7



БИБЛИОТЕКА ЭЛЕКТРОМОНТЕРА

Выпуск 603

*Основана в 1959 году*

Ю.М. ГОЛОДНОЕ

КОНТРОЛЬ

ЗА СОСТОЯНИЕМ ТРАНСФОРМАТОРОВ

МОСКВА

ЭНЕРГОАТОМ ИЗДАТ 1988

ББК 31.277

Г61

УДК 621.314.222.6.001.42

Рецензент Л.П. Мазепов

Редакционная коллегия серии:

В.Н. Андриевский, СА. Бажанов, ДБ. Годгельф, В.Х. Ишкин, Д.Т. Ко­маров, В.П. Ларионов, Э.С. Мусаэлян, С.П. Розанов, В.А. Семенов, А.Д. Смирнов, А.Н. Трифонов, А.А. Филатов

Голодной Ю.М.

Г61 Контроль за состоянием трансформаторов. — М.: Энерго- атомиздат, 1988 - 88 с.: ил. — (Б-ка электромонтера: Вып. 603)

ISBN 5-283-00973-4

Рассматриваются основные виды повреждений силовых трансфор­маторов 110 кВ и выше, способы диагностики состоял ия, вопросы профи­лактических и других испытаний трансформатора, его элементов и вспо­могательного оборудования. Описываются методика оценки состояния трансформатора, вопросы целесообразности вывода его в ремонт или возможности дальнейшей эксплуатации. Рассматриваются способы предупреждения характерных повреждений.

Для электромонтеров, занимающихся эксплуатацией силовых масло­наполненных трансформаторов.

**г. 2302030000-003 о£**

**ББК 31.277**

**Г • • — ■- 135-00**

**051(01)-88**

ISBN 5-283-00973-4

© Энергоатомиздат, 1988

ПРЕДИСЛОВИЕ

В энергосистемах, на промышленных предприятиях, в городских и сельских сетях эксплуатируется большое число трансформаторов. Глав­ная задача, которую приходится решать эксплуатационному персона­лу, — поддерживать трансформаторы в состоянии, обеспечивающем их длительную эксплуатацию, своевременно выявлять отклонения от этого состояния и восстанавливать их нормальную работоспособность.

В настоящее время разработаны новые способы и средства диагнос­тики состояния трансформаторов, не требующие отключения или значи­тельно упрощающие работы на отключенном трансформаторе. Правиль­ное использование этих методов в сочетании с традиционными позволяет выявить отклонения от нормального состояния трансформатора и при­нять необходимые меры по предотвращению развития повреждения.

В предлагаемой книге рассматриваются основные виды повреждений силовых трансформаторов (в основном 110 кВ и более), способы диаг­ностики состояния, вопросы профилактических и других испытаний тран­сформатора, его элементов и вспомогательного оборудования. Показа­но, как произвести оценку состояния трансформатора, сделать вывод о необходимости его ремонта или возможности дальнейшей эксплуата­ции, наметить необходимые мероприятия. Рассмотрены способы преду­преждения некоторых повреждений. Книга предназначена для электро­монтеров, занимающихся эксплуатацией силовых масляных трансформа­торов.

Автор выражает свою признательность Л.П. Мазепову, Н.Н. Хубларо- ву и Ф.Я. Левину эа рецензирование, редактирование и существенные предложения по улучшению книги.

Замечания по содержанию и оформлению книги, которые будут при­няты с благодарностью, просьба направлять по адресу: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10, Энергоатомиздат.

*Автор*

1. ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ПОВРЕЖДЕНИЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Трансформаторы входят в состав основного оборудования электро­станций, повышающих, понижающих и распределительных подстанций, различного вида преобразовательных устройств и т.д. Различное назна­чение, нередко связанное с различиями в конструкции, разнообразные условия работы и другие особенности требуют различного подхода к эксплуатации трансформаторов.

Мы будем говорить о масляных трансформаторах общего назначе­ния. Но и здесь условия эксплуатации разные. Даже в условиях энерго­систем одни трансформаторы находятся под постоянным надзором вы­сококвалифицированного персонала, другие осматриваются эпизодичес­ки. У потребителей положение сложнее. Если на крупных промышлен­ных предприятиях имеются специализированные цехи, участки и другие подразделения по эксплуатации трансформаторов, то на мелких предпри­ятиях, в колхозах и на многих других объектах нет возможности да и необходимости содержать такие подразделения. В этих условиях небольшая бригада электриков обслуживает все имеющееся элек­трооборудование.

Но где бы ни находились и как бы ни эксплуатировались трансфор­маторы, ’’болезни” у них, как правило, общие. Уровень эксплуатации определяет не характер возможных повреждений, а возможность как можно более раннего выявления проявляющихся отклонений от нормы, проведения требуемого объема профилактических работ, качественного ремонта. Естественно, что чем выше уровень эксплуатации, тем меньше неприятностей доставляют трансформаторы.

Прежде чем говорить о способах проверки состояния трансформато­ров, рассмотрим наиболее характерные повреждения, которые могут возникнуть в любых масляных трансформаторах. Повреждения или от­клонения от нормального режима работы могут быть вызваны различны­ми причинами: недоработкой конструкции, скрытыми дефектами изго­товления, нарушениями правил перевозки, технологии монтажа или правил эксплуатации, некачественным ремонтом. В большинстве слу­чаев повреждение происходит не сразу, а после более или менее длитель­ного воздействия неблагоприятного фактора. Своевременное выявление возникающего дефекта позволяет принять меры по предупреждению его развития и сохранению работоспособного состояния трансформатора. 4

Наиболее распространенным видом повреждения силовых трансфор­маторов напряжением ПО кВ и более является повреждение высоко­вольтных вводов. В настоящее время эксплуатируются негерметичные и герметичные маслонаполненные вводы, а также вводы с твердой изоля­цией.

Наиболее слабым узлом негерметичных вводов является система защиты масла от воздействия влаги с помощью масляного гидрозат­вора и силикагелевого воздухоосушителя. При длительной эксплуатации, особенно в случае несвоевременной замены силакагеля, масло увлаж­няется, ухудшаются его изоляционные характеристики, в результате чего могут возникнуть частичные разряды в масле. В дальнейшем по по­верхности бумажной изоляции начинает образовываться так называемый ’’ползущий” разряд: от одной или нескольких исходных точек повреж­денной поверхности изоляции как бы расползаются прожоги, образуя сложный рисунок *с* ослабленной поверхностной изоляцией. При прибли­жении ’’ползущего” разряда к заземленной части происходит пробой изо­ляции с возникновением короткого замыкания. Пробой при значитель­ном ухудшении изоляционных характеристик может возникнуть и без образования ползущего разряда. Аналогичное повреждение может произойти и в том случае, если при ремонте ввода была плохо просушена бумажная изоляция.

Герметичные вводы менее трудоемки в эксплуатации и более надеж­ны, чем негерметичные. В первые годы эксплуатации наблюдались по­вреждения вводов из-за образования алюминиевой пыли в сильфонах баков давления. На устранение этого явления были направлены меро­приятия, предусмотренные противоаварийным циркуляром Главтехуп- равления Минэнерго СССР № Ц-11-83 (Э) ”0 повышении надежности гер­метичных вводов 220—750 кВ с выносными баками давления” и други­ми директивными материалами. Выполнение этих мероприятий не ос­вобождает от необходимости продолжать контролировать характе­ристики изоляции, сравнивая результаты измерений с данными, полу­ченными непосредственно после замены выносных баков давления. На герметичные вводы, изготовленные после 1978 г., мероприятия цир­куляра не распространяются.

Как в негерметичных, так и в герметичных вводах может иметь мес­то нарушение герметичности в зоне крепления верхней контактной шпильки. Нарушение может возникнуть вследствие неправильной сбор­ки узла, превышения создаваемого гибким спуском радиального уси­лия над расчетным значением и т.д. Этот узел находится в самой верх­ней точке трансформатора, и избыточное давление масла в нем, особен­но в холодное время (т.е. при минимальном уровне масла в баке-расши­рителе) , близко к нулю. При неплотностях влага может из атмосферы просачиваться в масло, создавая увлажнение изоляции трансформатора.

Другим распространенным видом повреждения трансформаторов является повреждение устройств регулирования напряжения под на-

грузкой (РПН). Нарушения в контактной системе избирателя могут возникать от неправильной регулировки контактов (недостаточное или чрезмерное нажатие, перекосы и др.), вследствие образования на контактах пленки окисла при редких переключениях и несвоевремен­но выполненных прокрутках устройства, при нарушениях в кинемати­ческой схеме.

Контактор устройства РПН может повреждаться при неправильной регулировке его контактной системы и кинематической схемы, а так­же вследствие несвоевременной замены трансформаторного масла. Время между срабатыванием вспомогательных и дугогасящих контак­тов контактора при переключении исчисляется десятыми долями секунды. Если масло в контакторе потеряло свои дугогасящие свойст­ва, процесс гашения дуги затягивается и соседние отпайки (ответвле­ния) регулировочной обмотки трансформатора могут оказаться замк­нутыми не через дугогасящий резистор, а через электрическую дугу, что приводит к тяжелым авариям с деформацией обмоток трансфор­матора.

К повреждениям устройств РПН могут приводить увлажнение и загряз­нение изолирующих деталей, изготовление этих деталей из материалов, не предусмотренных технической документацией, ослабление крепле­ний и т.д. Нередки отказы вследствие нарушений в работе приводов.

К наиболее тяжелым последствиям приводят повреждения обмоток и главной изоляции трансформаторов. Плохо просушенные электрокар­тон или витковая бумажная изоляция, грязное или увлажненное транс­форматорное масло вызывают местное ослабление твердой изоляции с возникновением ползущего разряда или без него с последующим пробоем. К нарушению работы твердой изоляции приводит также не­соблюдение размеров (между листами электрокартона и др.), разбу­хание слабо намотанной изоляции, нарушения в работе системы охлаж­дения, чрезмерные перегрузки трансформатора по току и напряжению и др. В связи с разнообразием причин и тяжелыми последствиями от повреждений витковой и главной изоляции своевременному выявлению этого вида нарушений в работе трансформаторов уделяется наиболь­шее внимание.

В связи с постоянным ростом энергетических мощностей растут мощ­ности короткого замыкания (КЗ). Вследствие этого роста, а также при ослабленной запрессовке обмоток электродинамическая стойкость обмоток к воздействию внешних КЗ (называемых также ’’сквозными” КЗ) может оказаться недостаточной. В результате при внешних КЗ обмотка может деформироваться или разрушиться, хотя ее изоляция перед повреждением находилась в хорошем состоянии.

Повреждения в активной стали трансформатора приводят к менее тяжелым последствиям и связаны, как правило, с образованием корот­козамкнутых контуров внутри бака. Контур может образоваться как внутри пакета магнитопровода, так и через какую-либо конструктив- 6

ную металлическую деталь, например через прессующее кольцо и эле­менты заземления магнитопровода. При современных бесшпилечных маг­нитопроводах короткозамкнутый контур обычно сцеплен не с главным потоком (замыкающимся только по активной стали), а *с* потоком рас­сеяния. Короткозамкнутый контур вызывает повышенный местный нагрев (местный перегрев), обычно в местах контактов, ухудшающий свойства трансформаторного масла. Если своевременно не устранить де­фект, то может произойти повреждение твердой изоляции трансфор­матора.

И наконец, существенное влияние на общую работоспособность трансформатора оказывают вспомогательные узлы и устройства. Так, например, повреждение маслонасоса в трансформаторах с системой охлаждения Ц и ДЦ (также НЦ и НДЦ) приводит к попа­данию металлических частиц и других примесей в трансформаторное масло и, будучи несвоевременно выявленным, вызывает серьезные аварии. При нарушении резиновых и других уплотнений увлажняется трансформаторное масло. Неисправность стрелочного маслоуказателя приводит к недопустимому снижению или превышению уровня мас­ла и тд.

Приведенный краткий обзор основных видов повреждений пока­зывает, что в большинстве случаев они развиваются постепенно. Следо­вательно, если правильно поставить работу по проверке состояния транс­форматоров, возникающие дефекты можно выявить до того момента, когда будет превышена какая-то критическая точка. Тогда можно будет своевременно вывести трансформатор в ремонт, предотвратив возник­новение аварии или отказа, не допустить недоотпуск электроэнергии, снизить время и расходы на ремонт.

1. СПОСОБЫ ДИАГНОСТИКИ СОСТОЯНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Проблема контроля состояния трансформаторов возникла сразу, как только появились закрытые масляные трансформаторы. Для того чтобы осмотреть какой-либо внутренний узел, надо было произвести отключение, слить масло, выполнить ревизию и затем снова залить мас­ло. И все это следует выполнять *с* соблюдением многочисленных правил, иначе перед включением потребуется еще и сушка трансформатора. На заре массовой эксплуатации масляных трансформаторов ремонты со вскрытием предписывалось производить очень часто. Связанные с этим неудобства и трудности заставили искать и развивать такие методы 'контроля за состоянием трансформатора, которые не требовали бы вскрытия и слива масла. К тому же было замечено, что чем чаще без особой на то нужды трансформатор вскрывается, тем более вероятным становится его повреждение.

В настоящее время в соответствии *с* решением Главтехуправления Минэнерго СССР № Э—4/81 и инструкциями заводов-изготовителей ка-

питальные ремонты трансформаторов напряжением ПО кВ и выше и мощностью 80 MB-А и более электростанций и подстанций, основных трансформаторов собственных нужд электростанций должны произво­диться первый раз не позже чем через 12 лет после включения в экс­плуатацию с учетом результатов профилактических испытаний, а в дальнейшем — по мере необходимости в зависимости от результатов из­мерений и состояния трансформаторов. Для остальных трансформато­ров необходимость капитальных ремонтов определяется по результа­там испытаний и их состоянию в течение всего срока службы. Это стало возможным благодаря большим успехам в развитии способов проверки состояния трансформаторов и определения соответствующих показате­лей, по которым можно судить о работоспособности агрегата, иначе говоря, благодаря достижениям в области диагностики.

Под диагностикой понимается система мероприятий, проводимых с помощью различных технических средств для проверки и оценки со­стояния трансформаторов. Используются простейшие визуальные, ме­ханические, физические, химические и другие способы контроля состоя­ния, а также их комбинации. Например, увлажнение трансформаторно­го масла может быть определено по изменению цвета индикаторного силикагеля или путем химического анализа. Наличие частичных элек­трических зарядов в масле или твердой изоляции может быть опреде­лено непосредственным измерением с помощью индикатора частичных разрядов либо при хроматографическом анализе растворенных в масле газов. Обычно для практических целей из всех возможных способов контроля того или иного параметра выбирают простейший, и лишь для более тщательной проверки, уточнения места и характера дефекта применяют более сложные способы.

Контроль за состоянием трансформатора носит комплексный харак­тер. Обычно он начинается еще на стадии изготовления. Именно тогда проверяют качество изоляционных и активных материалов, отдельных деталей и узлов, качество сборки. Готовый трансформатор подвергают комплексной проверке на испытательной станции завода-изготовите­ля, оснащенной всеми необходимыми средствами диагностики. При транспортировке трансформатора осуществляют контроль за его гер­метичностью, а в некоторых случаях и за воздействием механических усилий. Прибывший трансформатор также требует контроля за его со­стоянием как при хранении, так и в процессе монтажа в соответствии с руководящими техническими материалами ’’Трансформаторы сило­вые. Транспортирование, разгрузка, хранение, монтаж и ввод в экс­плуатацию”. После окончания монтажа перед вводом в эксплуатацию с целью диагностики состояния трансформатор испытывается в объе­ме, предусмотренном Правилами устройств электроустановок (ПУЭ).

Однако наибольший объем работ по проверке состояния трансфор­маторов осуществляется в процессе эксплуатации. В дальнейшем мы рассмотрим применяемые в настоящее время способы проверки состоя- 8 ния и особо остановимся на том, как по полученным результатам оце­нить состояние трансформатора и сделать вывод о возможности его дальнейшей эксплуатации.

Порядок проверки состояния трансформаторов оговорен многими директивными методическими материалами. Наиболее полно эти воп­росы освещены в Инструкции по эксплуатации трансформаторов [1] и Нормах испытания электрооборудования [2]. Порядок и периодич­ность осмотров трансформаторов установлены Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей (ПТЭ). По некоторым спо­собам диагностики состояния трансформаторов выпушены специальные методические материалы, например "Указания по обнаружению повреж­дений трансформаторов путем хроматографического анализа раство­ренных в масле газов” [3].

Для оценки режима работы трансформаторы оборудуют необходи­мыми контрольно-измерительными приборами. Количество и точки подсоединения электроизмерительных приборов зависят от назначе­ния, мощности, пункта установки трансформатора и других факторов [4]. На стороне каждого напряжения силовых трансформаторов мощ­ностью 1 МВ-А и более устанавливают по одному амперметру, в неко­торых случаях можно устанавливать амперметры в каждой фазе. Конт­роль напряжения обычно осуществляют вольтметрами, установленными на сборных шинах. На отдельно стоящем трансформаторе вольтметр устанавливают только на стороне низкого напряжения либо вообще не устанавливают. На рис. *1,а* приведена простейшая схема включения электроизмерительных приборов трансформатора 1 МВ-А, 6/0,4 кВ.

