих факторов эксплуатации современных энергосистем.

Рассмотрим подход к решению данной задачи – определения оптимальной продолжительности межремонтного периода ЭО подстанций. В основу предлагаемого подхода положены следующие принципы:

а) ЭО подвергается в процессе эксплуатации периодическому плановому техническому обслуживанию (ТО), совместно с которым в процессе эксплуатации производится ТД;

б) по результатам ТД принимается решение о целесообразности проведения планово - предупредительных ремонтов (ППР);

в) если произошёл отказ, то проводится послеаварийный ремонт (АР).

В качестве критерия оптимизации выбран минимум средних суммарных удельных затрат на эксплуатацию ЭО. Средние суммарные удельные затраты $Z(T)$ при реализации стратегии ремонтов по указанным принципам учитывают эксплуатационную надежность ЭО и в общем случае определяются следующими тремя составляющими:

1) средними удельными затратами на проведение ТО и ТД: $Z_{\text{тод}} \cdot \frac{P}{T}$, где P – эксплуатационная вероятность безотказной работы (ЭВБР), корректируемая по результатам ТД, T – период эксплуатации (наработка), вычисляются затраты и оптимальная периодичность ремонтов;

2) средними удельными затратами на проведение ППР: $Z_p \cdot \frac{P}{T}$;

3) средними удельными затратами на проведение АР, обусловленных отказами и равными $Z_{\text{на}} \cdot \lambda$, где λ – интенсивность отказов, 1/год.

Таким образом получаем:

$$Z(T) = Z_{\text{тод}} \cdot \frac{P}{T} + Z_p \cdot \frac{P}{T} + Z_{\text{на}} \cdot \lambda . \quad (1)$$

Решения о необходимости ремонта ЭО принимается с учетом результатов ТД. Считается, что вероятность того, что по результатам ТД назначается ремонт, равна q и вероятность того, что ремонт не назначается, равна f . При этом q и f составляют полную группу событий, т. е. $q + f = 1$. Тогда часть затрат на ТО, диагностирование и предупредительный ремонт с учетом этих вероятностей будет определяться выражением

$$Z(T) = f \cdot Z_{\text{тод}} \cdot \frac{P}{T} + (1-f) \cdot Z_p \cdot \frac{P}{T} . \quad (2)$$

Часть затрат, обусловленная повреждениями ЭО, определяется из предположения, что за время T могут возникнуть n отказов, вызванных двумя группами причин. Первая группа причин обусловлена факторами, которые, в принципе, можно прогнозировать и выявлять с помощью средств ТД. Число отказов этой группы причин определяет так называемую базисную интенсивность отказов λ_b , 1/год. Для ЭО величина λ_b является величиной постоянной и определяется на основе анализа статистики повреждаемости большого числа единиц ЭО для среднего значения межремонтного периода.

Реализация стратегии ремонтов по результатам ТД предполагает изменение межремонтного периода в широком диапазоне. Поэтому определение λ должно вестись с учётом влияния изменяющегося межремонтного срока. Такая функция для ЭО выражается зависимостью

$$\lambda = \lambda_0 \cdot T^2. \quad (3)$$

Вторая группа причин повреждений обусловлена внезапными факторами, прогнозировать изменение которых при назначении периодичности проведения ремонтов не представляется возможным. К ним можно отнести, например, ошибки персонала, ложное действие защиты, стихийные бедствия и т. п. Число повреждений от этих причин определяет переменную составляющую интенсивности отказов λ_1 , 1/год. При этом величину λ можно записать как $\lambda = \lambda_0 + \lambda_1 T$. Тогда затраты, связанные с отказами, выражаются равенством

$$Z_2(T) = (1-f) \cdot \lambda \cdot Z_{na} + f \cdot \lambda_1 T \cdot Z_{na} = [\lambda - \lambda_0 \cdot f] \cdot Z_{na}. \quad (4)$$

Средние удельные суммарные затраты $Z(T)$ с учетом (2), (3), (4) будут равны:

$$Z(T) = Z_1(T) + Z_2(T) = f \cdot Z_{mod} \cdot P/T + (1-f) \cdot Z_p \cdot P/T + (\lambda_0 \cdot T^2 - \lambda_0 \cdot f) \cdot Z_{na}. \quad (5)$$

Выражение (5) в значительной мере определяется величиной f - вероятностью того, что по результатам ТД ремонт не назначается. Если $f = 0$, то выражение (5) характеризует эксплуатацию ЭО при планово-предупредительной стратегии. Если $f = 1$, то выражение (5) характеризует затраты на эксплуатацию ЭО, выполняемую при стратегии по отказам. Стратегия ремонтного обслуживания ЭО, учитывающая в той или иной степени результаты ТД, определяется выражением (5), в котором область изменения f будет ограничиваться пределами $0 < f < 1$.

Для определения оптимальной периодичности ремонтов продифференцируем уравнение (5) относительно T и решим его для $dZ(T)/dT = 0$. В результате получим

$$Z = Z_{mod} \cdot P/T + Z_p \cdot P/T + Z_{na} \cdot \lambda. \quad (6)$$

Подставляя в выражение (6) конкретные данные, можно получить для ЭО оптимальные межремонтные периоды с учетом результатов ТД и всех влияющих факторов. Для этого предварительно уточняются величины, входящие в выражение (6):

$$Z_{mod} = \tau_{mod} \cdot S_{mod} \cdot K_S; \quad (7)$$

$$Z_p = \tau_p \cdot S_p \cdot K_S + V_p; \quad (8)$$

$$Z_{na} = \tau_{na} \cdot S_{na} \cdot K_s + V_{na}; \quad (9)$$

$$\lambda_0 = \lambda / T^2 = n / (M \cdot T^2); \quad (10)$$

$$P(T) = \exp(-T \cdot \lambda_{\sigma} \cdot R) = \exp(-n \cdot R_{\phi L} / (M \cdot T \cdot R_{\phi L})). \quad (11)$$

где τ_{mod} , τ_p , $\tau_{па}$ – время в часах, требуемое для ТО, ТД, ППР и АР соответственно; S_{mod} , S_p , $S_{па}$ – средняя заработная плата, соответственно на ТО, ТД, ППР и АР; K_s – коэффициент, характеризующий различные начисления на заработную плату; V_p и $V_{па}$ – затраты, связанные с ППР и АР, включающие ущерб от простоя ЭО в ремонте и среднюю стоимость замененных деталей; M – количество единиц однотипного ЭО; n – среднее число отказов в год при эксплуатации M единиц ЭО; $R^* = R_{\phi L} / R_H$ – относительное изменение ресурса ЭО в случае эксплуатации его при L -х условиях и режимах работы; R_H – ресурс ЭО в случае эксплуатации его при расчетных нормативных условиях; $R_{\phi L}$ – фактический остаточный ресурс ЭО в случае эксплуатации его при L -х условиях и режимах работы, определяемый по результатам контроля режимов работы ЭО с помощью специализированных устройств ТД.