Ваттметры и варметры устанавливают на повышающих трансформа­торах электростанций, трансформаторах подстанций ПО кВ и выше. Расчетные счетчики активной и реактивной энергии устанавливают на стороне высшего (ВН) и среднего напряжения (СН) трехобмоточных трансформаторов и на стороне высшего напряжения двухобмоточных. На оконечных трансформаторах счетчики могут быть установлены на стороне низшего напряжения (НН). На рис. 1,*б* приведена схема вклю­чения электроизмерительных приборов трехобмоточного автотрансфор­матора 220/110/10 кВ. На стороне ВН включены три амперметра, ват тметр и счетчик активной энергии. Напряжение измеряется тремя вольт­метрами, подключенными к трансформатору напряжения шин ВН. Такие же приборы установлены и на стороне СН. На стороне НН установлено по одному вольтметру и амперметру.

В трехобмоточных автотрансформаторах, особенно при подключении к обмотке НН генератора или синхронного компенсатора, когда вся мощность передается в сторону СН или поступает со стороны СН, необ­ходимо контролировать нагрузку общей части обмотки *(ОО* на рис. 1,6) автотрансформатора, которая иногда условно называется об­моткой СН. При некоторых режимах может иметь место случай, когда ток со стороны СН не превышает номинального, а ток в общей части



Рис. 1. Схемы включения электроизмерительных приборов:

а — к трансформатору 1 МВ-А, 6/0,4 кВ; б — к трехобмоточному автотранс­форматору 220/110/10 кВ

Рис. 2. Схемы включения амперметра ДЛЯ контроля тока в общей части об­мотки автотрансформа­тора:

а \_ на вводе нейтрали однофазного автотранс­форматора; *б* - на линейных токов ВН и сн трехфазного автотранс­форматора

обмотки будет выше допустимого. Ток измеряется одним специально подключенным амперметром. В однофазных автотрансформаторах ам­перметр включается через трансформатор тока, установленный на вводе нейтрали одного автотрансформатора группы (рис. 2,д). В трех фазных автотрансформаторах амперметр включается на сумму линейных то­ков сторон ВН и СН через трансформаторы тока, имеющие одинаковый коэффициент трансформации (рис. *2,6).* Можно его включить и через трансформатор тока, установленный на нейтральном проводе одной фа­зы автотрансформатора, как показано пунктиром на рис. 1, *б.*

Кроме электроизмерительных приборов, на трансформаторе устанав­ливают и другие контрольные средства. Уровень масла определяется по стрелочному маслоуказателю или масломерному стеклу, располагае­мым на торце расширителя. Температура верхних слоев масла может быть проверена по показаниям манометрического сигнализирующего термометра, который снабжается двумя переставными сигнальными кон­тактами. На герметичных маслонаполненных вводах трансформаторов устанавливаются манометры для контроля за давлением масла. Важную информацию о состоянии трансформаторного масла может дать цвет индикаторного силикагеля (поэтому его замена после изменения цве­та является необходимой). Устройства дутьевого охлаждения трансфор- 10

маторов (Д, ДЦ, НДЦ) снабжаются устройствами сигнализации о прекра­щении работы системы охлаждения, о включении резервного охлаждения или резервного источника питания, а при принудительной циркуляции масла (ДЦ, НДЦ, Ц, НЦ) - сигнализацией о включении и отключении каждого электронасоса, о включении резервного электронасоса взамен вышедшего из строя рабочего, о прекращении работы всех рабочих электронасосов, о включении резервного источника питания. На всех системах охлаждения, имеющих электронасосы, устанавливают мано­метры для контроля за давлением масла в напорном патрубке. Могут устанавливаться и другие измерительные и индикаторные устройства.

Первую группу мероприятий по диагностике состояния трансфор­маторов при эксплуатации составляют работы, не требующие прикосно­вения к работающему трансформатору. Это контроль за показаниями перечисленных средств контроля и измерения, сигнальных устройств и внешние осмотры трансформаторов.

Ко второй группе относятся работы, не требующие отключения, но связанные с необходимостью прикосновения к трансформатору или его вспомогательным устройствам. Главным здесь является отбор проб масла для проверки электрических свойств и химического анализа или для хроматографического анализа растворенных в масле газов. К этой же группе относится измерение вибрации бака или других частей транс­форматора, измерение специальной аппаратурой уровня частичных раз­рядов , отбор газа из сработавшего на сигнал газового реле и т.д.

Третья группа включает в себя работы, выполняемые на отключенном трансформаторе. Это — испытания и определение состояния изоляции, обмоток, магнито провода, высоковольтных вводов, переключающих устройств и вспомогательного оборудования. В частности, сюда отно-

30 45 60 75 100

120 80 45 20 10

сятся почти все виды профилактических испытаний, осмотр электрона­сосов, различные виды ревизий и т.д.

И, наконец, к четвертой группе относятся работы на трансформаторе, выведенном в ремонт. Здесь производится более полный анализ состоя­ния отдельных частей с целью определения или уточнения объема ремон­та, а также те контрольные операции, что и при изготовлении и монтаже трансформаторов. Однако само решение о необходимости вывода транс­форматора в ремонт принимается на основании результатов диагности­ческих операций первых трех групп.

Рассмотрим подробно способы проверки состояния силовых транс­форматоров, находящихся в эксплуатации, которые применяются в настоящее время в энергосистемах Советского Союза. Начнем рассмот­рение с простейших работ, т.е. с операций первой группы.

1. КОНТРОЛЬ ЗА ПОКАЗАНИЯМИ

КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ

И ОСМОТРЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Правила технической эксплуатации устанавливают обязательную пе­риодичность осмотра трансформаторов. При наличии постоянного дежур­ного персонала осмотры главных трансформаторов электрических станций и подстанций, трансформаторов собственных нужд и реакторов производятся без отключения не реже 1 раза в сутки. Остальные транс­форматоры могут осматриваться 1 раз в неделю. Однако показания из­мерительных приборов, установленных на трансформаторе, могут сни­маться и чаще (1 раз в час и даже каждые полчаса), если это необходи­мо для контроля за режимом нагрузки электростанций или какого-то участка энергосистемы.

Если же постоянного дежурного персонала нет, то трансформатор осматривается выездной бригадой 1 раз в месяц. Контроль за нагруз­кой таких трансформаторов осуществляется не реже чем 2 раза в год, в том числе 1 раз в период зимнего максимума.

При периодических осмотрах следует проверять состояние фарфо­ровых изоляторов и покрышек вводов, а также установленных на транс­форматоре разрядников, определяя наличие или отсутствие трещин, сколов форфора, загрязнений, течи масла через уплотнения. Необходи­мо убедиться в целости и исправности измерительных приборов (в том числе в системе охлаждения, азотной защиты и на герметичных вво­дах), термосигнализаторов и термометров, маслоукаэателей, газовых реле, мембраны выхлопной трубы, а также проверить положение авто­матических отсечных клапанов на трубе к расширителю, состояние ин­дикаторного силикагеля в воздухоосушителях, состояние фланцевых соединений маслопроводов и сварных швов (на отсутствие течи масла).

Сами по себе электроизмерительные приборы, установленные на трансформаторе, еще не позволяют судить о его состоянии. Однако они 12

помогают своевременно выявить перегрузки по току или по напряже­нию. Правила технической эксплуатации, соответствующие стандарты и инструкции завода-изготовителя указывают предельно допустимые превышения напряжения и тока над номинальными значениями, а также допустимую длительность их приложения. Например, для трансформато­ров, изготовленных по ГОСТ 11677 65, допускается длительное превы­шение напряжения сверх номинального на 5 % при номинальной нагруз­ке. При малой нагрузке (не более 25 % номинальной) можно допустить длительную работу этих трансформаторов с повышением напряжения на 10 %. На сколько же разрешается кратковременное (не более 6 ч в сутки) повышение напряжения при номинальной нагрузке. В стандар­тах 1975 г. и в ГОСТ 11677—85 допускается длительное превышение напряжения на 10 % сверх номинального напряжения соответствующего ответвления, а для автотрансформаторов с РПН в нейтрали - больше 10 %, если рабочее возбуждение магнитопровода не превосходит НО % номинального возбуждения. Возбуждение стержня контролируется по напряжению Снн > ярма - по разности напряжений ((/вн — ^сн) •

Масляные трансформаторы допускают длительную перегрузку по то­ку на 5 % сверх номинального, если напряжение не превышает номиналь­ного.

Для трансформаторов, изготовленных по ГОСТ 11677-65 и ГОСТ 11677-75, в аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка по току независимо от предшествующего режима и системы охлаждения в следующих пределах:

Перегрузка по току, %

Допустимая длительность, мин

Для новых трансформаторов мощностью до 100 MB-А включи­тельно допустимые систематические и аварийные перегрузки ука­заны в ГОСТ 14209—85. В нем, в отличие от ранее действовавшего ГОСТ 14209-69, допустимые аварийные перегрузки поставлены в за­висимость от предшествовавшей нагрузки и окружающей температуры. Аналогичные усложнения нормы аварийных перегрузок введены в но­вые инструкции по эксплуатации трансформаторов мощностью более 100 MB-А. Во многих случаях новые нормы допускают меньшие пе'ре- грузки по сравнению со старыми нормами.

При осмотре устройств РПН необходимо обращать внимание на соответствие положений на указателях в приводном механизме и щите управления, а также на разных фазах устройства. Все элементы привод­ных механизмов должны находиться в фиксированном положении. Следует проверить уровень масла в баке контактора или в соответству­ющем отсеке расширителя, уплотнения заглушек и разъемов, в зимнее время — работу обогревателей в приводах и шкафах управления обог­ревом, внешнее состояние доступных осмотру элементов устройства.

Если устройство РПН совмещено с высоковольтным вводом (напри­мер, ЗРНОА-ПО), проверяется состояние гибких спусков и состояние воздушного промежутка между корпусом контактора и разрядника. Необходимо фиксировать показания счетчика переключений устройст­ва РПН.

При периодическом внешнем осмотре трансформаторов следует ос­мотреть все имеющиеся на нем контрольные средства, так как они мо­гут свидетельствовать о появлении какой-то неисправности или об опасности ее возникновения. Например, снижение уровня масла в транс­форматоре ниже допустимого может свидетельствовать о наличии про­точек в баке или системе охлаждения, о нарушении системы дыхания или о том, что в трансформатор было залито недостаточное количество масла. Дальнейшая работа трансформатора со сниженным уровнем мас­ла может привести к срабатыванию газового реле, ускоренному старе­нию масла, ухудшению работы или отказу системы охлаждения, а если изоляция обмоток окажется ниже опустившегося уровня масла, то может произойти ее перекрытие по воздуху, что приведет к замыканию между обмотками и серьезной аварии.

Повышение уровня выше нормы является следствием перелива (т.е. избыточного количества) масла. Если перелив был допущен в холодное время года или суток, то с ростом температуры произойдет дальнейшее повышение уровня. В трансформаторах *с* азотной защитой при этом образуется масляная пробка в системе дыхания, работа этой системы нарушается и может сработать газовое реле или мембрана выхлопной трубы. В трансформаторах с пленочной защитой, снабжен­ных предохранительными клапанами, сработает один или оба клапана. Если один клапан после такого срабатывания не закроется, произой­дет аварийное отключение трансформатора.

При каждом осмотре трансформатора необходимо проверять и запи­сывать температуру масла. Нормами оговаривается предельное значе­ние температуры его верхних слоев. При номинальной нагрузке тем­пература верхних слоев масла не должна превышать 95 °C при естествен­ном масляном охлаждении (М) или с обдувом вентиляторами (Д), 75 °C при наличии принудительной циркуляции масла (ДЦ, НДЦ), и 70 ° С на входе в маслоохладитель — при водяном охлаждении масла (Ц, НЦ).

Если температура масла превышает допустимую, нужно выяснить причины и принять меры к устранению неисправности. В первую очередь следует проверить исправность системы охлаждения: вентиляторов, масляных электронасосов, воздушных и водяных маслоохладителей. Если в системе охлаждения неисправностей не обнаружено, то повыше­ние температуры масла в большинстве случаев свидетельствует о возник­новении внутренних повреждений в трансформаторе: образовании корот­козамкнутого контура, увеличении переходного сопротивления в кон­тактных соединениях, уменьшении сечения масляных каналов из-за раз­бухания изоляции, попадания в канал постороннего предмета и т.д. 14

Во всех Случаях длительная работа трансформатора с повышенной тем­пературой масла недопустима.

Срабатывание сигнализации об отключении какого-либо одного эле­мента системы охлаждения, как правило, не требует отключения или ог­раничения нагрузки трансформатора, поскольку имеется достаточное резервирование. Если резервный элемент не включился автоматически, его следует включить способом, предусмотренным местной инструк­цией по эксплуатации. При невозможности восстановления нормальной работы системы охлаждения трансформатора его нагрузка и длитель­ность работы ограничиваются в соответствии с требованиями ПТЭ и за­водской инструкции. Для систем охлаждения ДЦ, Ц и особенно для си­стем НДЦ, НЦ установлены жесткие ограничения длительности работы при отказе охладителей.

Снижение давления масла в высоковольтном вводе в большинстве случаев является следствием нарушения герметичности ввода. Такое повреждение очень опасно. Если манометр неисправен, то повреждение не будет своевременно обнаружено. Поэтому манометры надо регуляр­но проверять, а поврежденные заменять как можно быстрее.

При внешних осмотрах высоковольтных вводов следует обращать внимание также на отсутствие протечек масла в месте уплотнений зажимных шпилек (в верхней части ввода), на целостность измеритель­ных и заземляющих проводников и надежное их присоединение.

Индикаторный силикагель является простейшим средством опреде­ления увлажнения трансформаторного масла. Впитывая в себя влагу, попавшую в масло, он начинает розоветь и в дальнейшем принимает более яркую окраску. При этом целесообразно взять пробу масла для непосредственного измерения его влагосодержания, а также проверить другие свойства, так как изменение цвета индикаторного силикагеля в некоторых случаях может быть вызвано интенсивным старением масла.

Естественно, что при осмотре могут быть определены и другие нару­шения нормальной работы трансформатора, как, например, повышен­ная вибрация трансформатора или его элементов, нарушение внешних контактных соединений (сопровождаемое характерным потрескива­нием), нарушение крепления шин, деформация каких-либо элементов, повреждения системы автоматического пожаротушения, дренажной системы и тщ.

Дежурный или оперативно-ремонтный персонал, заметив какое- либо нарушение в работе трансформатора, должен немедленно поста­вить об этом в известность начальника цеха электростанции, начальника подстанции, района электросети или соответствующей службы пред­приятия, принять, если зто возможно, необходимые меры для устране­ния неисправности, сделать запись в журнал дефектов или в оперативный журнал. Если обнаруженные неисправности не могут быть устранены без отключения трансформатора, то решение об оставлении трансфор-

масле и бумажной изоляции, медь и другие материалы, с которыми соприкасается масло), сказываются и внешние причины — недостаточ­ная очистка трансформатора при смене масла, попадание воды, неис­правность контактов, наличие короткозамкнутых контуров и других причин местных перегревов и т.д. Так, при попадании воды снижается пробивная прочность масла. В общем случае вязкость и температура вспышки масла в эксплуатации увеличиваются за счет испарения легких фракций масла. Но при наличии местных перегревов за счет разложения масла при высокой температуре без доступа воздуха температура вспыш­ки может понизиться.

Предельно допустимые показатели физико-химических и диэлектри­ческих свойств как вновь заливаемого, так и эксплуатируемого транс­форматорного масла ограничены нормами [2] и приведены в табл. 1. Естественно, требования к маслу, находящемуся в эксплуатации, ниже,

матора в работе или о выводе в ремонт принимается руководством электростанции, предприятия электросетей, службой главного энергети­ка промышленного предприятия в зависимости от местных условий. При обнаружении внутреннего повреждения (выделение газа и пр.) трансформатор должен быть отключен обслуживающим персоналом с предварительным извещением вышестоящего дежурного персона­ла [1].

На основании внешнего осмотра бывает трудно сделать однознач­ный вывод о возможности дальнейшей эксплуатации трансформатора или о необходимости его отключения. Если нет показаний, требую­щих немедленного отключения трансформатора, приступают к выпол­нению мероприятий второй группы. Например, если трансформатор имеет повышенную вибрацию, определяемую при осмотре по характер­ному звуку, производят соответствующие измерения. При этом можно определить очаг вибрации. Если очаг не определяется, а вибрирует весь бак, то причина в большинстве случаев заключается в том, что наруши­лась жесткая установка трансформатора на катках или фундаменте. Бывает достаточно поправить положение башмака или установить до­полнительные прокладки, чтобы, обеспечить снижение вибрации до уровня, допускающего дальнейшую эксплуатацию.