Равенства (7) – (11) расширяют базисные составляющие уравнения (6) за счёт учёта всех влияющих затрат и факторов. Подставляя эти выражения в уравнение (6), получим формулу, которая и используется для практических расчетов оптимальной величины межремонтного периода:

$$T_{opt} = \sqrt[3]{\frac{M \cdot T^2 \cdot [f \cdot \tau_{mod} \cdot S_{mod} \cdot K_s + (1-f) \cdot (\tau_p \cdot S_p \cdot K_p + V_p)] \cdot P}{2 \cdot (\tau_{па} \cdot S_{па} \cdot K_{па} + V_{па})}}. \quad (12)$$

Вычисления, выполненные для ЭО подстанций по формулам (6), (12), при различных величинах f , λ , P и приведённых, фиксированных значениях затрат, приведены на рис.1, 2.

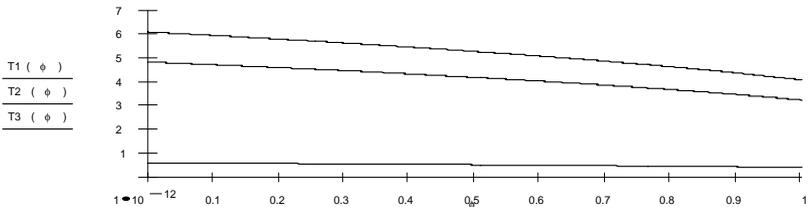


Рис. 1 Зависимость $T_{opt}(f)$ для разъединителей при $\lambda = 0.005$ 1/год; T1 – при $p = 0,9999$; T2 – при $p = 0,5$; T3 – при $p = 0,001$

Расчёт межремонтного периода, выполненный на ЭВМ, достаточно прост, однако сбор необходимых исходных данных для ввода в формулы требует значительных усилий.

Таким образом, полученные выражения определения оптимальных межремонтных периодов учитывают результаты ТД, наработку ЭО, характер и частоту отказов. Точность определения величины T_{opt} зависит от количества учитываемых факторов в целевой функции и достоверности исходных данных.

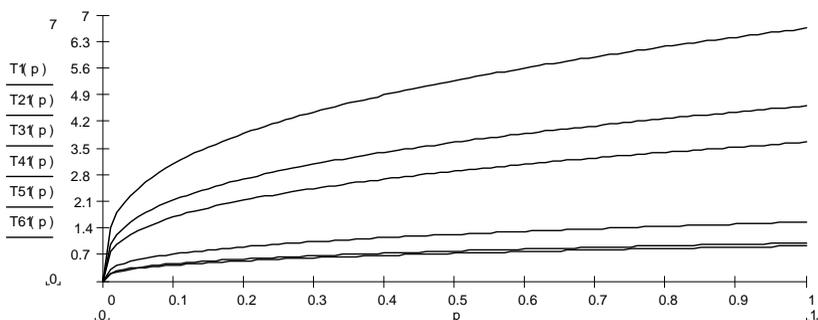


Рис. 2. Зависимость $T(p)$ для различных видов ЭО 500 кВ при $\lambda = const$: T11 – разъединители $\lambda = 0,0005$ 1/год; T21 – секции шин на присоединение $\lambda = 0,003$ 1/год; T31 – трансформаторы на фазу $\lambda = 0,038$ 1/год; T41 – реакторы $\lambda = 0,175$ 1/год; T51 – выключатели $\lambda = 0,139$ 1/год; T61 – воздушные линии на 1 км $\lambda = 0,0015$ 1/год

УДК 621.311.1

Обзор материалов ИК 23 «Подстанции» на сессии СИГРЭ

*Дикой В.П., Коробков Н.М., кандидаты техн. наук,
Овсянников А.Г., д-р техн. наук*

На 38-й сессии СИГРЭ в 23-м комитете «Подстанции» (ПС) обсуждались доклады по двум темам, увязанными с либерализацией рынка:

1. Влияние стратегии минимального срока службы на функциональные возможности, концепции проектирования и технические решения ПС;

2. Новые требования к ПС электростанций, рассматриваемые в контексте дерегулирования. Взаимодействие между диспетчерами энергосистем и владельцами электростанций. Специальные требования к компонентам электрического оборудования электростанций.

Восемь докладов по теме 1 подчеркивают важность новых технических решений ПС для снижения стоимости, отнесенной к сроку службы (С/СС). Стратегия «С/СС» становится все более важной в новой обстановке деловых отношений между предприятиями - поставщиками электроэнергетики и владель-

цами сетей. Производители оборудования быстро реагируют на это введение новых концепций строительства ПС. Основная часть докладов по теме 1 была представлена производителями оборудования.

По теме 2 был представлен только один доклад, т.е. выбранная тема не является определяющей для диспетчерских служб и владельцев действующих станций. Тем не менее новые оптимизированные решения будут входить в проекты электрической части новых станций, чтобы обеспечить максимальную надежность при наименьшем отношении «С/СС».

Обзор докладов по предпочтительной теме 1. Либерализация рынка электроэнергии требует новой стратегии инвестирования для замены или восстановления изношенного оборудования. Управление «С/СС» в сетях – это основной элемент такой стратегии. В докладах обсуждались три подхода к новым концепциям и оптимальному техническому обеспечению ПС для минимизации «С/СС»:

- минимизация «С/СС» с использованием концепции функциональной спецификации (методологический подход изложен в докладе 23-101);
- группирование по функциональным признакам отдельных видов оборудования (модульный подход обсуждается в 23-102, 23-103 и 23-105);
- глубоко интегрированные распределительные устройства (технологический подход, доклады 23-104, 23-107 и 23-108).

Большое разнообразие технических решений предопределяет и широкий диапазон их применения. Оно также отражает различные ситуации в части окружающей ПС среды: новые зеленые зоны (23-104), плотно заселенные городские районы (23-107) или сельские районы с ПС СВН (23-106).

В докладе 23-101 вводится процедура технико-экономической оценки проектов ПС. В ней использован критерий «оптимального решения», включающего технические параметры (схема ПС, надежность компонентов и т.д.) и «С/СС». Так как ПС являются частью электрической сети, главными в процессе оптимизации являются аспекты интегрирования с энергосистемой.