Не отключая трансформатор, можно произвести непосредственный осмотр всей системы охлаждения. Если невозможно восстановить се работу полностью, то трансформатор может эксплуатироваться с по­ниженной нагрузкой.

В настоящее время методам проверки состояния трансформаторов под рабочим напряжением уделяется большое внимание. Для вводов 750 и 500 кВ введен непрерывный контроль за изменением комплекс­ной проводимости устройством КИВ-500 (см. § 9). Опыт эксплуатации показал достаточно высокую эффективность подобных устройств. Пред­ставляется возможность автоматического контроля за состоянием изо­ляции высоковольтных вводов с действием на сигнал или на отклю­чение.

Разработаны и применяются в условиях испытательных станций за­водов-изготовителей способы измерения частичных разрядов внутри трансформатора, которыми сопровождаются почти все начинающиеся повреждения изоляции. В эксплуатации непосредственное измерение уровня частичных разрядов с целью оценки состояния трансформа­тора пока не получило широкого распространения из-за сложности из­мерения, трудности исключения влияния помех и недостаточности накоп­ленного опыта. Большее распространение получили косвенные методы.

1. ИСПЫТАНИЕ И ХИМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА

Многие повреждения или отклонения от нормального состояния во­обще никак не проявляются при внешнем осмотре трансформаторов. Особенно это относится к начинающимся внутренним повреждениям. Значительная часть внутренних повреждений может быть определена проверкой состояния трансформаторного масла. Такие внутренние по­вреждения, как местные перегревы, частичные разряды (в масле или твердой изоляции), незначительное искрение в контактных соединениях и т.п., так или иначе сказываются на свойствах трансформаторного масла. Изменение его характеристик происходит также при увлажнении, загрязнении, попадании воздуха или другого газа и, наконец, в результа­те естественного старения как самого масла, так и твердой изоляции. Испытание и химический анализ трансформаторного масла являются старейшими и наиболее распространенными способами проверки состоя­ния трансформаторов.

Трансформаторное масло выполняет функции диэлектрика и охлаж­дающей среды, а для устройств РПН также дугогасящей среды. Свежее трансформаторное масло светло-желтого цвета и имеет высокие физи­ко-химические и диэлектрические свойства. Старение масла в эксплуа­тации связано с его окислением. При соблюдении всех правил монтажа трансформатора и заливки масла [5] на первом этапе процесс окисления происходит медленно. Изменения в масле обычными методами почти не обнаруживаются, но стабильность масла постепенно снижается. На втором этапе масло приобретает коричневый цвет, становится мутным, увеличивается кислотное число и зольность, появляются низкомолеку­лярные кислоты, которые оказывают вредное воздействие как на бу­мажную изоляцию, так и на металлы. Появляются осадки, которые мо­гут ухудшить условия охлаждения обмоток.

Помимо внутренних, так сказать ’’естественных”, причин старения масла (высокая температура, изоляционный лак, остаточная влага в

00 Таблица!. Предельные значения показателей качества трансформаторного масла по нормам [2]

№ Наименование показателя п/п.

1. Пробивное напряжение, кВ, при:

Ц<ом 15 кВ

Цюм ~ 15 ~ 35 кВ

— 60 “ 220 кВ

” 330 “500 кВ

Ц1ом “750 кВ

То же для контакторов РПН:

64гом = Ю кВ

Ц1ом = 35 кВ Цтом = НО кВ Цюм ~ 220 кВ

1. Механические примеси
2. Кислотное число, мг КОН/г
3. Водорастворимые кислоты и щелочи, мг КОН/г;

для трансформаторов более 630 MB-А и герметичных вводов до 500 кВ для негерметичных вводов

|  |  |
| --- | --- |
| свежего | после заливки |
| ТКп | ГОСТ 10121—76 | Т-750 | ТКп | ГОСТ 10121-76 | Т-750 | эксплуата­ционного всех марок |
| 30 | 30 |   | 25 | 25 |  | 20 |
| 35 | 35 | — | 30 | 30 | — | 25 |
| 45 | 45 | — | 40 | 40 | — | 35 |
| 55 (60) | 55 (60) | 55 (60) | 50(55) | 50(55) | 50(55) | 45 |
| — | — | 65 (70) | — | - | 60(65) | 55 (60) |
| 30 | 30 ’ |  | 25 | 25 |   | 25 |
| 35 | 35 | — | 30 | 30 | — | 30 |
| 45 | 45 | *—* | 40 | 40 | — | 35 |
| 45 | 45 | - | 40 | 40 | - | 40 |
|  | Отсутствие (визуально) |  |  |  |
| 0,02 | | 0,02 | | 0,01 | | 0,02 | | 0,02 | | 0,01 | 0,25 |
|  |  | Отсутствие |  |  | 0,014 |
|  |  | Отсутствие |  |  | 0,03 |

Значение показателя масла

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 5. Температура вспышки, *°C* | 135 | 150 |
| 6. tg 6, %, при 20 °C для: |  |  |
| б^ном 220 кВ | 0,2 | 0,2 |
| Сном = 330-5-500 кВ | 0,2 | 0,2 |
| при 70 °C для: |  |  |
| Цюм 220 кВ | 1,5 | 2,0 |
| t/H0M = 330-5-500 кВ | 1,5 | 2,0 |
| Сном “ 750 кВ | 1;5 | 2,0 |
| при 90 °C | 2,6 | 2,6 |
| 7. Влагосодержание, % по массе, для: |  |  |
| Сном 220 кВ | 0,001 | 0,001 |
| Цюм “ 330 кВ | 0,001 | 0,001 |
| Сном = 500 кВ | 0,001 | 0,001 |
| 8. Температура застывания, °C | -45 | -45 |
| 9. Газосодержаине | 0,1 | 0,1 |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 135 | 135 | 150 | 135 | Снижение не более 5 °C по сравнению |
| спредыду=" щим анали­зом |
|  | 0,3 | 0,3 | — | 0,7 |
| - | 0,3 | 0,3 | - | 0,5 |
| 0,3 | 2,0 | 2,5 | 0,5 | 7,0 |
| 0,3 | 2,0 | 2,5 | 0,5 | 5,0 |
| 0,3 | 2,0 | 2,5 | 0,5 | 2,0 |
| 0,5 | - | - | 0,7 | — |
| 0,001 | 0,001 | 0,001 | 0,001 | По завод­ |
|  |  |  |  | ским нор­ |
|  |  |  |  | мам |
| 0,001 | 0,001 | 0,001 | 0,001 | (0,0025) |
| 0,001 | 0,001 | 0,001 | 0,001 | (0,002) |
| -55 | - | - | - | - |
| 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | - |

Примечание. В п. 1 в скобках указано пробивное напряжение при испытании в маслопробойном аппарате со сферическими электродами [9]; указанные в скобках данные в п. 7 могут уточняться.

чем ко вновь заливаемому. К некоторым сортам масла, а также к маслу в некоторых типах трансформаторов требования могут отличаться от указанных в табл. 1, что должно быть оговорено в соответствующих тех­нических условиях или инструкции завода-изготовителя.

Указанные во второй колонке табл. 1 номинальные напряжения t/H0M относятся к обмотке высшего напряжения трансформатора, если проба масла берется из бака трансформатора или масло предназначено для заливки в бак. Для масла высоковольтных вводов принимается но­минальное напряжение ввода. Для контактора устройства РПН номиналь­ное напряжение определяется местом его установки. Если устройство установлено ”в линии” (в автотрансформаторах на стороне среднего напряжения), то принимается номинальное напряжение данной обмотки, если в нейтрали — 35 кВ (для трансформаторов ПО кВ и более) или 10 кВ.

По [2] в трансформаторах напряжением до 35 кВ во всех случаях масло испытывается по пп. 1—5 табл. 1 (так называемый сокращенный анализ). Это относится и к пробам, отбираемым при эксплуатации, и к заливаемому маспу, и к маслу транспортируемых трансформаторов. В трансформаторах напряжением 110 кВ и более проверка производит­ся по пп. 1—6 табл. 1, а оборудованных азотной или пленочной защита­ми — по пп. 1—7,9.

Свежее масло, заливаемое во все виды маслонаполненных вводов, а также эксплуатационное масло негерметичных вводов испытывается по пп. 1—5 табл. 1. Испытание по п. 6 производится только для вводов напряжением 220 кВ и более, а также для вводов меньшего напряжения, если повышен tg 6 основной изоляции или ее последних слоев. Масло герметичных вводов в эксплуатации испытывается (по пп. 1—6) лишь в случае повышения tg 6 основной изоляции или ее последних слоев *и* при повышении давления масла во вводе выше нормы.

Масло из контакторов устройств РПН испытывается по пп. 1, 2, 5 табл. 1. Если избиратель устройства РПН расположен в отдельном баке, его масло также подлежит испытанию. При зтом, если бак избирателя соединен трубкой с баком трансформатора, масло подвергается тем же испытаниям, что и из основного бака трансформатора. При пол­ностью изолированном баке избирателя достаточно испытаний по пп. 1, 2, 5.

Отбор проб масла в эксплуатации из баков трансформаторов напря­жением 330 кВ и выше, а также блочных трансформаторов мощностью 180 МВ-А и более любого напряжения производится не реже 1 раза в год. Для остальных трансформаторов масло проверяется не реже 1 ра­за в 3 года. Масло негерметичных вводов напряжением 500 кВ прове­ряется в первые 2 года эксплуатации не реже 2 раз в год, в дальнейшем — 1 раз в 2 года; при напряжении 110—330 кВ - 1 раз в год в течение пер­вых двух лет, в дальнейшем — 1 раз в 3 года. Масло из герметичных вводов в общем случае не проверяется.

20

Пробы масла из контакторов устройств РПН должны отбираться не еже 1 раза в год. Однако если переключения производятся достаточ­но часто, то отбор проб производится через меньшие интервалы време­ни Обычно число переключений между отборами проб должно состав­лять не более 5000, если иное не указано в инструкции завода-изго­товителя. При снижении пробивного напряжения или обнаружении во­ды масло в контакторе подлежит замене. Для многих устройств РПН инструкции заводов-изготовителей требуют заменять масло в контак­торе через 5 лет или 25 тыс. переключений независимо от его со­стояния.

В зависимости от конкретных условий пробы масла как из бака трансформатора, так и из контакторов устройств РПН могут отбираться чаще, чем зто предусмотрено нормами. Некоторые такие случаи будут рассмотрены в последующих параграфах.

Для того чтобы результаты испытания или анализа масла были досто­верными, отбор проб должен производиться аккуратно, с тем чтобы не допустить увлажнения, загрязнения масла и возникновения помех. Нужно очистить пробку или кран от грязи и пыли, слить в посторон­нюю емкость некоторое количество масла (с тем чтобы промыть отверс­тие крана и быть уверенным, что в пробу попало масло из интересую­щей емкости, а не из маслосливной трубки), затем набирать пробу. Пробу берут в банку вместимостью не менее 0,5 л с притертой пробкой после двукратного ополаскивания маслом, предназначенным для испы­таний. Следует помнить, что при резком изменении температуры банок на них может конденсироваться влага, поэтому открывать банки следует после того, как они приняли температуру среды. Это относится как к пустым, так и к заполненным банкам. В частности, поступившая на испытания проба масла должна постоять в помещении лаборатории ле­том 2—3 ч, зимой 8—12 ч.

Одной из основных характеристик масла является *электрическая прочность,* или *пробивное напряжение.* В СССР испытание производится в стандартном разряднике, представляющем собой два плоских или сфе­рических электрода диаметром 25 мм, расположенных взаимно парал­лельно в фарфоровой ванночке на расстоянии 2,5 мм друг от друга. Исследования, выполненные ПО ’’Союзтехзнерго”, показали, что для трансформаторного масла с пробивным напряжением выше 50 кВ значе­ние пробивного напряжения, определенное в аппарате со сферическими электродами, выше, чем значение, определенное в аппарате с плоскими электродами, в среднем на 6 кВ, а для масла с пробивным напряжением менее 50 кВ оно ниже в среднем на 5 кВ. Поэтому допустимые значе­ния пробивного напряжения масла в трансформаторах класса напряже­ния 330 кВ и более разные для случаев использования плоских и сфе­рических электродов. В табл. 1 допустимые значения для сферических электродов приведены в скобках [9].

21



Рис. 3. Принципиальная схема установки для определения электрической прочности трансформаторного масла:

*ТР* — трансформатор регулирующий; *Т —* трансформатор повышающий; *R —* резистор токоограничивающий; *F —* стан­дартный разрядник

Рис 4 Векторная диаграмма напряжения и тока в диэлектрике



Рис. 5. Принципиальная схема моста переменного тока:

Для определения пробивного напряжения можно использовать ап­параты АИИ-70, АИМ-80 и др. Принципиальная схема установки для определения электрической прочности масла приведена на рис. 3. Вольт­метр, как правило, включается на стороне низшего напряжения, а гра­дуируется с учетом коэффициента трансформации испытательного транс­форматора, т.е. показывает испытательное напряжение. Плавно подни­мая напряжение и непрерывно наблюдая за показанием киловольт­метра, фиксируют напряжение, при котором происходит пробой масла. Перед испытанием ванночку и электроды ополаскивают испытуемым маслом. Испытание проводится 5—6 раз с интервалом 1—10 мин в зави­симости от типа аппарата. За пробивное напряжение принимают сред­нее из шести (и = 6) значений

*Unp = + Vi + - + Un)ln.*

Если один пробой (обычно первый) резко отличается от других, его значение отбрасывается и определяется среднее значение пяти (и = = 5) остальных пробоев [5, 6].

Снижение пробивного напряжения свидетельствует, как правило, о загрязнении масла водой, воздухом, волокнами и другими приме­сями. Практически любое развивающееся в трансформаторе поврежде­ние рано или поздно приводит к снижению пробивного напряжения мас­ла, и в этом смысле его можно считать комплексной характеристикой состояния масла.

Другим показателем, характеризующим свойства трансформатор­ного масла как диэлектрика, является *тангенс угла диэлектрических потерь* или tg 8. Если к идеальному диэлектрику приложить перемен­ное напряжение *U* (рис. 4), то через него будет протекать емкостный ток *1с-* В реальном диэлектрике ток содержит также активную составляю­щую /а, определяющую мощность, рассеиваемую в диэлектрике. Эта мощность называется диэлектрическими потерями. Суммарный ток *1* в реальном диэлектрике, в том числе и в масле, оказывается сдвинутым от напряжения не на 90°, а на меньший угол, равный 90° — 6. Чем хуже диэлектрик (или соответственно чем хуже качество масла), тем боль­ше в нем потери, тем больше активная составляющая тока /а и тем боль­ше угол 5.

Диэлектрические потери принято характеризовать тангенсом этого угла (tg 5).

22

Поскольку потери *Р = VI* cos(90° - 8) = L7a = *UIC* tg 8, то tg *8 = Ia/Ic* или в процентах tg 8 = (7аДс) Ю0 %•

Диэлектрические потери для свежего масла характеризуют его ка­чество и степень очистки, а в эксплуатации — степень загрязнения и ста­рения масла. Повышенные диэлектрические потери масла приводят к снижению изоляционных характеристик трансформатора в целом. При повышении tg 8 масла сверх нормируемого предела нужно принять ме­ры к его снижению или заменить масло.

Для определения tg 8 масло заливают в специальный сосуд с цилинд­рическими или плоскими электродами. Измерение производят с по­мощью моста переменного тока типов Р525, Р5026 и др. по так назы­ваемой прямой схеме. Прямая схема используется в том случае, когда ни один электрод (полюс) испытуемого объекта не связан с землей. Если один из полюсов (обычно это корпус или бак) заземлен, приме­няется так называемая перевернутая схема (см. § 6). Прямая и перевер­нутая схемы включения моста приведены на рис. 5. Поскольку напряже­ние на электродах должно быть 2 кВ (при расстоянии между ними 2 мм), питание моста осуществляется через трансформатор *Т.* Регули­руя и С4, добиваются равновесия моста. Сопротивления моста и эта­лонного конденсатора моста подобраны так, что tg 8 = С4. Следователь­но, при измерении достаточно произвести отсчет емкости С4. Значение при всех измерениях диэлектрических потерь масла практически не меняется.

а — прямая; *б -* перевернутая; *Т -* трансформатор; *Сх -* испытуемый объ­ект, с0 - образцовый конденсатор; Л' - нуль-индикатор (гальванометр); *R3 —* регулируемый резистор моста; С4 — регулируемый конденсатор моста; Э - эк­ран моста

23

Перед измерением нужно проверить схему моста с присоединенными к нему электродами сосуда на отсутствие потерь. Это делают перед за­ливкой испытуемого масла в сосуд. Потерь нет, если *Сц* =0. В противном случае следует проверить правильность сборки схемы и чистоту электро­дов. К сожалению, такая проверка проводится не всегда, что приводит к получению ложных результатов. Каждое измерение целесообразно повторять дважды — при разных положениях переключателя полярности гальванометра и при максимальной его чувствительности.