Процесс дерегуляции в энергетике привел к созданию новых структур. Созданы компании по транспорту электрической энергии регионального или национального масштаба. Это может привести к изменению права собственности на ПС и изменениям в работе сети (23-101, 23-104).

Пропускная способность ПС определяется, главным образом, схемой сети, количеством и типом используемого оборудования. Авторы доклада 23-102 сравнивали различные конфигурации ПС с обычным оборудованием, а также с многофункциональным оборудованием: выключательными модулями и разъединителями – выключателями. Концепции модульных ПС (23-103 и 23-105) базируются на традиционных видах оборудования и существующих технологиях (ОРУ и КРУЭ). Многофункциональные модули состоят из предварительно собранных элементов силового оборудования (выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы) с хорошо организованными связями с вторичными цепями. Высокая степень стандартизации приводит к значительной экономии затрат на проектирование, снижает трудоемкость при строительстве и наладке оборудования.

Глубоко интегрированные РУ являются гибридным решением, объединяющим достоинства ОРУ и КРУЭ. Газоизолированные первичные цепи

включают в себя выключатель и разъединитель, а также датчики тока и напряжения (или газоизолированные трансформаторы тока и напряжения). Современные схемы цифровой защиты и управления с развитыми диагностическими функциями обеспечивают полную интеграцию в систему вторичных цепей. Эта концепция может быть применена как для новых открытых мест застройки, так и для действующих ПС со стесненными условиями размещения оборудования.

Доклады 23-104 и 23-108 описывают две разных конструкции глубоко интегрированных РУ и их применение на ПС 275 и 145 кВ соответственно. Сравнение стоимостных показателей показало, что новые технологии приводят к удорожанию оборудования. Однако это в значительной мере компенсируется снижением затрат на строительство и наладку. Дополнительно к этой экономии необходимо добавить экономию на эксплуатационные расходы. Все это приводит к значительной меньшей величине отношения «С/СС» по сравнению с традиционными ОРУ.

В докладе 23-107 показано, что «С/СС» ГИС значительно ниже, чем у ОРУ с теми же характеристиками. Дальнейшее снижение «С/СС» ГИС возможно при систематическом использовании диагностической аппаратуры.

Увеличение срока службы оборудования играет значительную роль в свободном рынке с ограниченными инвестициями. Анализ «С/СС», выполненный для обычных ОРУ (23-106) и для ГИС (23-107), однозначно доказывает решающую роль выбора стратегии обслуживания по состоянию с применением диагностических средств при оптимизации срока службы. Вложение инвестиций в диагностику, например в системы мониторинга состояния изоляции, – это инновационная концепция, обеспечивающая увеличение надежности и значительное снижение «С/СС» старых и новых ПС.

Обзор докладов по предпочтительной теме 2. Формальное требование свободного рынка подразумевает независимость производства, передачи и распределения энергии. В свою очередь, это требует четкого разделения границ участия и ответственности сторон. В условиях конкуренции свободного рынка инвесторы заинтересованы в быстром возврате потраченных средств. Поэтому строительству станций с низкими уровнями требуемых инвестиций, в частности газотурбинным станциям, отдается предпочтение.

В докладе 23-201 обсуждается большая часть аспектов электрической части станций, связанных со свободным рынком. Для того чтобы облегчить оперативную эксплуатацию и лучше защитить оборудование, в большинство современных схем между генератором и повышающим трансформатором вводятся выключатели. В большинстве случаев на стороне высшего напряжения применяются ГИС и однолинейная схема с двумя системами шин и полуторными выключателями.

Совместное заседание исследовательских комитетов 23/39. Тема: «Прогрессивные методы эксплуатации и обслуживания с применением интегрированных систем информации и контроля. Новые подходы в качественном управлении, связанные с подстанциями (например, восстановление, реновация, повышенное использование)».

Качественное управление предполагает: качественные измерения; ценные и конфиденциальные данные и информацию; роль центров управления и

связи с действующими объектами. На рассмотрение комитетов поступили 10 докладов, охватывающих три направления:

- увеличение объема информации и новаторские методы управления ею;
- оптимизация управления на основе новых информационных технологий;
- эффективность управления нагрузкой и использования оборудования.

Качественное управление отдельной компанией базируется на точном учете продаж и покупок, что подразумевает точные измерения перетоков энергии. Доклад 23/39-01 касается вопроса об учете энергии и исправлении следствий погрешности измерений. Показано, что погрешности учета можно свести к минимуму на основе статистического анализа. Вероятно, принята система поверки и подстройки счетчиков «по состоянию». Неясно, как осуществляется профилактическая подстройка счетчиков. Каким образом тарифицирующее программное обеспечение, находящееся в центре управления, может компенсировать систематическую погрешность счетчиков на местах?

Успех любой компании зависит от объявленной цены предложения. В докладе 23/39-02 собран широкий диапазон факторов, подлежащих учету при заключении нового контракта. Любой новый трансферт не может рассматриваться сам по себе, т.к. новая операция по транспорту энергии может повлиять на экономичность и надежность передачи и затронуть, таким образом, других потребителей. Необходимо учитывать всю информацию при подобных расчетах. В условиях рынка такая оценка должна быть быстрой и надежной. Большое число влияющих факторов не позволяет проводить детальный анализ в каждом случае. Поэтому необходимо заготовить заранее приемлемый сценарий. Процесс решения должен поддерживаться алгоритмами программного обеспечения и искусственного интеллекта.

Авторы доклада 23/39-05 пришли к выводу о том, что сбор информации и оценка должны поручаться специальной службе новых организаций, лицензированных как Дилеры Технической Информации. Такие экспертные команды могут владеть информацией, сохраняя конфиденциальность и обеспечивая только синтетические выводы, не раскрывающие отдельные источники и специфические данные.

Имеющаяся информация бывает трудно доступной даже в той фирме, где она была рождена. Запутанные сложные процедуры ее получения могут отбить желание персонала использовать всю информацию, для того чтобы добиться наилучшего результата своей деятельности. В случаях, приведенных в (23/39-04), для доступа к информации использовались возможности интернета. Описаны три попытки с положительным итогом.

Как установлено в докладе 23/39-06, только Интегрированная Концепция Управления, охватывающая проектирование, строительство и эксплуатацию, может существенно снизить затраты предприятия. Когда рост потребления невелик, балансом между новыми инвестициями и эксплуатацией оборудования можно эффективно управлять на основе централизованного поддержания надежности. Централизованное поддержание надежности объединя-

ет методы обслуживания по состоянию с индивидуальной ролью каждой части оборудования электрической сети. Анализ риска может дать хорошие результаты, если он опирается на надежную информацию о состоянии оборудования. Общая статистика может ввести в заблуждение.