В настоящее время на некоторые виды трансформаторного масла нормируют tg 6 при температуре 90 °C, однако в эксплуатационных руководящих материалах tg 6 нормируется при 20 и 70 °C [2]. Для ком­плексной оценки состояния трансформатора и его узлов следует в экс­плуатации определять tg 5 масла при всех трех температурах (20, 70 и 90 °C). В некоторых случаях (например, в жаркие летние дни) труд­но обеспечить температуру масла 20 °C. Тогда измерение tg 6Mf произ­водится при комнатной температуре *t,* °C, а тангенс угла диэлектричес­ких потерь при 20 ° С определяется по формуле

tg ^м20 ~ tg *IКз>*

где *К3 —* коэффициент, зависящий от разности температур, Дг = *t —* — 20 °C, принимаемый согласно табл. 7 (см. § 6).

Для трансформаторов 500—750 кВ и для мощных блочных трансфор­маторов 220 кВ значения tg 6 масла, допустимые в эксплуатации, отли­чаются от указанных в табл. 1. Например, согласно заводской инструк­ции для трансформаторов ТНЦ-1000000/500 оно должно быть не более 4% при 90 °C.

Пробивное напряжение и tg *5* масла определяют в электротехничес­кой лаборатории. Остальные нормируемые величины характеризуют фи­зико-химические свойства, и их определяют в химической лаборатории. От электротехнического персонала требуется доставить в лаборато­рию пробу масла и затем правильно оценить результаты анализа. Рас­смотрим некоторые из этих показателей.

*Цвет масла* обычно светло-желтый. В эксплуатации под влиянием нагрева, загрязнений, образующихся смол и осадков масло темнеет. Темный цвет свежего масла свидетельствует о неудовлетворительной очистке. Быстрое и сильное потемнение масла указывает на его перегрев или образование угля. Цвет определяют после пропускания пробы через фильтр. Цвет масла служит для ориентировочной оценки его качества.

*Механическими примесями* называют любые нерастворенные вещест­ва, содержащиеся в масле в виде осадка или во взвешенном состоянии. Первая группа примесей — зто волокна, пыль и другие элементы, попав­шие в масло в результате растворения различного вида связующих веществ (красок, лаков и т.д). Они влияют на электрическую прочность 24 масла Их наличие определяют, просматривая на свет стеклянный сосуд, в который налито масло, после предварительного встряхивания.

При возникновении в масле электрической дуги кроме газов обра­зуется второй вид примесей - твердые обуглившиеся частицы, называе­мые взвешенным углеродом. Масло, в котором горела дуга, приобре­тает синеватый оттенок и флуоресцирует. Взвешенный углерод легко удаляется из масла обычной механической очисткой. При очень сильном засорении продуктами горения масло подлежит восстановлению или за­мене.

Уже отмечалось, что в процессе старения масла образуются нераст­воримые осадки — шлам. Некоторые из них сильно гигроскопичны, и их отложения на поверхности изоляции могут вызвать перекрытия. Оседая на обмотке, шламы сильно уменьшают, а иногда и закупоривают масляные каналы, что ухудшает охлаждение и может привести к недо­пустимым перегревам.

Обычно наличие механических примесей проверяют на просвет ви­зуально. Если они не обнаруживаются, то считается, что их количество не превышает 50 г на 1 т масла. Однако для трансформаторов напряже­нием более 750 кВ предельное нормируемое количество примесей со­ставляет. 5—15 г/т, что требует, конечно, более точных методов контроля. Определенное количество масла пропускается через фильтр, который взвешивается до фильтрования масла и после. Разность масс и дает коли­чество осадков.

*Влагосодержание масла* в малых концентрациях существенного влия­ния на его свойства не оказывает, но при превышении нормы вода может оказать губительное действие на трансформатор. Ее наличие свидетельст­вует либо о потере герметичности (в том числе во вводах, в системе охлаждения и тд.), либо о чрезвычайно сильном старении масла. Осаж­денная на дне бака вода сама по себе не снижает электрической прочнос­ти масла, но может перейти в растворенное состояние в масле или даже увлажнить твердую изоляцию. Вода может проникнуть в масло из возду­ха при изменении объема масла вследствие его попеременного нагрева и охлаждения. Трансформаторы с исправной пленочной защитой мас­ла в расширителе от такой опасности избавлены. Вода может находиться в масле также в виде взвешенных частиц.

Влагосодержание определяется по количеству водорода, выделяемо­го при взаимодействии масла с гидридом кальция. Строят график отно­шения времени начала реакции к количеству выделившегося газа в тече­ние 45 мин, из него определяют (по номограмме или формуле) объем выделяющегося водорода, а затем с учетом плотности масла при тем­пературе испытания рассчитывают влагосодержание. Оно выражается в процентах массы (см. табл. 1) или в граммах воды на тонну масла, причем 0,001 % = Ю г/т.

Важной характеристикой является *температура вспышки масла.* ем ниже температура вспышки, тем больше испаряемость. При испа-



содержание масла можно определять с по­мощью хроматографа, но все действующие нормы ориентированы на измерение абсорб­циометром. В стеклянной колбе распыли­теля создается вакуум. В нее заливают масло и по изменению остаточного давле­ния определяют газосодержание пробы.

Другие показатели масла не нормируют­ся и носят вспомогательный характер. Плот­ность (удельная масса) наиболее просто определяется с помощью ареометра. Стати­стическая и динамическая вязкость измеря­

рении масла ухудшается его состав, растет вязкость, образуются взрыво­опасные и другие газы. Особенно опасно снижение температуры вспыш­ки масла в устройствах РПН.

Для определения температуры вспышки масло заливают в закрытый сосуд (тигль) и нагревают. Выделяемые пары масла, смешиваясь с воз­духом, образуют смесь, которая вспыхивает при определенной темпе­ратуре при поднесении к ней пламени или от электрической искры.

При разложении масла, сопровождаемом снижением температуры вспышки, выделяются газы. При этом срабатывает газовая защита (на сигнал или на отключение). В ряде случаев по снижению температу­ры вспышки и по составу газа, скопившегося в газовом реле, можно определить характер повреждений внутри трансформатора.

*Кислотным числом масла* называют количество едкого кали (КОН), выраженного в миллиграммах, которое необходимо для нейтрализации свободных кислот в 1 г масла. В крупных трансформаторах допус­тимое в эксплуатации значение меньше, чем приведенное в табл. 1 (для ТНЦ-1000000/500 - 0,15 мг КОН).

*Водорастворимые кислоты и щелочи* могут попасть в масло при рафинировании и регенерации (серная кислота и щелочи) или образо­ваться в эксплуатации в результате окисления (низкомолекулярные кислоты, дающие кислую реакцию водной вытяжки). Наличие низко­температурных кислот свидетельствует о плохом качестве масла, его быстром разрушении. Эти кислоты агрессивны, могут быть причиной коррозии металла и старения твердой изоляции. Для обнаружения кис­лот применяется 0,02 %-ный водный раствор метилоранжа, а для об­наружения щелочей и мыл — 1 %-ный спиртовой раствор фенолфталеи­на, которые меняют свой цвет в присутствии контролируемых компо­нентов. При содержании водорастворимых кислот и щелочей 0,015 мг КОН и более (в трансформаторах мощностью до 630 МВ-А — 0,03 мг КОН) нужно произвести регенерацию или замену масла.

*Стабильность масла* определяется проведением его искусственного старения (окисления) в специальных аппаратах, выражается двумя по­казателями — процентным содержанием осадка и кислотным числом, определяется лишь для свежего масла.

*Натровая проба* характеризует степень отмывки масла от посто­ронних примесей. Этот показатель также используется лишь для свеже­го масла и в эксплуатации не проверяется.

*Температуру застывания* проверяют для масла трансформаторов, работающих в северных условиях. Это наибольшая температура, при которой масло застывает настолько, что при наклоне пробирки под углом 45° его уровень в течение 1 мин остается неизменным. Снижение температуры застывания затрудняет работу маслонасосов, устройств РПН и переключателей без возбуждения (ПБВ).

*Газосодержание масла* определяют при проведении работ, связан­ных с дегазацией и азотированием масла. В принципе суммарное газо- 26

Рис. 6. Прибор для отбора проб газа из газового реле

ется соответственно с помощью вискозиметров Энглера и Пинкевича. Содержание серы измеряется, как правило, лишь в процессе отработ­ки технологии производства трансформаторного масла.

*Анализ газа из газового реле* выполняется на газоанализаторе или на хроматографе (последнее точнее). Для получения правильных резуль­татов нужно правильно отобрать пробу газа. Для этого пользуются при­бором (рис. 6), размещаемым в специальном деревянном футляре. Отбор пробы следует производить следующим образом. Уравнительная склянка *2* заполняется 22 %-ным раствором поваренной соли с добав­лением 5—6 капель серной кислоты и метилового оранжевого индика­тора (вместо этого можно применять водный раствор глицерина 1:1 по объему или трансформаторное масло). Открывают краны 5 пипет­ки *1,* поднимают склянку *2* выше верхнего крана и, когда жидкость, заполнив пипетку, начнет вытекать из резиновой трубки *4,* закрывают краны 5 и надевают зажим *3.* В пипетке не должно оставаться пузырь­ков воздуха. Конец трубки *4* надевают на штуцер закрытого крана га­зового реле, опускают пипетку ниже этого крана, открывают краны 5 пипетки и снимают зажим *3.* Уровень жидкости в пипетке не должен опускаться. Если он опускается, то прибор неисправен или трубка *4* неплотно надета на штуцер. Лишь убедившись в отсутствии подсоса воздуха, можно открывать кран газового реле. Отбор газа ведут до тех пор, пока уровень масла в реле не достигнет верхней отметки на смот­ровом стекле или пока не заполнится пипетка (ее вместимость 500 мл). Затем закрывают кран газового реле, поднимают склянку *2* выше верхнего края пипетки, закрывают краны 5 пипетки. Пипетка с закры­тыми кранами доставляется в химическую лабораторию.



| Причина появления газа | водород | метан + + этан | ацетилен + + этилен | окись уг­лерода | углекис­лый газ |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Электрическая дуга в масле | 40—65 | 0,1-5 | 0,1-5 | 0 -0,2 | 0,3 |
| Разложение масла и твердой изоляции элек­трической дугой | 30-65 | 0,5-10 | 0,2-5 | 1-25 | 0,2-5 |
| Разложение масла при нагреве | 0,5-30 | 3-10 | 0,2-10 | 0 -0,02 | 0,1-2 |
| Разложение масла и твердой изоляции при нагреве и под дейст­вием частичных раз­рядов | 2-25 | 2-10 | 0,1-10 | 0,2-15 | 0,2-5 |

Таблица?. Состав газа в газовом реле при внутренних повреждениях трансформаторов

Содержание компонентов, % объема

*Отбор пробы масла в стеклянные шприцы* применяется в случае вы­деления растворенных в масле газов с помощью вакуума. Отбор проб производится в медицинские шприцы объемом 5 или 10 мл. Предвари­тельно шприц проверяют на герметичность. Для этого оттягивают

О наличии или отсутствии повреждений в трансформаторе по резуль­татам анализа газа из газового реле можно судить по данным табл. 2.

Основными примерами первых двух видов повреждений, указанных в табл. 2, связанных *с* наличием дуги и характеризуемых в первую очередь большим количеством водорода (’’горючий” газ из газового реле), является перекрытие в устройстве РПН и межвитковое замы­кание. Газовое реле, как правило, работает на отключение, происхо­дит выброс масла через выхлопную трубу или предохранительный кла­пан. Трансформатор подлежит выводу в ремонт.

Третий вид повреждения — разложение масла — связан с наличием повышенных местных нагревов. Решение о выводе в ремонт трансфор­матора при наличии этого, а также четвертого вида повреждения при нимается в соответствии с инструкцией по эксплуатации и ПТЭ в зави­симости от местных условий (см. также ’’Инструкцию по определению характера внутренних повреждений трансформаторов по анализу газа из газового реле”. М: Союзтехэнерго, 1980. 15 с).

1. ХРОМАТОГРАФИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РАСТВОРЕННЫХ В МАСЛЕ ГАЗОВ

В последнее десятилетие для диагностики состояния трансформа­тора получил широкое распространение и показал удовлетворительные результаты хроматографический анализ растворенных в масле газов От электротехнического персонала и электромонтеров требуется пра­вильно отобрать пробу масла и доставить ее в лабораторию, а после выполнения анализа правильно истолковать его результаты и принять решение о дальнейшей эксплуатации трансформатора. Анализ выпол- 28

Рис 7. Отбор пробы масла в шприц

няется на хроматографе, как прави­ло специально подготовленными ра­ботниками химической службы.

Существует несколько способов вы­деления газов из масла, каждому из которых соответствуют свои способы отбора пробы масла. Рассмотрим два наиболее распространенных способа.

поршень до предела и затем конец иглы шприца вводят в резино­вую пробку, не протыкая ее насквозь. Надавливают на шток, перемещая поршень примерно на половину его входа. В таком состоянии шприц вместе с пробкой опускают в вводу. Отсутствие пузырьков выделяе­мого воздуха свидетельствует о достаточной герметичности.

Для отбора пробы масла на трансформаторе имеется специальный пат­рубок. Перед отбором патрубок должен быть очищен от загрязнений. При отборе нужно слить некоторое количество масла, застоявшегося в патрубке, промыть маслом шприц и маслоотборное приспособление. Лучше всего пользоваться схемой, рекомендованной методическими указаниями [3]. Тройник *5* (рис. 7) с резиновой пробкой 7 с помощью резиновой трубки *2* и переходника соединяют с патрубком *1* трансфор­матора, а трубкой *3 — с* трехходовым или иным краном *4.* Вся система должна быть герметичной. Длина трубки *2* выбирается такой, чтобы было удобно оперировать с тройником *5* и шприцем *6.* Открывают вен­тиль на трансформаторе. Открывают кран *4* и сливают 1—2 л масла. Закрывают кран *4,* вводят иглу шприца в тройник 5, протыкая на­сквозь пробку 7. Заполняют шприц маслом. Под избыточным давлением масла поршень шприца должен перемещаться свободно. Открывают (не полностью) кран *4.* Для промывки шприца нажимают на его поршень и выдавливают из него масло. Операцию повторяют 2 раза. Затем, наб­рав масло в шприц, вынимают его из тройника и вводят конец иглы в заранее подготовленную резиновую пробку (как при проверке герме­тичности шприца). Закрывают вентиль на трансформаторе и отсоединяют систему отбора.

Заполненный маслом шприц *с* пробкой помещают в специальную (лучик деревянную) тару *с* гнездами для шприцев, маркируют пробу и отправляют в лабораторию. При маркировке пробы следует фикси­ровать объект (электростанция или подстанция), местную маркиров-

ку трансформатора, место отбора пробы (бак, устройство РПН, ввод), дату отбора пробы и кем выполнен отбор. Часто на шприце ставят крат­кое условное обозначение, которое расшифровывается в журнале.

Рис. 8. Схема маслоотборного устройства

*Отбор пробы масла в маслоотборник* производится при так называ­емом частичном выделении растворенных в масле газов. Точность ре­зультатов анализа здесь значительно выше, чем в предыдущем случае, однако требуемый объем масла велик (несколько литров), что услож­няет отбор и транспортировку пробы. Обычно пользуются маслоотбор- ником вместимостью 2,5—3 л, схема которого приведена на рис. 8. В нормальном положении поршень *1* опущен на дно, барботер\* *2* сдат­чиком температуры *3* и закрытым вентилем *4* ввернут в отверстие 5. Вентиль *6* закрыт. Отверстие 7 в дне маслоотборника закрыто заглуш­кой *8.*

Пробы масла отбирают из патрубка *9,* расположенного в поддоне трансформатора и нормально закрытого пробкой. К патрубку присое­диняется резиновая трубка диаметром 5—8 мм, имеющая на конце штуцер с накидной гайкой *10.* Сливают 1,5—2 л масла. Штуцер *10* пере­ворачивают наквдной гайкой вверх (как показано на рис. 8) и регу­лируют расход масла (примерно 1 мл/с). При таком расходе масло за-

полняет накидную гайку и медленно стекает по ее краям. О критериях оценки состояния трансформаторов с пленочной защи-

Из маслоотборника вывертывают барботер *2—4* и, нажимая шго- той масла будет сказано ниже.

ком *11* на хвостовик поршня, переводят поршень вверх. Шток вводят Для второй группы дефектов характерно выделение этилена или через отверстие 7. Переворачивают маслоотборник кверху дном и на- ацетилена. Могут присутствовать оба этих газа одновременно а также вертывают накидную гайку *10* на отверстие *5* настолько, чтобы масле сопутствующие газы метан и водород. Опасные концентрации приве- перестало подтекать из штуцера. Происходит заполнение маслоотборни- дены в табл. 3.