В докладе 23/39-07 обсуждаются три категории риска, относящиеся к управлению. Дополнительно к риску, связанному с задержкой обслуживания или работы с поврежденным оборудованием, обсуждается также риск от снижения мощности или потери гибкости управления при отказе оборудования. Дана информация о правилах расчетов риска.

В докладе 23/39-10 дается анализ степени риска и экономии на вспомогательных работах. Приведены две модели решений. Обычно вспомогательное обслуживание нового оборудования экономически эффективно. С оборудованием, которое все еще надежно и обладает достаточной мощностью, но уже не очень широко используется, могут возникнуть серьезные проблемы. Поставщики могут прекратить поставку такого оборудования, и если собственник не имеет опытного персонала, то оборудование придется менять, хотя его свойства все еще удовлетворительные. Рабочей группой JWG 23/39-14 готовится руководство по принятию решений в таких случаях.

В докладе 23/39-08 описана система мониторинга с усовершенствованными датчиками. Система контролирует работу выключателей и разъединителей, плотность газа в непрерывном режиме, а полученные данные поступают в иерархическую систему обработки. В докладах 23/39-01, 23/39-04 и 23/39-08 упоминаются различные параметры, подлежащие мониторинговому контролю и обработке данных.

Недавно в СИГРЭ прошла презентация различных типов мобильного оборудования. В докладе 23/39-03 описана мобильная конденсаторная батарея, предназначенная для повышения пропускной способности ВЛ. В 23/39-09 приведено революционное решение проблемы покрытия ежедневных пиковых нагрузок за счет запасаемой энергии. В распределительной ПС была использована натрий –сульфатная аккумуляторная батарея. Она выдавала мощность 6 МВт в течение 6 часов. Стоимость опытной установки оказалась в три раза больше по сравнению с ГАЭС, но она продемонстрировала большую эффективность. При серийном выпуске стоимости будут одинаковыми.

УДК 621.311

Технологический алгоритм контроля силовых кабелей собственных нужд подстанций

Рассказчиков А.В., Калачева О.Н., кандидаты техн. наук

Состояние силового кабеля зависит от режимов работы. Основными факторами влияния на старение изоляции силового кабеля являются электрические и тепловые воздействия.

Электрическое поле практически постоянно по величине, т. к. колебания напряжения питания незначительны. Старение изоляции кабелей от электрического поля будет происходить с постоянной интенсивностью и практически определяется временем нахождения кабеля под напряжением. Следовательно, не требуется контролировать и рассчитывать электрическое старение изоляции кабеля, если он не подвергается частым перенапряжениям и не установлены ограничители перенапряжений.

Старение изоляции от теплового воздействия происходит в стационарных режимах и при коротких замыканиях. Если нагрузка на кабель не превышает допустимой величины, то тепловое старение изоляции происходит в срок службы. Во время коротких замыканий температура изоляции значительно превышает длительно допустимое значение. Происходит резкое тепловое старение изоляции. Чем больше тепловой импульс, тем значительнее тепловое воздействие на изоляцию.

В технологическом алгоритме определяется состояние изоляции кабеля в зависимости от предшествующего режима и теплового импульса при коротком замыкании.

Технологический алгоритм предназначен для контроля силовых кабелей напряжением до 1 кВ и выше [1].

Состояние кабеля и возможность его дальнейшей эксплуатации оценивается по температуре нагрева за время протекания тока короткого замыкания.

Входной информацией алгоритма в блоке 1 является ток I и температура окружающей среды $\theta_{окр}$ (см. рисунок).

Контроль тока производится в нагруженном режиме работы и при коротком замыкании. Время ввода значений тока Δt должно быть не менее чем в сто раз меньше минимального времени отключения тока короткого замыкания.

Ток нагрузки кабеля может быть получен с преобразователей тока (0÷5 мА). Преобразователи тока обеспечивают диапазон измерения от нуля до 1,2 номинального значения тока. Во время короткого замыкания измерение тока производится только непосредственно с трансформатора тока для задач контроля кабеля, трансформатора, выключателя и релейной защиты присоединений.

Температура окружающей среды должна измеряться или вводиться ее среднее значение.

В блоке 2 сравнивается текущее значение тока I с длительно допустимым $I_{\partial\partial}$. Значение тока $I_{\partial\partial}$ берется из нормативно-справочной информации. Во время короткого замыкания условие в блоке 2 выполняется.

В блоке 3 ключ КЗ переключается в состояние 1. С помощью ключа КЗ однократно рассчитывается температура нагрева за время тока короткого замыкания.

В блоке 4 присваивается току $I_{кзи}$ текущее значение I , которое необходимо для расчета теплового импульса.

В блоке 5 определяется время протекания тока короткого замыкания $I_{кзи}$.

В блоке 6 после снижения тока I до нормативной величины или его отключения проверяется состояние ключа КЗ. После короткого замыкания $KЗ = 1$.

В блоке 7 рассчитывается величина теплового импульса $V_{тер}$. Эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей $T_{аэ}$ тока короткого замыкания $I_{од}$ берется из нормативно-справочной информации.

В блоке 8 рассчитывается коэффициент K . Величина " b " берется из нормативно-справочной информации.

В блоке 9 рассчитывается конечная температура нагрева кабеля Θ_{ki} за время протекания i -го тока короткого замыкания. Коэффициент a берется из нормативно-справочной информации.

В блоке 10 измеряется величина индекса счетчика i .

В блоке 11 переключается специальный параметр в нулевое состояние.

В блоке 12 сравнивается расчетное значение Θ_{ki} с величиной $\Theta_{доп1}$. Если условие выполняется, то нагрев кабеля незначителен и ограничивает эксплуатацию кабеля. Величина $\Theta_{доп1}$ берется из нормативно-справочной информации.

В блоке 13 сравнивается расчетное значение Θ_{ki} с величиной $\Theta_{доп2}$.

Если условие выполняется, то в блоке 15 выдается сообщение 1 о допустимости дальнейшей эксплуатации кабеля.

Если условие не выполняется, то выдается сообщение 2 о недопустимости дальнейшей эксплуатации кабеля.

В блоке 16 рассчитывается начальная температура жилы кабеля до короткого замыкания, $\Theta_{од}$ – длительно допустимая температура, берется из нормативно-справочной информации.

В блоке 17 представлена выходная информация.

Диалог с пользователем предусматривается в виде сообщений после коротких замыканий. Возможен вывод на печать баз данных массивов выходной информации по запросу пользователя.

Объем информации включает массивы величин и времени протекания токов короткого замыкания, температуры нагрева кабелей после всех коротких замыканий, включая и короткие замыкания с небольшой величиной тока при повреждениях через переходное сопротивление.

В технологическом алгоритме использованы следующие параметры, величины и коэффициенты:

I – действующее значение тока кабеля, А;

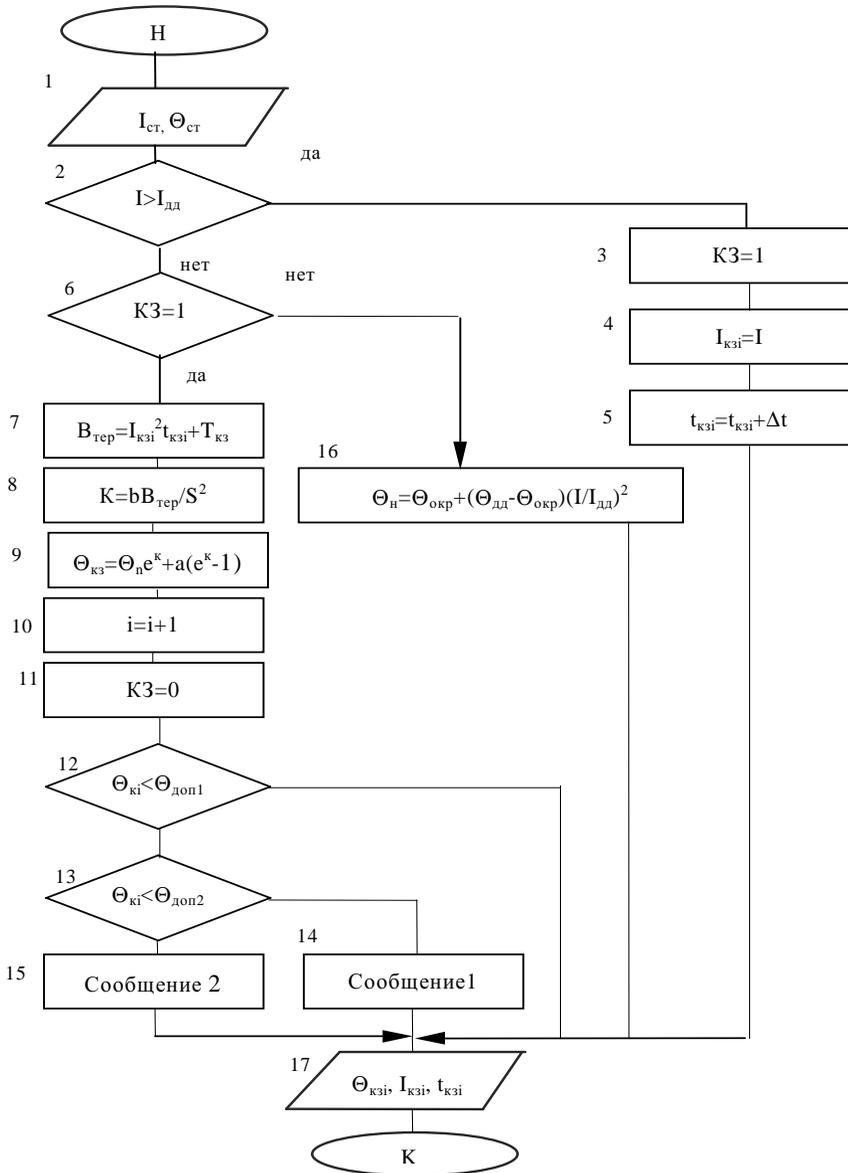
$\Theta_{окр}$ – температура окружающей среды в месте прокладки кабеля, $^{\circ}\text{C}$;

$t_{кзи}$ – время протекания i -го тока короткого замыкания, с;

$I_{од}$ – длительно допустимый ток, А;

$T_{аэ}$ – эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания от удаленных источников, равная 0,1 с для сети 6 кВ и 0,02 с для сети 0,4 кВ;

Технологический алгоритм контроля силовых кабелей
собственных нужд подстанций



Технологический алгоритм контроля кабеля

a – величина, обратная температурному коэффициенту электрического сопротивления при 0°C , равная 228°C ;

b – постоянная, характеризующая теплофизические характеристики материала жилы, равная для алюминия $45,65 \text{ мм}^4/\text{кА}^2 \text{ с}$) и для меди $19,58 \text{ мм}^4/\text{кА}^2 \text{ с}$;

$\theta_{доп1}$ – допустимая величина нагрева кабеля при протекании тока короткого замыкания, $^{\circ}\text{C}$;

$\theta_{доп2}$ – допустимая величина нагрева кабеля при протекании тока короткого замыкания, $^{\circ}\text{C}$;

$\theta_{дд}$ – длительно допустимая температура жилы, $^{\circ}\text{C}$, равная для кабелей с пропитанной бумажной изоляцией на напряжение 1 кВ – 80°C , 6 кВ – 65°C и 10 кВ – 60°C , для кабелей с пластмассовой изоляцией – 70°C и для кабелей с изоляцией из вулканизированного полиэтилена – 90°C ;

$KЗ$ – контроль однократности расчета температуры нагрева за время протекания тока короткого замыкания. Дискретный параметр принимает значение 0 и 1;

I – индекс массивов токов короткого замыкания и времени протекания токов короткого замыкания;

$V_{тер}$ – тепловой импульс от тока короткого замыкания, $\text{кА}^2\text{с}$;

K – коэффициент;

$\theta_{к1}$ – температура жилы кабеля в конце короткого замыкания, $^{\circ}\text{C}$;

$\theta_{к1}$ – начальная температура жилы кабеля до короткого замыкания, $^{\circ}\text{C}$.

Выводы

Величина тока короткого замыкания зависит от режима работы сети, от места возникновения повреждения, от вида короткого замыкания – двухфазное или трехфазное, металлическое или через переходное сопротивление.

Время протекания тока короткого замыкания определяется срабатыванием основной или резервной защиты отходящего кабеля, ввода, временем отключения автоматического выключателя при напряжении 0,4 кВ. Технологический алгоритм контроля силового кабеля напряжением до 10 кВ позволяет реально оценить его состояние после каждого короткого замыкания с учетом измеренной величины тока короткого замыкания и времени его протекания.