ка. Расход масла при этом должен быть примерно 0,5 л/мин. Когда из Как следует подходить к решению вопроса о дальнейшей эксплуата- отверстия 7 показывается хвостовик поршня *12,* следует завернуть н8 дни трансформатора? Наибольшую опасность представляют те повреж- место заглушку *8.* Прекратив подачу масла, но не отсоединяя шланг *9 -* **дения первой группы, которые связаны с повреждением твердой изоля-**  воз °~ МОТОК или **отводов.** Достаточно какого-либо дополнительного

\* Приспособление, используемое при выделении из масла растворенных газов оздеиствия, чтобы трансформатор получил повреждение. Например,

Проведя анализ, лаборатория выдает результаты и, как правило, указывает на отклонение от нормы содержания тех или иных растворен­ных газов. Однако решение о дальнейшей эксплуатации трансформа­тора принимает электротехническая служба.

*10* переворачивают маслоотборник дном вниз. Отвернув штуцер *10* и шись что масло полностью заполняет патрубок 5, ввертывают У место барботер *2* с закрытым вентилем *4.* Маслоотборник, заполнен- ныймаслом, доставляют в лабораторию для анализа.

Во всех случаях главное требование при отборе и доставке пробы масла в лабораторию - обеспечить герметичность и не допустить загряз­нения или увлажнения масла. Время хранения пробы до проведения анализа должно быть минимальным (не более суток).

При анализе определяют содержание углекислого газа СО2, окиси углерода СО, водорода Н2 и углеводородов — метана СЩ, ацетилена С2Н2, этилена С2Н4, этана С2Н6, а также кислорода 02 и азота N2.

а по части из них, например углекислому газу, ацетилену и этилену. Естественно, чем меньшая номенклатура газов учитывается, тем мень­ше возможности своевременно выявить начинающееся повреждение трансформатора.

Однако чаще производится анализ не по всем перечисленным газам,

В настоящее время *с помощью хроматографического анализа мож­но определить две группы повреждений силовых трансформаторов:* **1) дефекты твердой изоляции (перегревы и ускоренное старение твер­дой электрической изоляции, частичные разряды в бумажно-масляной изоляции), 2) перегревы металла и частичные разряды в масле (дефек­ты токоведущих частей, особенно контактных соединений, магнито­провода и конструкционных частей, в том числе с образованием корот­козамкнутых контуров и др.).**

Для дефектов первой группы характерно выделение углекислого газа и окиси углерода. Для трансформаторов с открытым дыханием и азотной защитой масла в качестве критерия оценки состояния ис­пользуется концентрация углекислого газа. Установлено, что опасные дефекты первой группы имеют место при концентрациях С02, превы­шающих указанные в табл. 3.

30

31

| Группа дефектов | Защита масла | Среднегодовая температура масла, °C | Характер­ный газ | Предельная кон­центрация, % |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Первая | Г идрозатв ором | <40 | СО2 | 0,6 |
|  | и воздухоочис- | >40 | со2 | 1 |
|  | тителем |  |  |  |
|  | Азотная | <40 | со2 | 0,3 |
|  |  | >40 | со2 | 0,5 |
| Вторая | Всех систем | — | С2Н4 | 0,008 |
|  |  |  | С2Н2 | 0,01 |
|  |  |  | сн4 | 0,01 |

Таблица 3. Предельные концентрации растворенных в масле газов для трансформаторов с открытым дыханием и азотной защитой масла

наличие ранее обнаруженных газов. Если дефекты при ремонте были устранены, то концентрация характерных газов (кроме углекислого) в дальнейшем уменьшается, а углекислого газа — не изменяется. Уве­личение концентрации свидетельствует о том, что дефект при ремонте не был устранен.

**Для трансформаторов, имеющих пленочную защиту масла, а также для других трансформаторов, в которых иа основании анализа предпола­галось повреждение твердой изоляции,** но оно не было выявлено при капитальном ремонте, проводится расширенный анализ растворенных в масле газов. Оценка степени опасности предполагаемого повреждения производится по отношениям концентрации газов в соответствии с дан­ными табл. 4.

Наиболее опасным дефектом является повреждение твердой изоля­ции, которое сопровождается частичными разрядами в ней. Предполо­жить его наличие можно в том случае, если на него указывают не менее двух отношений в приведенной таблице. Эксплуатация таких транс­форматоров допускается только *с* согласия завода-изготовителя.

Если обнаружены частичные разряды в масле, нужно убедиться, что возникший дефект не затрагивает твердую изоляцию. Для этого хрома­тографический анализ растворенных в масле газов следует повторять через каждые две недели. Если в течение 3 мёс отношения не изменяют­ся, то твердая изоляция не затронута.

Дополнительным подтверждением повреждений, выявленных по указанным отношениям, является скорость изменения концентрации газов. Свидетельством наличия опасного дефекта является увеличение 1трации ацетилена при частичных разрядах в масле на 0,004 - *’ 0 07* ВппССЯЦ И б°лее> при частичных разрядах в твердой изоляции на , — , 3 % в месяц. Для перегревов (последняя колонка таблицы) характерно снижение скорости нарастания концентрации газов (в пер- **2-6287** 33

тивления обмоток постоянному току (см. § 7). Такие трансформа­ции следует выводить в ремонт в первую очередь, как и при поврежде­ниях первой группы. В общем случае повышенное содержание этиле­на и ацетилена при нормальном содержании углекислого газа указы­вает на перегревы конструкционных частей или магнитопровода. В этом случае капитальный ремонт следует провести в ближайшие 6 мес. Естественно, при решении вопроса о выводе в ремонт нужно учитывать возможность появления газов по иным причинам, не связанным с де­фектом самого трансформатора, - повреждение двигателей электрона­сосов системы охлаждения, проникновение газов из контактора устрой­ства РПН и др.

При выводе в ремонт трансформаторов с повреждениями второй группы в месте повреждения находят вязкие или твердые продукты разложения масла черного цвета.

При вводе в работу трансформатора после капитального ремонта возникающие даже при не очень близком КЗ механические воздейст- хроматографический анализ в течение первого месяца может показать вия могут привести к повреждению изоляции в месте возникшего де фекта, образованию дуги и аварийному отключению. Такие трансфер, маторы следует выводить в ремонт в первую очередь.

Чтобы более правильно решить вопрос о степени срочности вывода трансформатора в ремонт, нужно учитывать ряд дополнительных об стоятельств. Углекислый газ может образоваться и по причинам, не связанным с изоляцией обмоток или отводов. К такому эффекту мо жет привести умеренно повышенный нагрев большой площади метал­ла или сильное старение масла, а также частые перегрузки, перевоз буждения, отказы системы охлаждения. В эксплуатации имели месте ошибочные подключения баллона *с* углекислым газом вместо азол к системе азотной защиты. В этих случаях следует учитывать данные электрических испытаний и химического анализа масла (см. § 4), < также рекомендации завода-изготовителя, связанные с конструктив ными особенностями и данными о повреждаемости данного типа транс форматоров. Можно провести сравнительный анализ на содержание углекислого газа в трансформаторе того же типа, работающего то же самое время в тех же условиях в аналогичном режиме.

При выводе в ремонт поврежденная часть твердой изоляции име ет черно-коричневый цвет и отчетливо выделяется на фоне остальное части изоляции. На ней могут быть видны ветвистые побеги, представляв щие собой следы разряда.

Дефекты второй группы наиболее опасны в том случае, если ош расположены в непосредственной близости от твердой изоляции, также при неисправности токоведущих соединений. Если повреждени затронуло твердую изоляцию, это может быть установлено по рост концентрации углекислого газа, особенно при сравнении с данным анализа для соседнего такого же трансформатора. Опасная неисправное? токоведущих частей определяется измерением электрического сопр1 32

| Отношение концентраций газов | Отношение концентрации при наличии |
| --- | --- |
| частичных разрядов | перегревов токоведу­щих соединений и эле­ментов конструкции |
| в масле | в твердой изоляции |
|  |  | Основные показатели |  |
| СН4 : Н2 | 0,4-1 | Менее 0,4 | Более 1 |
| С2Н2 : С2Н4 | Более 1 | Менее 1 | Менее 0,5 |
| С2Н6 : С2Н2 | Менее 0,5 | Менее 0,5 | Более 0,5 |
| С2Н6 : СН4 | Менее 0,2 | Менее 0,2 | Более 0,2 |
| СО2:СО | Менее 3 | Более 10 | Менее 10 |
|  | Дополнительные показатели |  |
| СН4 : С2Н4 | Более 5 | 1-5 | — |
| С2Н4 : С2Н6 | 1-5 | Более 5 | — |
| С2Н2 : СН4 | Менее 0,4 | Менее 0,4 | — |

Таблица 4. Опасные отношения концентраций растворенных в масле газов в трансформаторах с пленочной защитой масла

Испытание

Проводимые измерения и проверки

ремонте монте

период

вую очередь метана и ацетилена), при этом рекомендуется провести дегазацию масла в баке трансформатора с последующим отбором проб 1 раз в 2 недели.

В общем случае периодичность отбора проб для хроматографическо­го анализа растворенных в масле газов — 1 раз в 6 мес. Для трансфор­маторов 750 кВ дополнительно производится отбор пробы через 2 не­дели после включения.

Благодаря высокой эффективности диагностики состояния трансфор­маторов путем хроматографического анализа растворенных в масле га­зов в ряде энергосистем (на Украине, в Мосэнерго и др.) уменьшен объем работ по традиционным измерениям характеристик изоляции трансформаторов, требующим их отключения.

1. ИСПЫТАНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИИ

Профилактические испытания трансформаторов производятся в соответствии с требованиями ПТЭ и Норм испытаний электрообору­дования [2] при каждом текущем и капитальном ремонте. Текущий ремонт трансформаторов с устройствами РПН производится ежегод­но, без РПН — 1 раз в два года для главных трансформаторов электро­станций и подстанций и трансформаторов собственных нужд и 1 раз в 4 года для всех других. Профилактические испытания в основном сво­дятся к испытаниям изоляции и измерениям переходных сопротивле­ний контактов. Нормируемый объем испытаний трансформаторов при- 34

Т а б л и ц а 5. Объем профилактических испытаний трансформаторов

при вводе при капи - при теку- в межре- в эксплуа- тальном шем ре- монтный

Сопротивление изоляции, коэффициент абсорбции tg 6

Емкость, С2/С50. А С/С

Испытание повышенным +

напряжением

Сопротивление обмоток по- +

стоянному току

Коэффициент трансформации +

Группа соединений и фазировка +

Ток и потери холостого хода +

Проверка переключающего +

устройства

Проверка бака давлением +

Проверка устройства охлаж- +

дения

Проверка индикаторного си- +

ли нагеля

Трансформаторное масло +

Сопротивление изоляции, tg *8, +*

испытание повышенным на­пряжением и испытание масла вводов

Проверка качества уплот- +

нения вводов

Проверка манометров -

вводов

веден в табл. 5. На практике применяются и другие виды испытаний. Если есть признаки ухудшения изоляции или предположения о ее ухуд­шении, профилактические испытания производятся в период между ремонтами. Реультаты испытаний сравнивают *с* установленными норма­ми, а также с ранее измеренными значениями.

Испытания изоляции являются основным элементом всяких профи­лактических испытаний. Изоляция подвергается тепловым, механичес­ким и электрическим воздействиям. При этом ускоряется протекание химических процессов (окисление), изменяется структура изоляции, снижается механическая прочность, происходит расслоение. Особенно вредные воздействия на изоляцию трансформаторов оказывают увлаж-

Т а б л и ц а 6. Соединение обмоток при измерении характеристик изоляции трансформатора

|  |  |
| --- | --- |
| Измеряемые обмотки | Заземленные части |
| Двухобмоточные трансформаторы |
| НН | ВН, бак |
| ВН | НН, бак |
| ВН + НН | Бак |
| Трехобмоточные трансформаторы |
| НН | СН, ВН, бак |
| СН | ВН, НН, бак |
| ВН | НН, СН, бак |
| ВН + СН | НН, бак |
| ВН + СН + НН | Бак |

нение и загрязнение. Влага проникает в глубь изоляции, создавая опас­ность электрического пробоя. Полностью избежать вредных воздейст­вий практически невозможно. В результате изоляция стареет и в ней возникают общие (равномерно распределенные) и местные (сосредото­ченные) дефекты. Даже такое эффективное средство диагностики состоя­ния трансформаторов, как хроматографический анализ растворенных в масле газов, не говоря уже о внешнем осмотре, не позволяет выявить всех возможных дефектов изоляции. Именно этим вызвана необходи­мость проведения профилактических испытаний с отключением транс­форматора.

Рассмотрим основные виды профилактических испытаний изоляции трансформаторов.

*Измерение сопротивления изоляции* производится с помощью ме­гаомметра и является одним из наиболее простых и распространенных видов испытаний. Оно может дать представление о среднем состоянии изоляции, при явных повреждениях указать на их наличие, а в некото­рых случаях помогает определить место дефекта.

Для измерения сопротивления изоляции трансформатора исполь­зуются мегаомметры с напряжением 2,5 кВ. Для трансформаторов 220 кВ и более целесообразно применять мегаомметр со стабилизи­рующей электронной приставкой. Если генератор мегаомметра имеет ручной привод, рукоятку надо вращать с частотой 120 об/мин. К зажи­му Л (линия) подключают одну обмотку трансформатора, к зажиму 3 (земля) — все остальные обмотки, соединенные с баком или дру­гим заземленным элементом (табл. 6). >

В табл. 6 обозначены: ВН — обмотка высшего, СН — среднего, НН — низшего напряжения. В автотрансформаторах, имеющих общую об­мотку ВН и СН и отдельную обмотку НН, соединения производятся как для двухобмоточного трансформатора. Если обмотка НН отсут- 36



Рис. 9. Простейшая схема за­мещения внутренней изоля­ции трансформатора

Рис. 10. Зависимость сопротивления изоляции и тока в ней от времени при измерении мега­омметром *(Rt к R 2* - установившиеся значе­ния при температурах *1*i и Га соответственно)

ствует, выполняется одно измерение. При профилактических испыта­ниях измерять сопротивление изоляции по всем перечисленным схемам нет необходимости.

Перед подачей напряжения от мегаомметра рекомендуется сначала раскрутить его генератор до полной скорости и лишь тогда подавать напряжение на трансформатор (это позволит правильно определить ко- эффициент абсорбции — см. ниже). При этом сначала произойдет быст­рый заряд геометрической емкости *Ст* (рис. 9), определяемой конструк­цией изоляции, затем будет плавно заряжаться емкость *С,* которая вместе с сопротивлением *R* характеризует наличие увлажнений, загряз­нений и т.д., и, наконец, протекающий ток установится и будет опре­деляться сопротивлением изоляции постоянному току *Ry.* Этот уста­новившийся ток называется током утечки. В соответствии с измене­нием тока будет изменяться и значение сопротивления, измеряемое мегаомметром. Изменение тока и сопротивления показано на рис. 10. Установившееся значение *Ry* достигается довольно долго. За сопротив­ление изоляции данной обмотки (или между обмотками) трансформа­тора принимают значение сопротивления *R60,* измеренное через 60 с после подачи испытательного напряжения. После измерения до прове­дения других испытаний нужно разрядить обмотку трансформатора. Существенное влияние на результаты измерения оказывает температу­ра. Пересчет сопротивления изоляции *Rt,* измеренного при температу­ре г i , к температуре *t2* производится по формуле

*R2 = K2Rlt*

если *t2* >Г1,или

*R2 = Ri/K2,*

если *12 < 1*1. Коэффициент *К2* определяется по табл. 7.

Однако температурные зависимости для разных трансформаторов так сильно отличаются одна от другой, что на практике не следует поль­зоваться пересчетом на разность температур более чем ± 5 °C. Нужно

Таблица?. Зависимость пересчетных коэффициентов от разности температур

Значение коэффициента при Д *t =* - / 1, °C

Коэффициент -

1 2 3 4 5 10 15 20 25 30

К1 (пересчет tg 5m) 1,03 1,06 1,09 1,12 1,15 1,31 1,51 1,75 2 2,3

*К2* (пересчет Л6₽), 1,04 1,08 1,13 1,17 1,22 1,5 1,84 2,25 2,75 2,4

Кз (пересчет tg Ом)

Примечание. Если полученное Дг не указано в таблице, коэффициент оп­ределяется умножением коэффициента *К,* соответствующего ближайшей мень­шей разности температур Дг, кратной 5 °C, на коэффициент *К* , соответствую­щий разности Дг - Д/. Например, для Дт =13 °C находим/С’, =1,31 при Дг’ = 10 *°C и К"* = 1,09 при Дг - Дг' = 13 - 10 =3 °C, и тогда Kj = *К\ К\* = 1,31-1,09 = 1,43.

Таблица 8. Минимальное сопротивление изоляции обмоток трансформаторов по [ 2]

Вид испытаний

Номинальные данные трансформатора

Минимальное ЛбО> МОм, при температуре обмоток, °C

Напряже- Мощность, jq 3q 49

ние, кВ кВ-А

50 60 70

При вводе в эксплуата­цию

<10000

>10 000

450 300 200 130 90 60 40

900 600 400 260 180 120 80

110-750

После капи­тального ре­монта

Всех мощ- Не менее 70 % значения, указанного в ностей паспорте

Всех мощ- 450 300 200 130 90 60 40

ностей

Всех мощ- 900 600 400 260 180 120 80 ностей

стремиться к измерению при той же температуре, что и при приемо­сдаточных испытаниях на заводе-изготовителе, достигая ее в процес­се охлаждения трансформатора после отключения или прогрева.