Литература

1. **Циркуляр № Ц-02-98(Э)**. О проверке кабелей на невозгорание при действии тока короткого замыкания. РАО "ЕЭС России". Департамент стратегии развития и научно-технической политики. Дирекция по научно-технической политике. 16.03.98.

УДК 621.316.542

Алгоритм определения вида коммутаций выключателей КРУ для их компьютерного учета

Калачева О.Н., Рассказчиков А.В., кандидаты техн. наук

При решении вопроса планирования ремонтов выключателей эксплуатационному персоналу, обслуживающему распределительные устройства подстанций, необходимо иметь представление о выработанном механическом и коммутационном ресурсе выключателей. Выработанный ресурс зависит как от нормируемых для каждого типа выключателей значений механического и коммутационного ресурса, так и от количества произведенных выключателем операций. Термин «операция», используемый ниже, подразумевает любое изменение положения контактов выключателя, производимое «под током» и «без тока», например в испытательном положении тележки КРУ. Коммутацией выключателя считается отключение и включение выключателя «под током».

Нормативные данные по ресурсу выключателей, приводимые заводами-изготовителями в каталогах и инструкциях по эксплуатации для различных типов выключателей, не отличаются единообразием. Для большинства выключателей имеются данные о допустимом числе отключений в диапазоне токов КЗ от 30 до 60 % и от 60 до 100 % от номинального тока отключения выключателя и для нагрузочных токов, близких к номинальному току выключателя. Для отдельных типов выключателей имеются наиболее полные данные в виде нормативных кривых, отражающих зависимость допустимого числа коммутаций от величины тока для всего диапазона коммутируемых токов. Для некоторых выключателей нормируется количество операций включения либо в виде конкретной цифры, либо в виде соотношения к количеству допускаемых операций отключения.

Поэтому первой составной частью решения вопроса об оценке выработанного ресурса выключателей является определение вида операций выключателя с фиксацией величин коммутируемых токов и учет всех произведенных операций.

В настоящее время имеется реальная возможность решения задачи оценки ресурса выключателей комплектных распределительных устройств понижающих подстанций, от которых отходят потребительские линии напряжением 6(10) кВ с установленными на этих линиях микропроцессорными терминальными устройствами защиты, например типа SPAC. Информация, получаемая в устройствах SPAC защиты линий, секционного и вводного выключателей является достаточной для идентификации вида коммутации выключателя и, следовательно, может использоваться комплексно также для их компьютерного учета.

Данная статья посвящена разработке алгоритма определения вида коммутаций выключателей КРУ, опирающегося на информацию, которую

можно получать от задач защиты линии 6(10) кВ, непрерывно функционирующих в микропроцессорном терминале. Это следующая информация:

- значения текущих токов 3-х полюсов выключателя;
- значения токов последней аварийной коммутации;
- уровни дискретных сигналов (ДС): 1) ПТ - сигнал о положении выкатной тележки выключателя; 2) ЗЗО - сигнал, отражающий факт запуска защит фидера, действующих на отключение выключателя; 3) КВ - сигнал о положении контактов выключателя;
- запомненные, с фиксацией времени факты «переключений» дискретных сигналов с «0» на «1» и наоборот. Фиксация времени необходима для расстановки фактов переключений в хронологической последовательности.

Алгоритм идентификации вида операции построен на фиксации последовательности переключений ДС и контроле тока в цепи «до» и «после» переключений и учитывает тот факт, что операции выключателя сопряжены, прежде всего:

- с изменением положения дискретных сигналов ЗЗО и КВ;
- изменением величины тока в коммутируемой выключателем цепи;
- определенной очередно-временной последовательностью этих изменений.

Другими словами, каждому виду операции выключателя соответствует своя логическая цепочка переключений дискретных сигналов и изменения тока в цепи, которую можно принять за маску-шаблон (МШ) и использовать для идентификации вида текущей операции.

Следует учесть также, что в реальном масштабе времени поступление информации в задачу для ее обработки будет происходить так, как показано на рисунке.



Рис. 1.

Логические цепочки следуют одна за другой, но имеется признак, по которому их можно разделить. Это большой временной интервал между ними – время паузы Тп, много больших временных интервалов между переключениями дискретных сигналов внутри логических цепочек. Исключение составляют 2 операции выключателя – «включение на КЗ» и последующее «аварийное отключение». Между ними нет большого временного интервала, поэтому для идентификации обеих операций принимается одна логическая цепочка. После идентификации операции разделяются и учитываются отдельно. Если за период операции (см. рисунок) считать интервал времени от на-

чала предыдущей до начала следующей операции, то продолжительность логической цепочки $T_{лц}$ много меньше периода операции $T_{оп}$. $T_{лц}$ - это константа, зависящая от продолжительности срабатывания защит, выключателя, от уставок по времени защит, установленных на коммутируемом выключателем присоединении. Значение этой константы настраивается.

За начало логической цепочки принимается первое переключение одного из дискретных сигналов ЗЗО или КВ, возникшее после паузы T_p (см. рисунок), а за начало отсчета времени формирования логической цепочки – момент этого переключения.

Логическая цепочка в компьютере должна представлять собой некоторую комбинацию двоичных цифр – маску текущей операции (МТО), которая единственным образом идентифицирует конкретную операцию. В данном алгоритме предлагается представить МТО в виде последовательности звеньев (табл. 1), состоящих из 4-х двоичных разрядов.

Центральным в звене (разряды 1-й и 2-й) является факт переключения ДС. Причем звено с переключением дискретного сигнала КВ дополнено информацией о наличии/отсутствии тока в цепи «до» и «после» факта переключения КВ. Разряды 0-й и 3-й несут полезную информацию только для звеньев с переключением КВ. Эти разряды формируются в программе и принимают значения 0 – «тока нет» и 1 – «ток есть».

Таблица 1. Структура звена МТО

Звено логической цепочки	Код звена
• КВ→0 ⊗	3 2 1 0 - разряды 1000
⊗ КВ→1 •	0011
⊗ КВ→0 ⊗	0000
⊗ КВ→1 ⊗	0010
ЗЗО→0	0100
ЗЗО→1	0110

Когда цепочка переключений завершается, в памяти компьютера оказывается сформированной маска текущей операции – МТО. Дальнейшая идентификация вида операции производится путем последовательного сравнения МТО с масками-шаблонами (МШ), приведенными в табл. 2. При совпадении МТО и МШ формируется индекс операции (ИО), равный номеру операции по табл. 2, что фактически означает завершение определения вида операции выключателя. После чего можно производить компьютерный учет операций разного вида.

Подводя итог вышесказанному, разработанный алгоритм можно представить следующим образом:

Таблица 2. Логические цепочки и маски-шаблоны для различных видов операций выключателя

Идентификатор операции ИО	Вид операции	Логическая цепочка	Уровень ДС		Маска-шаблон МШ					
			ЗЗО	ПТ						
1	Нормальное включение	⊗ КВ→1 ●	0	1	0000	0000	0000	0000	0000	0011
2	Нормальное отключение	● КВ→0 ⊗	0	1	0000	0000	0000	0000	0000	1000
3	Аварийное отключение	ЗЗО→1 ↔ ● КВ→0 ⊗ ЗЗО→0 <«3» -до ВВ3> <«3»-после ВВ3>	1	1	0000	0100	1000	0000	1000	0110
4	Включение на КЗ и аварийное отключение	⊗КВ→1 ● ЗЗО→1 ● КВ→0 ⊗ ЗЗО→0	0	1	0000	0000	1000	0000	1000	0110
5	Включение в режиме опробования	⊗ КВ→1 ⊗ ...	1	1	0100	1000	0110	1000	0110	0011
6	Отключение в режиме опробования	⊗ КВ→0 ⊗ ...	-	0	0000	0000	0000	0000	0000	0010
			-	0	0000	0000	0000	0000	0000	0000

Принятые в таблице сокращения и обозначения:

- - ток в цепи есть, ⊗ - тока в цепи нет; КВ→1, ЗЗО→0 - переключения ДС в «1» или «0»;
- ↔ - выдержка времени защиты (ВВ3); | - разделитель звеньев цепочки.

Примечания.

В маске-шаблоне коды звеньев располагаются справа налево. Выделены разряды, несущие полезную информацию; остальные разряды - нулевые, Т. к. МТО перед каждым новым формированием обнуляется.
Маска-шаблон имеет 16 разрядов (по самой длинной логической цепочке).

1. Фиксация переключения ДС и формирование звена.
2. Упаковка звеньев в МТО до завершения времени формирования логической цепочки ($T_{лц}$ - контролируется).
3. Сравнение МТО с МШ и формирование индекса операции ИО.
4. Учет произведенной операции.
5. Очистка МТО и ИО в целях подготовки к идентификации следующей операции. Переход на п.1.

Алгоритм предназначен для выполнения в режиме реального времени, причем небольшая часть операций (п.1 и п.2) реализуется как одношаговый алгоритм, а наиболее существенная часть (с п. 3 по п.5) реализуется как алгоритм накопительный.

В программной реализации алгоритма должны быть учтены следующие моменты. Из анализа данных табл. 2 видно, что операция «4» состоит фактически из 2-х операций. После идентификации она разделяется на 2 коммутации аварийного тока, равного по величине аварийному току последнего отключения (включение на КЗ, аварийное отключение).

Операции «5» и «6» относятся к «коммутациям без тока». Маска текущей операции - МТО в программе по ним может не формироваться, т. к. они легко распознаются по признаку «положение тележки – испытательное» ($ПТ=0$).

Как видно из табл. 2, в логической цепочке «3», отвечающей аварийному отключению, может присутствовать выдержка времени защиты ВВЗ, из-за которой операция «3» может разбиться на 2 цепочки: <«3»-до ВВЗ> и <«3»-после ВВЗ>. Чтобы при учете числа операций не произошло потери операции «3», после сканирования МТО на все полные маски-шаблоны и неидентификации необходимо выполнить дополнительное сопоставление МТО с МШ операции <«3»-после ВВЗ>. Тогда аварийное отключение будет зафиксировано независимо от величины ВВЗ на отключение выключателя.

Из табл. 2 видно, что логические цепочки операций «1» и <«3»-после ВВЗ> совпадают. Отличительным признаком, по которому можно различить эти виды коммутаций, является уровень ДС «ЗЗО». Для операции «1» он низкий ($ЗЗО=0$), а для операции «3» – высокий ($ЗЗО=1$). Поэтому в технологическом алгоритме при совпадении МТО с масками-шаблонами операций «1» и <«3»-после ВВЗ> дополнительно производится проверка уровня дискретного сигнала ЗЗО.

Если в течение выдержки времени защиты ток в коммутируемой цепи понизится и отключения выключателя не произойдет, в МТО будет сформирована маска <«3»-до ВВЗ>. Она при сравнении с масками-шаблонами не будет идентифицирована, и, следовательно, срабатывание защиты на отключение будет проигнорировано, что и требуется.

Предложенный метод и алгоритм программного определения вида произведенной выключателем коммутации может быть реализован в составе задачи оценки выработанного ресурса выключателей КРУ, функционирующей в комплексе с задачами защиты линий 6(10) кВ в микропроцессорных устройствах типа СПАС и использующей общие с этими задачами информационные параметры.

УДК [621.311.21:621.318.5].013.001.5

Опыт эксплуатации отечественных элегазовых выключателей 500 кВ АО “Уралэлектротяжмаш”

Васильев А.В., Махонин В.А., Шишов А.И., инженеры

Эксплуатация элегазовых выключателей производства ОАО “Уралэлектротяжмаш” (г. Екатеринбург) в МЭС Центра была начата на ПС-500 кВ Арзамасская в 1995 г. Тогда были смонтированы и введены в эксплуатацию два выключателя типа ВГУ. Выключатель ВГУ-500 (заводской № 1) был смонтирован в ячейке шунтирующего реактора Р1, выключатель ВГУ-220 (заводской № 2) был смонтирован в ячейке ВЛ-220 кВ Арзамас-Сасово.

По техническим характеристикам элегазовые выключатели типа ВГУ превосходят воздушные выключатели. Оснащенные пневматическим приводом с объемом дозатора в 56 литров сжатого воздуха при давлении 20 атм они производят от 13 до 15 операций отключения при прекращении подачи воздуха из сети. Для операции включения воздуха не требуется: включение производится за счет энергии пружин дугогасительного устройства. Срок эксплуатации составляет 25 лет. Капитальный ремонт производится 1 раз в 12,5 лет. Текущий ремонт производится 1 раз в 4 года. Выключатели типа ВГУ-500 имеют четыре разрыва контактной системы на полюс, выключатели типа ВГУ-220 два разрыва. Ток отключения ВГУ-500 составляет 45 кА, ВГУ-220 50 кА, собственное время отключения от 22 до 28 мс, время включения от 100 до 120 мс.

К недостаткам можно отнести наличие пневматического привода, так как для его работы требуется воздушная сеть давлением в 20 атм. При условии оснащения выключателей гидравлическим или пружинным приводом выключатели типа ВГУ могут составить конкуренцию известным зарубежным фирмам - производителям элегазовых выключателей.