Нормами ограничены минимальные значения сопротивления изо­ляции обмоток при вводе в эксплуатацию и после капитального ре­монта (табл. 8).

При капитальном ремонте сопротивление изоляции обмоток транс­форматоров до 35 кВ включительно мощностью до 10 000 кВ А вклю­чительно не должно снизиться более чем на 40 %, для остальных транс­форматоров — на 30 %. Более значительное уменьшение свидетельст­вует об увлажнении или загрязнении изоляции в процессе ремонта.

Во всех случаях, в том числе когда минимально допустимое значе­ние сопротивления изоляции не оговорено, оно не должно уменьшать- 38

большем

уменьшении необходимо

меры по восстановлению изоляции.

*Коэффициент абсорбции* выражается отношением сопротивления

изоляции

измеренного через

60 с после подачи напряжения от мегаом­

метра, к сопротивлению, измеренному через 15 с, т.е. А"аб = *Reo/Ris* (см. рис. 10). Он характеризует степень увлажнения и загрязнения изо­

ляции.

Для сухой

изоляции этот

коэффициент равен

1,5—2, для сильно

увлажненной он близок к единице. Коэффициент абсорбции зависит от температуры, приближаясь к единице при 80 °C. Поэтому измере- должны производиться при температуре 10-30 °C. При вводе в

по сравнению с предыдущим измерением более чем в 2 раза. При выяснить причину этого и принять

эксплуатацию и после капитального ремонта изоляция считается удов­летворительной, если А"аб > 1,3.

*Измерение емкости и тангенса угла диэлектрических потерь* изоля­ции обмоток трансформатора производится для схем, указанных в табл. 6. Понятие tg S было определено в § 4 (см. рис. 4). Иногда тре­буется определить емкость и tg 5 ”по зонам”, т.е. выделить определен­ную зону. В этом случае помимо двух основных используется третий зажим измерительного моста - ’’Экран”. Например, если требуется опре­делить емкость или tg 5 между обмотками ВН и НН двухобмоточного трансформатора, то эти обмотки подсоединяют к измерительным за­жимам *А и С* (см. рис. 5, с), а бак — к зажиму *3.* Кроме нормальной схе­мы моста, применяют так называемую перевернутую схему (рис. 5, *б),* в которой испытуемый объект заземлен. В частности, такая схема ис­пользуется всегда, когда измерение производится между обмоткой и баком.

Измерения по зонам производят для трансформаторов напряжением ПО кВ и более. Схемы присоединения обмоток и подключения моста приведены в табл. 9. В этом случае измерения по схемам, приведенным в табл. 6, не обязательны. Измерения производят на трансформаторе, залитом маслом, через 0,5 — 2 сут после заливки. В трансформаторах с принудительной циркуляцией масла в этот период следует произвести перемешивание масла путем включения насосов.

Рассмотрим подробнее измерение с помощью моста типа Р5026. На высоком напряжении (а при испытаниях трансформаторов это име­ет место довольно часто) мост используется с внешним образцовым воздушным конденсатором Р5023. Схемы соединений приведены на рис. 11. Они полностью соответствуют схемам на рис. 5. Обозначения зажимов на схемах приняты согласно маркировке моста и образцово­го конденсатора. Зажим *Сх* на рис. 11 соответствует точке *А* на рис. 5, зажим *ВП* конденсатора — точке С

При измерениях емкости и tg S соблюдают правила, предусмотренные для испытаний электрооборудования повышенным напряжением, тем бо­лее что аппаратура, необходимая для измерения, располагается в не­посредственной близости от объекта. Особое внимание требуется при из- 39

Таблица 9. Присоединение обмоток при измерении характеристик изоляции трансформатора по зонам

|  |  |
| --- | --- |
| - | Подключение трансформатора Подключение моста |
| Измеряе­мая зона | Схема включения к измерительнойкисточни-моста схеме \_ к зем. к экрану ку пита-точка *А* точка С ния |

Двухобмоточные трансформаторы

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| НН - бак | Перевернутая | НН | — | ВН | *D* | *С* |
| НН - ВН | Нормальная | НН | ВН | Бак | *С* | *3, D* |
| ВН - бак | Перевернутая | ВН | — | НН | *D* | *С* |
|  | Трехобмоточиые трансформаторы |  |  |
| НН - бак | Перевернутая | НН | — | СН, ВН | *D* | *С* |
| НН -СН | Нормальная | НН | СН | Бак, ВН | *С* | *3.D* |
| СН - бак | Перевернутая | СН | — | ВН, НН | *D* | *С* |
| СН - ВН | Нормальная | СН | ВН | Бак, НН | *С* | *3, D* |
| ВН - бак | Перевернутая | ВН | — | СН, НН | *D* | *С* |

мерении по перевернутой схеме, когда значительное число элементов моста находится под напряжением. Корпус моста установлен вне ограж­дения, но его задняя стенка должна быть расположена на уровне ограж­дения, а высоковольтный ввод с подходящим к нему экранированным соединительным кабелем — в огражденной зоне. В ней же находится ис­пытательный трансформатор *Т* и образцовый конденсатор Р5023. Про­вод, идущий от испытательного трансформатора к образцовому кон-



Рис. 11. Включение моста переменного тока Р5026 при измерении емкости и tg *8 с* внешним конденсатором Р5023:

*а* — по прямой схеме; *б* - по перевернутой схеме



Рис. 12. Питание испытательно­

го трансформатора при измере­нии емкости и tg 6

денсатору, а также соединительные кабели моста, находящиеся под вы­соким напряжением, не должны касаться заземленных предметов и быть удалены от них не менее чем на 100—150 мм. Их можно крепить на изоля­торах или бакелитовых трубках длиной не менее 200—250 мм.

При измерениях по любой схеме устройства отключения испытатель­ного трансформатора (кнопка, переключатель и т.д.) должны быть под рукой у оператора. Трансформатор *Т* и его регулирующее устройство I можно приближать к мосту, но не менее чем на 0,5 м. При этом нужно убедиться, что они не оказывают недопустимых электромагнитных влия- шй. Корпус моста, корпус и один вывод вторичной обмотки трансформа­тора *Т,* корпус регулировочного устройства обязательно заземляют.

Испытательный трансформатор должен давать напряжение 6, 10 кВ и более и иметь мощность *S = 1?соСх (Сх* выражено в фарадах, *со* = 314 [при 50 Гц). Этому условию удовлетворяют трансформаторы напряже­ния НОМ-Ю, НОМ-6 и др. Для повышения мощности можно включить

• параллельно два одинаковых трансформатора. На низковольтные об­мотки этих трансформаторов подается напряжение 100 В (или\/3~-100 = . = 173 В) от регулировочного устройства, в качестве которого могут быть приняты ЛАТР-1М, РНО-250-2 (при мощности до 2 кВ-А), [ РНО-250-5, РНО-250-10. Схема влкючения приведена на рис. 12. Выклю­чателем 51 подают напряжение, переключателем *S2* изменяют поляр­ность подключения, если это требуется.

Емкость изоляции в испытуемой зоне определяется по формуле

*Сх - к0 Со/R* з,

а тангенс угла диэлектрических потерь

tg5x = *к2СА,*

где коэффициенты *кг* и *к2* определяются положением ручек магазина ' сопротивления моста.

l Измеренная таким образом емкость изоляции обмоток трансформа­тора не нормируется и, вообще говоря, не является показателем состоя­ния изоляции. Если емкость существенно отличается от значений, полу­ченных при прошлых испытаниях, это говорит, как правило, об ошиб­ке в схеме испытаний или при измерениях. Предельные.значения tg 5 приведены в табл. 10.

В эксплуатации tg 5 измеряется у силовых трансформаторов 110 кВ и выше, а при меньшем напряжении — если мощность не менее **3-6287 41**

Т а б л и ц а 10. Предельные значения тангенса угла диэлектрических потерь изоляции обмоток трансформатора

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Вид | Номинальные данные трансформатора | tg 6, %, при температуре обмоток, С |
| испытаний | Напряже- Мощность, ние, кВ кВ-А | 10 20 30 40 50 60 70 |

При вводе в <35 <6300 1,2 1,5 2 2,5 3,4 4,5 б

эксплуатацию > 10 000 0,8 1 1,3 1,7 2,3 3 4

100-750 Всех мош- < 1 или <130 % значения, указанного в

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | ностей | паспорте |
| После капи­ | <35 | > 10 000 | 1,8 | 2,5 | 3,5 | 5 | 7 | 10 | 14 |
| тального ре­ | 110-150 | Всех мощ­ | 1,8 | 2,5 | 3,5 | 5 | 7 | 10 | 14 |
| монта |  | ностей |  |  |  |  |  |  |  |
|  | 220-500 | Всех мощ- | 1 | 1,3 | 1,6 | 2 | 2,5 | 3,2 | 4 |

ностей

31 500 кВ А. При этом его значение не нормируется, но должно учиты­ваться при комплексной оценке результатов измерения состояния изо­ляции, в частности при расчетном определении ее влагосодержания.

Сравнение значений tg 6 с заводскими (паспортными) или другими данными должно производиться строго при одной и той же температуре. Если измерения проведены при разной температуре, то результаты пересчитывают. Как и в случае пересчета *Rf,o,* если температура *t2,* на которую нужно пересчитать tg 6, больше той (71), при которой вы­полнены измерения, то

tg62 = *Ki* tgSi,

если же *t2 < t* ъ то

tg62 = tgfii/TC!,

где *Кi* — коэффициент, зависящий от разности температур (согласно табл. 7).

Характеристики изоляции (зто относится к измерению *R60* и tg 6) измеряют при температуре изоляции не ниже +10 °C, если иное не ука­зано в паспорте трансформатора. При установившейся или медленно падающей температуре за температуру изоляции принимают темпера­туру верхних слоев масла. При других условиях температуру измеряют методом сопротивления по постоянному току.

Тангенс угла диэлектрических потерь хотя и позволяет оценивать загрязнение и увлажнение твердой изоляции и масла, может привести к неправильным выводам. В практике, например, имеют место случаи, когда при капитальном ремонте изоляция трансформатора сушится не­удовлетворительно, но за счет заливки почти идеально ’’сухого” ичисто- 42

го масла общий tg 6 (а также сопротивление изоляции и коэффициент абсорбции) доводится до удовлетворительного значения. Такие транс­форматоры в эксплуатации имеют пониженную надежность. Поэтому косвенная оценка влагосодержания твердой изоляции трансформатора по значению, например, tg 6 не может быть признана достаточной.

*Измерение влагосодержания твердой изоляции.* После изготовления твердая изоляция (картон) трансформатора имеет малое влагосодер- жание (U' < 1 %). Нормами лимитируется влагосодержание твердой изоляции после капитального ремонта. Так, для трансформаторов с высшим напряжением 110—220 кВ сушка не требуется, если влагосо­держание твердой изоляции не превышает 3 %, а для 330—500 кВ — 1,5 %. В процессе эксплуатации влагосодержание может увеличиваться в 1,5—2 раза. Для крупных трансформаторов зта величина указана в заводской документации.

При увеличении влагосодержания происходит повреждение твердой изоляции вследствие появления в ней частичных разрядов. Может воз­никнуть ползущий разряд и, в конечном счете, пробой изоляции.

Внешний вид изоляции не связан с ее влагосодержанием. Молеку­лы бумаги в процессе старения полимеризуются, т.е. укрупняются. Бумага становится хрупкой, ломкой, и ее можно принять за тщатель­но высушенную. На самом же деле она может иметь очень высокое влагосодержание.

Наиболее надежным средством определения влагосодержания яв­ляется прямое его измерение в лаборатории. Для этого из трансформа­тора отбирают образцы общей массой до 100—200 г. Используют спе­циальные образцы, расположенные под соответствующим люком на крышке трансформатора, или вырезанные куски картона (от экрана на боковом ярме или другой части по согласованию с заводом-изгото­вителем) . Образцы не должны долго находиться вне масла. Взятые об­разцы должны быть немедленно помещены в заранее приготовленную банку, залиты маслом из того же трансформатора и плотно закрыты. Как видно, этот способ определения влагосодержания твердой изоля­ции связан с необходимостью разгерметизации трансформатора. Поэ­тому он используется большей частью при монтаже, капитальном ремон­те или для выяснения причин происшедшей аварии.

ВНИИЭ и ПО ’’Запорожтрансформатор” провели исследования масло­барьерной изоляции, позволившие получить зависимость между tg 6 изоляции обмоток трансформатора, tg 6М масла и влагосодержанием твердой изоляции *W* [7]. На основании полученных зависимостей мож­но определить предельно допустимый tg 6 диэлектрических потерь, соответствуюший указанным выше допустимым значениям влагосодер­жания твердой изоляции при капитальном ремонте при разных харак­теристиках масла (табл. 11).

Если проверяется tg 6 изоляции при 60 °C, следует воспользоваться данными трансформаторного масла для 70 °C (tg 6М 70), а при темпе-

Таблица! 1. Допустимые значения tg 6 изоляции обмоток трансформаторов при капитальном ремонте

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Класс на­пряжения трансфор­матора, кВ | Допустимое вла- гос одержание твердой изо­ляции после капитального ремонта, % | Измеренная харак­теристика масла | Предельно допустимая характеристика изоляции обмоток |
| tg 6Н | Температу­ра при изме­рении, °C |
| tg 8 | Соответствующая температура, °C |
| 110 | 3 | 0,2 | 20 | 0,6 | 30 |
|  |  | 0,7\* | 20 | 1,1 | 30 |
|  |  | 2 | 70 | 1,5 | 60 |
|  |  | 7\* | 70 | 3,1 | 60 |
| 330-500 | 1,5 | 0,2 | 20 | 0,4 | 30 |
|  |  | 0,5\* | 20 | 0,8 | 30 |
|  |  | 2 | 70 | 0,9 | 60 |
|  |  | 5\* | 70 | 1,8 | 60 |
| \* Допустимые значения tg 8 масла по табл. 1. |  |  |

ратуре изоляции 30 °C использовать tg 8М 2о- Если же tg 6 измеряется при температуре, отличной от 30 или 60 °C, следует пересчитать на бли­жайшую из этих температур по коэффициенту *Кх,* как было описано выше.

Можно решить и обратную задачу — определить влагосодержание твердой изоляции по измеренным значениям tg 3 изоляции и масла. На рис. 13,а приведена номограмма\* зависимостей для трансформато­ров 110—220 кВ для случая, когда tg 6 изоляции обмоток измерялся при 30 °C (или приведен к этой температуре), a tg 8М масла — при 20 °C. На рис. 13, *б—г* изображены номограммы для других случаев.

Рассмотрим пользование номограммами на примере трансформато­ра 110 кВ, 60 MB-А. При испытаниях получено: tg *8* = 0,7 при 42 °C, tg 8М = 0,1 при 20 °C. Пересчитаем tg 8 изоляции обмоток на 30 °C: Дг = 42 - 30 = 12 °C, из табл.5 *Кх = К\К" =* 1,31-1,06 = 1,39; tg 8ЗО = = tg 642//С1 = 0,7/1,39 = 0,51. На рис. 13,а откладываем соответствую­щую точку *Y.* Соединяем прямой линией точки *X* (tg 8М = 0,1) и *Y.* Продолжаем эту линию до пересечения с осью *W* в точке *Z.* По шкале определяем: *W* = 3,05. Следовательно, трансформатор может эксплуати­роваться, но при капитальном ремонте, очевидно, потребуется сушка изоляции, и к этому надо готовиться заблаговременно. Естественно, определенное по номограмме значение влагосодержания твердой изоля­ции должно рассматриваться как ориентировочное.

Номограммы составлены по результатам предварительных исследований.





Рис. 13. Номограмма для ориентировочной оценки влагосодержания твердой изо­ляции *W* трансформаторов класса напряжения 110-500 кВ в зависимости от tg 6 изоляции обмоток и tg <5М масла:

*а - U =* ПО -г 220 кВ, tg 6 при 30 °C, tg 6М при 20 °C; *б - U-* ПО 220 кВ, tg 5 при 60°С, tg 6М при 70 °C; *в - U =* 330 4- 500 кВ, tg 6 при 30 °C, tg при 20 °C; *г -* {/=330^-500 кВ, tg S при 60 °C, tg 6М при 70 °C

Увлажненность изоляции можно оценивать по отношению С2/С50 (отношение емкости при частоте 2 Гц к емкости при частоте 50 Гц, изме­ряемое прибором типа ПКВ), или ДС/С (отношение изменения емкости за определенный промежуток времени к измеренному значению, которое может быть измерено прибором ПКВ-8 и др). Отношение ДС/Сисполь­зуется, главным образом, для контроля сушки трансформатора.