При монтаже первых выключателей были выявлены дефекты несовершенства технологии изготовления. К таким дефектам, в первую очередь, можно отнести утечки элегаза из внутренних объемов выключателя. Утечки элегаза (SF₆) происходили в местах сварки деталей корпуса дугогасительных устройств (ДУ), в незначительных раковинах и трещинах металлических узлов ДУ, образовавшихся при некачественном литье, а также в корпусах фарфоровых изоляторов и армировочных швах.

Для устранения утечек элегаза требовалось произвести демонтаж ДУ. При этом необходимо было удалить элегаз. Для решения этой задачи изначально применялся криогенный способ удаления элегаза методом вымораживания в среде жидкого азота. Предварительно откакумированные подготовленные баллоны емкостью 5 л помещались в жидкий азот и стыковались с полуполюсом (полюсом для ВГУ-220) через узел автономной герметизации выключателя. При температуре -197°C элегаз из газообразной фазы переходил в жидкую и твердую. Контроль за количеством отобранного элегаза из

полуполюса выключателя осуществлялся по манометру. Для удаления элегаза из одного полуполюса (для ВГУ-500) требуется три пятилитровых баллона. Далее элегаз отправлялся в РФЯЦ ВНИИЭФ (г. Саров) для регенерации и повторного использования.

Еще одну проблему пришлось решать в процессе эксплуатации, связанную с требованием, предъявляемым к содержанию влаги в элегазе. Точка росы для элегаза, применяемого в выключателях, должна быть не выше -50°C (38ppm). Элегаз (SF_6), поставляемый единственным в России производителем ОАО "Галоген" (г. Пермь), имеет точку росы выше -50°C (в пределах от -25°C до -40°C). Для того, чтобы элегаз соответствовал установленным заводом-изготовителем нормам, на Арзамасском ПМЭС Центра было внедрено рационализаторское предложение. Суть рационализаторского предложения заключается в следующем. Элегаз пропускается через цеолит NaX (адсорбент), осушенный при температуре $+273^{\circ}\text{C}$ в течение 3 часов и помещенный в полый цилиндр. После осушки таким способом элегаз имеет точку росы от -50°C до -70°C .

Выключатели типа ВГУ так же, как и выключатели производства фирмы "ALSTOM", поставляются в разобранном на составные части виде под транспортным давлением элегаза 0,4 ати. По технологии монтажа после сборки полуполюса (для ВГУ-220 полюса) требуется произвести вакуумирование до остаточного давления не более 5 Па. Вакуумирование первых выключателей осуществлялась с использованием газотехнологических установок производства СКТБ ВКТ "Мосэнерго". Установки, предназначенные для эксплуатации КРУЭ, для отдельно стоящих элегазовых выключателей оказались малопроизводительными. Оснащенные одним вакуумным насосом НВР-5ДМ, они не обеспечивали необходимой производительности, вследствие чего требовалось много времени для достижения необходимой величины вакуума перед проведением операции напуска элегаза. Они имеют также ряд других существенных недостатков и технических недоработок. В частности, при определении величины натекания вакуумный насос остается под воздействием вакуума подготовленного к напуску элегаза в объеме выключателя, из-за чего происходит выброс вакуумного масла из насоса в коллектор установки. Установки были модернизированы персоналом Арзамасского ПМЭС Центра. С использованием этих установок были также смонтированы два выключателя типа ВГУ-330 на ПС-330 кВ "Валуйки" Белгородского ПМЭС Центра.

На основе опыта эксплуатации элегазовых выключателей отечественного производства выявилась потребность в универсальной газотехнологической установке, позволяющей производить все операции газотехнологии и наладки при монтаже и эксплуатации элегазовых выключателей. В 1998 г. совместно РФЯЦ ВНИИЭФ и МЭС Центра был разработан и изготовлен передвижной газотехнологический комплекс, производящий вакуумирование, осушку и сбор элегаза в стандартные 40 литровые баллоны. Это позволило решить ряд проблем, связанных с охраной окружающей среды и утилизацией элегаза. Разработанный газотехнологический комплекс позволяет также производить измерение величины вакуума и точки росы элегаза. Газотехнологический комплекс оснащен переносными средствами измерения темпе-

ратуры и определения герметичности выключателей при помощи течеискателя типа ТП-3. При изготовлении комплекса были использованы отечественные комплектующие. Этот комплекс, как нам кажется, будет необходим при эксплуатации и замене выработавших свой ресурс элегазовых выключателей, а также вновь монтируемых выключателей всех фирм-производителей.

Необходимо отметить оперативность заводчан в устранении всех замечаний, выявленных при монтаже и эксплуатации элегазовых выключателей производства ОАО “Уралэлектротяжмаш” (УЭТМ). Все дефекты устранялись за счет завода-изготовителя. Каждый дефект тщательно анализировался на заводе. По всем замечаниям, которые были выявлены при эксплуатации, в технологию производства вносились корректировки и изменения. На заводе проведена большая работа по улучшению качества выпускаемых элегазовых выключателей. В настоящее время УЭТМ освоено производство нового типа элегазовых выключателей типа ВГТ, которые, как нам кажется, не уступают по качеству и техническим характеристикам выключателям зарубежных фирм-производителей. На ПС-500 кВ “Арзамасская” в 2000 г. были смонтированы и введены в эксплуатацию два выключателя типа ВГТ-110. За год эксплуатации выключатели работали безотказно как при отключении коротких замыканий, так и при плановых оперативных переключениях. Они оснащены пружинным приводом. Гарантийный срок эксплуатации составляет 5 лет, срок эксплуатации 40 лет.

МЭС Центра одним из первых начал внедрение и эксплуатацию элегазовых выключателей производства УЭТМ. В настоящее время на ПС-500 кВ Арзамасская в эксплуатации находятся восемь выключателей ВГУ-500, пять выключателей ВГУ-220 и два выключателя ВГТ-110. На ПС-330 кВ “Валуйки” эксплуатируется два выключателя ВГУ-330. В период опытной эксплуатации элегазовых выключателей типа ВГУ и ВГТ при отключении коротких замыканий отказов в их работе не было. МЭС Центра готово к оснащению своих подстанций выключателями производства УЭТМ на конкурсной (тендерной) основе в условиях рыночных взаимоотношений. У УЭТМ огромные перспективы в оснащении энергетики России элегазовыми выключателями, так как до 80% коммутационных аппаратов энергетики России выработали свой ресурс и морально устарели и требуют замены.