*Испытание изоляции обмоток повышенным напряжением* производит­ся приложением напряжения промышленной частоты 50 Гц в течение 1 мин. При вводе в эксплуатацию масляных трансформаторов и при

капитальном ремонте без смены обмоток испытания не обязательны. Значения испытательного напряжения при вводе в эксплуатацию при­ведены ниже:

Класс напряжения,

кВ 35 110 150 220 330

Испытательное на­

пряжение, кВ. .. . 76,5/72,3 200 230-275 325-400 По данным завода- изготовителя

Для трансформаторов класса напряжения 35 кВ в знаменателе указа­но испытательное напряжение в эксплуатации. Для 150 и 220 кВ испы­тательное напряжение зависит от исполнения трансформатора.

Для испытания изоляции повышенным напряжением используются специальные трансформаторы. Испытания выполняются специально подготовленными и допущенными к этому виду работ бригадами. Пе­ред испытанием вводы трансформаторов должны быть очищены и протерты. Необходимо проверить расстояния между заземленными и токоведущими частями. Особое внимание необходимо уделить про­верке расстояний между ножами и губками разъединителей, чтобы не допустить переброса на другие участки электроустановки.

Изоляция считается выдержавшей испытания, если не обнаружено колебаний стрелки миллиамперметра (указывающей на наличие частич­ных разрядов), резкого возрастания тока, характерного потрескивания и разрядов, указывающих на начало пробоя изоляции, или если не прои­зошел пробой или перекрытие изоляции, при которых показания миллиамперметра возрастают до значения, определяемого имеющим­ся в схеме токоограничивающим резистором, а показания вольтметра снижаются.

Испытания изоляции повышенным напряжением позволяют выявить скрытые дефекты изготовления обмотки или сборки трансформатора, которые не обнаруживаются другими методами.

1. ИСПЫТАНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТОЯНИЯ ОБМОТОК

В процессе эксплуатации могут проявиться такие дефекты обмотки, как неудовлетворительное контактное соединение, уменьшение сече­ния меди, слабая опрессовка. Обмотки подвергаются воздействию сквозных токов КЗ, вибраций и других явлений. В результате могут возникнуть местные перегревы, выплавление припоя, выгорание части меди, деформация обмоток, что в свою очередь может привести к раз­рыву электрической цепи или замыканию обмотки на заземленную или другую токоведущую часть.

*Сопротивление обмоток постоянному току* не должно существенно изменяться в процессе эксплуатации. Измеренное значение сопротивле­ния не должно отличаться более чем на 2 % от данных заводских и преды- 46



Рис. 14. Схема измерения сопротивления обмотки трансформатора постоянному току:

<D

*а* — общая схема; *б -* измерение большого тока; в - подсоединение зажимов к шпильке вводов

дущих испытаний. Измерения производятся на всех ответвлениях каж­дой фазы. Значения сопротивления на одних и тех же ответвлениях раз­ных фаз также не должны отличаться одно от другого, если нет особых оговорок в паспорте трансформатора.

Сопротивления обмоток силовых трансформаторов очень малы. Они измеряются методом моста или методом падения напряжения (его называют также методом вольтметра-амперметра). Для измерений может использоваться только двойной мост постоянного тока. Сначала надежно подсоединяют токовые зажимы моста, а затем потенциальные, но так, чтобы падение напряжения в точке подсоединения к обмотке токовых проводов не попало в зону, охватываемую проводами, иду­щими от потенциальных зажимов. То же относится и к измерению мето­дом падения напряжения.

Рассмотрим подробнее схему измерения сопротивления обмотки однофазного автотрансформатора, снабженного устройством РПН.

Обмотка (рис. 14) имеет последовательную *ПО,* общую часть *ОО,* регулировочную часть *РО с* ответвлениями *Pi... Рп* и три ввода — вы­сокого напряжения *(ВН),* среднего напряжения *(СИ)* и нейтральный *(И).* Наиболее правильным будет подать ток сразу во всю обмотку, так как тогда лишь два зажима — в точках *ВН* и *Н* потребуют приня­тия каких-то мер, направленных на исключение погрешности от влия­ния переходных сопротивлений. Ко всем остальным точкам вольтметр может подключаться произвольно.

Резистор *R* и выключатель 51 могут отсутствовать, если время уста­новления тока в цепи мало или не имеет значения. Если же ток уста­навливается очень медленно, для его форсировки нужно сначала замк­

нуть выключатель 5Ь а когда гок достигнет нужного значения, отклю­чись его. Сопротивление резистора *R* в 8—10 раз больше сопротивле­ния обмотки. Ток при измерении должен быть не более 20 % номиналь­ного тока обмотки, чтобы не внести температурной погрешности. Ес­ли ток большой, то в качестве амперметра Л используется измеритель­ный шунт *Ш,* включаемый силовыми зажимами в цепь постоянного то­ка, а к его измерительным зажимам подключается милливольтметр (рис. 14, *б)* [4].

Для измерения сопротивления последовательной части обмотки вольтметр включается между вводами *ВН* и *СН* трансформатора. Вольт­метр должен включаться после включения токовой цепи, а отключаться до ее отключения. Он может подсоединяться с помощью щупов или зажимов. Во втором случае в его цепи устанавливается выключатель *S2-* Если используются щупы, то один из них следует присоединить к шпильке ввода *ВН,* как показано стрелкой *1* на рис. 14,в, но не к гайке (2) и тем более не к подходящему токовому проводнику (5). То же относится и к подсоединению *с* помощью зажима. Нельзя зажи­мать провод вольтметра под одну гайку с токовым проводом. При необ­ходимости следует использовать лишнюю гайку. Потенциал на провод вольтметра должен попадать непосредственно со шпильки ввода *ВН.* То же относится и к вводу *Н.*

Меняя точки подсоединения вольтметра, измеряют падение напря­жения *U* на всех необходимых частях обмотки и на ответвлениях *Р.* Так, для измерения сопротивления всей регулировочной обмотки нуж­но подключить вольтметр между точками *Рх* и *Рп,* для измерения сопротивления всей обмотки автотрансформатора на основном ответ­влении — между точками *ВН* и *Р^* и т.д. Значение измеренного сопротив­ления 7?изм = *U/I.* Для сравнения различных данных все они приводят­ся к одной температуре по формуле:

2? = -^изм (235 + Г) / (235 + ГИзм) >

где ТИзм — температура при измерениях, °C; *t* — температура, °C, к которой требуется привести сопротивление.

За температуру обмотки принимается температура верхних слоев масла. При этом должно пройти достаточное время после заливки масла.

Измерением сопротивления постоянному току можно выявить на­чавшееся ухудшение контактных соединений, нарушение паек, разрыв одной параллельной ветви обмотки, а также оценить качество контак­тов устройства РПП (для этого, естественно, контакт должен входить в зону измерений) и определить правильность установки фаз и отпаек переключателей ПБВ.

*Опыт холостого хода* позволяет определить некоторые дефекты обмотки и магнитопровода (см. § 8). На заводе-изготовителе, а также при капитальном ремонте, связанном с необходимостью перешихтов- 48



Рис. 15. Схема опыта холостого хода:

*а* — включение электроизмерительных приборов; *б -* включение обмоток при соединении Y; в - то же при соединении Д

ки сердечника или его верхнего ярма, производятся опыты холосто­го хода при номинальном и пониженном напряжении. При номинальном напряжении измеряют ток и потери холостого хода, при пониженном — потери холостого хода. Для проверки состояния обмоток при вводе трансформатора в эксплуатацию и при эксплуатации выполняют опы­ты холостого хода при пониженном напряжении. При этом потери изме­ряют по тем же схемам и при том же напряжении, что и на заводе-изго­товителе.

Для вновь вводимых трансформаторов измеренные значения по­терь холостого хода не должны отличаться от заводских данных бо­лее чем на 10 %. В эксплуатации значения потерь не нормируются [2]. Увеличение потерь может быть связано с наличием замыкания между параллельными проводами.

Схема для измерения потерь холостого хода в однофазном транс­форматоре приведена на рис. 15,а. Питание подводится к той обмотке, как это делалось на заводе-изготовителе. Напряжение, указанное за­водом-изготовителем, обычно подбирается так, чтобы не было необ­ходимости использовать измерительные трансформаторы. Вольтметры и обмотки напряжения ваттметров могут включаться через добавоч­ные сопротивления. При необходимости могут быть использованы трансформаторы тока и напряжения.

Приборы должны включаться именно так, как показано на схеме, т.е. сначала амперметр и токовая обмотка ваттметра и уже после них обмотка напряжения ваттметра и вольтметр. Потери в трансформаторе

*- р*ИЗЫ — Рпр >

где РИзм — измеренные потери, Вт; РПр — потери в обмотках Напряже­ния приборов. Измерение потребления приборов выполняется по схеме на рис. 15,а при отсоединении ее от зажимов (вводов) обмотки транс­форматора. Их можно также рассчитать по формуле

Рпр = *U2/Pv +U'/RW,*

*где U —* подводимое напряжение, В, измеренное вольтметром; *Ry —* сопротивление вольтметра с добавочным резистором; *Ryi —* сопротив­ление обмотки напряжения ваттметра с добавочным резистором, Ом.

В трехфазных трансформаторах потери измеряют также при пода­че однофазного напряжения на две фазы, а третья фаза при этом зако­рачивается. Не обязательно закорачивать фазу именно той обмотки, куда подано напряжение. Например, можно подать напряжение на фазы *В и С* обмотки НН, а закоротить фазу *А* обмотки ВН или СН. При этом нужно правильно учесть действительную схему соединения обмоток. С целью наибольшего возбуждения магнитной системы и во избежа­ние ошибок лучше всего подводить напряжение и закорачивать обмот­ку на стороне низшего напряжения. Схема подключения для звезды при закорачивании фазы *А* показана на рис. 15,6, для треугольника — на рис. 15,в.

В трехфазных трансформаторах потери, измеряемые по схемам с закорачиванием фаз *А и С,* почти одинаковы, а при закорачивании фазы *В* — несколько больше, что объясняется разницей в пути замыка­ния магнитного потока. Если на одном стержне магнитопровода имеет­ся короткозамкнутый виток, соотношения потерь между фазами изме­нятся. Наличие витка вызывает увеличение потерь. Следовательно, если исключить из измерений фазу с короткозамкнутым витком, поте­ри будут меньше. Если, например, на фазе *С* имеется короткозамк­нутый виток, то зта фаза будет участвовать в измерениях при закора­чивании фаз *А к В.* При закорачивании фазы *С* она не будет возбуж­даться и не будет участвовать в измерении. В последнем случае изме­ренные потери будут меньше, чем в первых двух.

Если говорить точнее, то при закорачивании фазы *С* и подаче напря­жения на фазы *А—В* полученные значения потерь будут мало отличать­ся от заводских данных, а в других случаях будут выше указанных в паспорте. Это и служит показателем неисправности одной из обмоток трансформатора в фазе *С*

В заводской документации могут быть даны несколько иные кри­терии оценки состояния обмоток по данным опыта холостого хода. Например, для большинства трансформаторов напряжением ПО кВ и более устанавливается, что при вводе трансформатора в эксплуатацию значения потерь холостого хода не должны отличаться от заводских данных более чем на 5 %.

Если магнитопровод трансформатора был намагничен и имел ка­кую-то остаточную индукцию, определенные при пониженном напряже­нии потери холостого хода могут в 1,5—2 раза превышать значения пре­дыдущих или заводских измерений. Такое намагничивание происходит при измерении сопротивления обмоток постоянному току, прогреве трансформатора с использованием постоянного тока, а также при от­ключении выключателя в зависимости от момента погасания дуги. В этом случае для получения правильных результатов перед проведе­нием опыта холостого хода трансформатор нужно размагнитить.



16. Схема размагничива- i трансформатора

Размагничивание производится от источника постоянного тока по схеме на рис. 16. Источником может служить аккумуляторная бата­рея емкостью более 60 А-ч или сеть постоянного тока. Ток размагни­чивания /р зависит от тока холостого хода трансформатора *10,* выражен­ного в амперах. В технической документации на трансформатор обыч­но указывается ток холостого хода /х, выраженный в процентах номи­нального тока трансформатора /ном, ПРИ этом *1Х =* (/оДном) Ю0 %.

Последовательность операций при размагничивании следующая. По­тенциометром *R* j ток медленно (3—5 мин) увеличивают от нуля до /р = = (1,1 — 1,2)/0. Этот ток пропускают в течение нескольких минут до прекращения его нарастания. Чтобы ток не превысил указанного значе­ния, приходится изменять положение движка потенциометра. Когда прои­зойдет насыщение стали, ток перестанет изменяться. При этом следует отметить положение ползунка потенциометра.

Медленно (3—5 мин) ток уменьшается до нуля. Это достигается с Помощью потенциометра а если нужно ускорить процесс — введе­нием сопротивления реостата А 2. С помощью переключателя изменяют полярность подводимого к трансформатору напряжения. Ток снова в таком же порядке поднимается до (1,1 — 1,2)/0- Затем описанные цик­лы повторяются при токе размагничивания 0,8; 0,6; 0,4; 0,2 и 0,1*10-* После этого, снизив ток до нуля, отключают источник тока и проводят опыт холостого хода.

*Коэффициент трансформации* проверяется для всех ответвлений и для всех фаз трансформатора. Для трехобмоточных трансформаторов достаточно проверить коэффициент трансформации для двух пар обмо­ток. Коэффициент трансформации не должен отличаться более чем на 2 % от значений, полученных для других фаз, или от заводских данных. Кроме того, для трансформаторов с устройством РПН разница коэффи­циентов трансформации не должна превышать значения ступени регули­рования. При измерении коэффициента трансформации можно опреде­лить неправильное подсоединение отводов регулировочной обмотки к устройству РПН или неправильную установку привода ПБВ.

В условиях эксплуатации коэффициент трансформации измеряют методом двух вольтметров. Здесь, как и во всех других случаях из­мерения характеристик трансформаторов, нельзя пользоваться щито­выми электроизмерительными приборами. Вольтметры, амперметры,



Рис. 17. Схемы измерения коэффициента трансформации

ваттметры должны быть класса не ниже 0,5 (предпочтительнее 0,2), трансформаторы тока и напряжения — класса 0,2. При измерении коэф­фициента трансформации, чтобы избежать применения измерительных трансформаторов, к обмотке ВН подводится переменное напряжение 220-380 В.

Схема измерения коэффициента трансформации однофазного транс­форматора приведена на рис. 17,с. Вольтметр, измеряющий подводи­мое напряжение, присоединяется отдельными проводами непосредствен­но к вводам трансформатора для того, чтобы избежать погрешности от падения напряжения в питающих проводах. Если падение напряжения в питающих проводах не превышает 0,1 % измеряемого напряжения и практически не влияет на точность измерения, допускается подклю­чение вольтметра к питающим проводам без применения отдельных из­мерительных проводов.

В трехфазных трансформаторах, соединенных по схеме Y/Y или Л/Д, коэффициент трансформации можно измерить при подаче трех­фазного напряжения, если предварительно установлено, что оно симмет­рично. То же относится к автотрансформаторам. При этом измеряются линейные первичное *L\* и вторичное *U2* напряжения (схема на рис. 17,6). 52

Г Коэффициент трансформации, как и при измерении в однофазном трансформаторе,

**л =** *Ui/U2.*

Если трехфазное напряжение несимметрично, измерение коэффициента трансформации производится при однофазном питании.

В трансформаторах со схемой соединения обмоток Y/Д или A/Y различают линейный коэффициент трансформации, указанный в пас­порте и равный отношению линейных напряжений *п = С\/ U2,* и фазный, равный отношению фазных напряжений Лф = С/ф1/{/ф2- При трансфор­мации со стороны звезды на сторону треугольника Лф = л/\/3, при об­ратной — Иф = *х/Зп.* Для оценки правильности присоединения отводов обмоток измеряют фазные коэффициенты трансформации. При этом одна фаза обмотки, соединенной в треугольник, закорачивается, а из­мерение производится для оставшейся пары фаз (аналогично тому, как это делается при опыте холостого хода). Схема с закорачиванием фазы *С* приведена на рис. 17,в. Если питание подается со стороны звез­ды, то фактический фазный коэффициент трансформации будет в 2 ра­за меньше измеренного

Лф — 0,5 лизм - 0,5 *UJ U2",*

при питании со стороны треугольника — в 2 раза больше измеренного

**Лф** *~ 2* **лизм** — 2 *U,/ U2.*

Если в обмотке, соединенной в звезду, нулевой вывод доступен, то пофазное измерение может быть произведено без закорачивания фазы по схеме на рис. 17,г. При этом получается фазный коэффициент трансформации. Его измерение производится также для выявления причин неудовлетворительного значения линейного коэффициента, из­меренного по схеме на рис. 17, *б.*

*Группа соединений обмоток* трансформатора характеризует угол сдвига векторов линейных напряжений ВН, СН и НН одноименных фаз. При проверке группы соединения могут быть выявлены неправильно выполненная маркировка вводов трансформатора, неправильное подсоединение отводов обмоток к выводам. В трехобмоточных транс­форматорах достаточно проверить группу соединения между двумя ■парами обмоток.

Напомним, что применяемые в нашей стране трансформаторы имеют следующие группы соединений:

однофазные — 1/1-0 (векторы первичного и вторичного напряжений совпадают по направлению);

трехфазные — Y/Y-0 (обмотка ВН соединена в звезду, обмотка НН в звезду с выведенным нулем, векторы первичного и вторичного напряжений совпадают по направлению);



Рис. 18. Схемы проверки группы соединения обмоток

Y/Д-П (обмотка ВН соединена в звезду, обмотка НН — в треуголь­ник, вектор линейного вторичного напряжения сдвинут от вектора ли­нейного первичного напряжения на 330° в сторону отставания или на 30° в сторону опережения (подобно тому как сдвинуты часовая и ми­нутная стрелки часов, когда они показывают время ровно 11ч);

¥/Д-11 (то же, но первичная обмотка имеет выведенный нуль)

На монтаже и в эксплуатации проверку группы соединения обмоток выполняют по методу двух вольтметров для трехфазных и методу постоянного тока для однофазных трансформаторов.

Метод двух вольтметров основан на совмещении векторных диа грамм первичного и вторичного напряжений и измерении напряжении между соответствующими вводами с последующим их сравнением с расчетными значениями. Практически векторные диаграммы не строят­ся. Достаточно сравнить измеренные напряжения с расчетными.

Схема соединения для определения группы соединения по методу двух вольтметров приведена на рис. 18,с. Вводы фазы *А* обмоток *ВН* и *НН* (или *СНГ)* соединены между собой. К одной обмотке подводится пониженное (не более 380 В) напряжение. В изображенном случае пита ние подается со стороны *НН.* Напряжение питания целесообразно выб­рать так, чтобы со стороны *ВН* не пришлось включать трансформатор напряжения. Одним вольтметром измеряют поданное на обмотку *НН* напряжение (t/Q\_fc), другим — напряжение между вводами фазы *В* об­моток *ВН* и *НН (Нь~в)>* затем между вводом фазы *В* обмотки *НН* и вводом фазы *С* обмотки *ВН (рь-с)* и, наконец, между вводами фазы *С* обмотки *НН* и фазы *В* обмотки *ВН (р^в).* Измеренные значения сравнивают с расчетными, которые определяются согласно табл. 12. В формулах табл. 12 *U* — подведенное напряжение, В; *п* — коэффи­циент трансформации трансформатора (его паспортное значение, т.е. отношение линейных номинальных напряжений).

Таблица 12. Расчетные значения измеряемого напряжения при проверке групп соединения обмоток методом двух вольтметров

Группа Угол сдви- Расчетное напряжение, В, при измерении соеди- га векто-

нения ров, град *Ub -B ^b-С ^с-В*

12 (0) 0 l/(n - 1) 1/^1 -п + п2

1. 30 *Uy/*1 - х/зй + *п2 Uy/1 + n*
2. 60 *Uy/1 -п + п2 U(n -* 1) 1/\/1 + и + п2
3. 90 *Uy/l+n2 Uy/1 -* <3n + и2 *Uy/*1 + \/з7 + *п2*
4. 120 *Uy/1+п+п2 Uy/1 -п+п2 U(l + n)*
5. 150 *Uy/*1 *+ у/3п +п2 Uy/1 + n2 Uy/l+y/Зп + п2*
6. 180 6(1+n) *Uy/1 +п + п2*
7. 210 *Uy/\+y/~3n + п2 Uy/1* + и2
8. 240 *Uy/1 +п + п2 U(l + n) Uy/1 -п + п2*
9. 270 *Uy/l+n2 Uy/1+у/Зп + п2 Uy/l-y/lZ+n2*
10. 300 *Uy/1 - п + п2 Uy/1+п + п2 U(n* - 1)
11. 330 *Uy/l-y/Зп+п2 Uy/l + n2 Uy/*1 - *у/Зп* + и2

Если питание подводилось со стороны обмотки *ВН,* то методика оп­ределения группы соединения та же, но в формулах табл. 12 вместо *U* надо подставлять *U/ п.*

Схема определения группы соединения методом постоянного тока приведена на рис. 18,6. К обмотке *ВН* подается постоянное напряжение 2—12 В. Измерение производится магнитоэлектрическим вольтметром, подключенным к вводам *ВН,* и милливольтметром на стороне *НН.* В принципе можно использовать один прибор, производя измерения по­очередно на стороне *ВН тлНН.* Если при включении или отключении клю­ча *К* стрелка прибора, подключенного к вводам *ВН* и *НН,* отклоняется в одну и ту же сторону, то группа соединения 0. Если же, например, при включении ключа *К* вольтметр при подключении к обмотке *ВН* показывает одну полярность, а при подключении к обмотке *НН —* дру­гую, то группа соединений 6.

На заводах-изготовителях применяются и другие методы определе­ния коэффициента трансформации или группы соединения (компен­сационный метод, метод фазометра). Поскольку в условиях эксплуа­тации они практически не используются, мы их рассматривать не будем.

*Фазировка трансформаторов* производится на месте их установки, с тем, чтобы обеспечить правильное соединение с сетью, необходимое



Рис. 19. Схема измерения сопротивления КЗ трехобмоточного автотрансформа­тора для пары обмоток:

*а -* ВН-НН; *б -* СН-НН; *в* - ВН-СН

для соблюдения всех условий параллельной работы трансформаторов. Выполняется она так же, как и определенные группы соединения трех­фазного трансформатора.

*Опыт короткого замыкания* (КЗ) согласно [2] в эксплуатации мо­жет не производиться. Однако практика испытаний на стойкость при КЗ показала высокую эффективность измерения напряжения корот­кого замыкания (t/K, %) для диагностики состояния трансформато­ра [8]. При протекании сквозных токов КЗ обмотки трансформатора испытывают электродинамические воздействия. Под их влиянием мо-

гут возникнуть отдельные деформации. При деформациях обмоток, особенно радиальных, изменяются расстояния обмоток между собой и относительно магнитопровода. Происходит изменение конфигурации магнитных потоков рассеяния, что приводит к изменению индуктив­ного сопротивления короткого замыкания (Лк) , а следовательно, ZK, причем в мощных трансформаторах Z к \* *Хк-*

У неповрежденного трансформатора значения ZK отдельных фаз не должны существенно отличаться. Можно считать установленным, что изменение ZR более чем на 2,5—3 % первоначальных данных или такое же отличие ZK между фазами трехфазного трансформатора сви­детельствует о наличии недопустимых деформаций одной обмотки, воз­никших при протекании токов внешних КЗ.

Существует несколько методик измерения ZK. Для диагностики деформаций обмоток можно пользоваться любой из них. Важно одно, чтобы первое измерение (при вводе в эксплуатацию) и последующие проводились по одной и той же схеме и желательно теми же (по край­ней мере, однотипными) приборами.

При опыте КЗ однофазного трансформатора одну обмотку (ВН или СН) замыкают накоротко, а другую (обычно НН) питают понижен­ным напряжением *U,* например 380 В. Схема включения электроизмери­тельных приборов та же, что и на рис. 15,*а.* Обычно измерения произво­дят на основном ответвлении регулируемой обмотки. Для автотранс­форматоров опыт КЗ выполняется, как и для обычных трансформа­торов. Измерительные приборы подключаются непосредственно в цепь, без измерительных трансформаторов. При измеренном токе *1* сопро­тивление КЗ будет ZK = *U/I.* Для трехфазных трансформаторов схема измерения дана на рис. 19. Сопротивление КЗ измеряют пофазно для всех возможных пар обмоток. При этом сравнивают ZK как с данными предыдущих измерений, так и между фазами.

В некоторых энергосистемах, например в Ленэнерго [6], при диаг­ностике механического состояния обмоток успешно сочетают измере­ния ZK с методом низковольтных импульсов. Этот метод довольно сло­жен, требует навыков работы с несерийными специальными установка­ми, но может дать существенную дополнительную информацию о том, в какой именно части деформирована обмотка, так как форма им­пульса зависит не только от расстояния между обмотками, но и от ис­кажений емкостей между элементами одной обмотки.

1. КОНТРОЛЬ ЗА СОСТОЯНИЕМ МАГНИТОПРОВОДА И БАКА

Хотя хроматографический анализ растворенных в масле газов яв­ляется довольно эффективным способом контроля состояния магнито­провода (см. § 5), его применение не устраняет необходимости исполь­зования традиционных способов контроля, особенно после ремонта.

*Сопротивление изоляции ярмовых балок, прессующих колец и доступных стяжных шпилек* измеряется для выявления в них возмож- 4-6287 57 ных замыканий. Измерение согласно [2] производится мегаомметром на напряжение 1000—2500 В при вводе в эксплуатацию (в случае осмот­ра активной части) и после капитального ремонта. Значение сопротив­ления не нормируется. На дефект указывает резкое снижение сопротив­ления изоляции.

В крупных трансформаторах при ремонте, требующем замены обмо­ток, производят измерение сопротивления поперек пакета железа магни­топровода с целью проверки качества изоляции между листами. Резуль­таты сравнивают с данными завода-изготовителя. Такая проверка поз­воляет решить вопрос о необходимости переизолировки листов при пе- решихтовке.

*Измерение тока и потерь холостого хода.* Методика измерения была описана в § 7. Повышенный ток холостого хода свидетельствует о некачественной сборке или перешихтовке магнитопровода. Обычно это является следствием увеличенных зазоров в стыках или заложения меньшего количества железа, чем предусмотрено документацией. Ток холостого хода при ремонте трансформатора со сменой обмоток почти всегда больше, чем вновь изготовленного трансформатора.

Потери холостого хода могут увеличиваться не только за счет де­фектов в обмотке, рассмотренных в § 7, но и от замыкания листов электротехнической стали магнитопровода. Замыкание листов может происходить вследствие износа изоляции между отдельными листами под воздействием вибраций, имеющих место в эксплуатации, а также вследствие дефектов этой изоляции или наличия заусенцев на кромке листов.

*Определение причин местных перегревов* позволяет выявить и уст­ранить источники повышенного выделения углеводородов (чаще эти­лена) и другие нежелательные явления, предупредить развитие повреж­дения. Местные перегревы в магнитопроводе, конструктивных элемен­тах или на отдельных участках бака встречаются чаще, чем в обмотке. Сначала нужно произвести тщательный осмотр активной части транс­форматора. Сильные перегревы вызывают изменение цвета металла до появления цветов побежалости. При меньших перегревах в этом месте будут осаждаться продукты разложения масла черного цвета. Следует также проверить чистоту масляных каналов между пакетами и в дру­гих элементах магнитопровода, так как их сужение по каким-либо при­чинам вызывает общий повышенный нагрев масла в активной части, определяемый по температуре верхних слоев масла.

Если при осмотре источника повышенного перегрева не найдено, следует проверить отсутствие или наличие короткозамкнутого контура. Магнитопровод, как правило, соединен с баком и заземлен в одной точ­ке — точка *М* магнитопровода (рис. 20) соединена с точкой *Б* заземлен­ного бака трансформатора. Если вследствие повреждения изоляции воз­никает заземление магнитопровода во второй точке (между *Кх* образуется короткозамкнутый контур (на рис. 20 обозначен пункти- 58

Рис. 20. Схема включения резистора в корот­козамкнутый контур:

1. *-* бак трансформатора; *2 -* магнитопро­вод

ром). Под влиянием потока рассеяния в контуре протекает ток, вызывая повышен­ный нагрев металла, особенно в месте главного разъема бака, если он пересе­кается контуром.

Если предполагается наличие короткозамкнутого контура, следует отсоединить проводник, заземляющий магнитопровод (между точ­ками *М* и *Б),* и проверить изоляцию. Если такой проверкой будет уста­новлено, что образовалось второе заземление магнитопровода (но в одной какой-либо точке), в рабочую заземленную цепь включается резистор *R,* сопротивление и мощность которого должны быть согла­сованы с заводом-изготовителем. При наличии нескольких точек за­земления магнитопровода необходимость и объем ремонта согласовы­ваются с заводом-изготовителем.

Местные перегревы могут возникнуть в конструктивных элемен­тах или в баке от наведенных токов при ослаблении каких-либо болто­вых соединений, смещении соответствующих экранов. Такие явления достаточно редки, но требуют кропотливой работы по выявлению оча­га и особенно причин перегревов.

*Испытание бака вместе с радиаторами на маслоплотность* произво­дится при вводе в эксплуатацию и при капитальном ремонте трансфор­матора. С помощью трубы или дополнительной емкости создается столб масла, высота которого должна превышать уровень заполненного расширителя не менее чем на 0,6 м, а для волнистых баков или баков с пластинчатыми радиаторами — 0,3 м. Продолжительность испытания не менее 3 ч при температуре масла не ниже 10 °C. При испытании не должно быть течи масла.

Испытание на маслоплотность производится также путем создания избыточного давления 10 кПа (0,1 кгс/см2). В трансформаторах с пленочной защитой избыточное давление создается внутри гибкой обо­лочки. В других трансформаторах создается избыточное давление азо­та в надмасляном пространстве.

1. КОНТРОЛЬ ЗА СОСТОЯНИЕМ высоковольтных ВВОДОВ

В трансформаторах применяют вводы с бумажно-масляной (БМ) и иногда с маслобарьерной (МБ) изоляцией. В первом случае основой изоляции служит изоляционная бумага, пропитанная маслом и разделен­ная на слои уравнительными обкладками, во втором — трансформатор­ное масло, разделенное на слои бумажно-бакелитовыми цилиндрамис уравнительными обкладками. В последнее время применяются так­же вводы с твердой (ТБ) изоляцией.

Ввод может иметь измерительный конденсатор (емкость С2). От последней обкладки изоляционного остова ввода, не имеющего изме­рительного конденсатора (рис. 21,я), выведен проводник 2, который в рабочем положении должен быть надежно заземлен. Во вводе с из­мерительным конденсатором (рис. 21,6) выведен проводник *3* от изме­рительной обкладки конденсатора, а вторая (наружная) обкладка кон­денсатора или наглухо заземлена внутри ввода, или (в старых конструк­циях) проводник от нее *4* выведен наружу и в рабочем положении за­землен. Измерительный проводник *3* подключается к контрольно-по­тенциометрическому устройству ПИН. В зависимости от исполнения ввода несколько отличаются способы и нормы проверки их состоя­ния. Объем профилактических испытаний вводов указан в табл. 5.

*Измерение сопротивления изоляции вводов* производится мегаом­метром на напряжение 1000—2500 В. При этом измеряется сопротивле­ние изоляции измерительной и последней обкладок бумажно-масля- ной изоляции ввода относительно соединительной втулки. На время измерения проводники *2* и *4* (если они выведены) отсоединяются от втулки, а проводник *3 —* от устройства ПИН (см. рис. 21). Значе­ние сопротивления должно быть при вводе в эксплуатацию не менее 1000 МОм, в эксплуатации — не менее 500 МОм. Измерение произво­дится с соблюдением правил, описанных в § 6. Уменьшение сопро­тивления связано с ухудшением состояния как твердой изоляции, так и масла и происходит, как правило, одновременно с увеличением tg 5 и снижением емкости изоляции ввода.

*Измерение тангенса угла диэлектрических потерь* производится для всех видов вводов (нормами [2] допускается измерения не произ­водить для крупных вводов с маслобарьерной изоляцией). Значения tg 6 при температуре 20 °C не должны превышать данных табл. 13.

При эксплуатационных измерениях необходимо обращать внима­ние на характер изменения tg 5 и емкости с течением времени в от­дельных зонах внутренней изоляции. Емкости *С\* и С2 (рис. 21) не

нормируются, но имеют важное значение для оценки измерения тангенса угла ди­электрических потерь.

I */ КПНН ' 3*

Для ввода, не имеющего измерительно­го конденсатора (рис. 21,*а),*характеристи­ки основной изоляции измеряются между высоковольтным зажимом ввода *1* и про­водником *2 (Ci),* характеристики изоля-

Рис. 21. Схема отводов из высоковольтного ввода

Таблица 13. Допустимые значения tg 5 изоляции вводов

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Звд изоляции | Вид испытаний | tg 8 вводов с номинальным напряже­нием, кВ |
| 60-110 150 | 220 | 330 | 500 | 750 |
| Маслобарьерная ос- | При вводе в | 2 | 2 | 2 | — | 1 | — |
| новная и измеритель­ного конденсатора | эксплуатациюВ эксплуатации | 5 | 4 | 4 | — | 2 | — |
| Бумажно-масляная | При вводе в | 0,8 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 |
| основная и изме­рительного конденса- | эксплуатациюВ эксплуатации | 1,5 | 1,2 | 1,2 | 1 | 1 | 0,8 |
| тораПоследние слои бу- | При вводе в | 1,2 | 1 | 1 | 1 | 0,8 | 0,8 |
| мажно-масляной изоляции | эксплуатациюВ эксплуатации | 3 | 3 | 2 | 1,5 | 1,2 | 1 |

ции последних слоев (С3) —между проводником 2 и втулкой. Проводник

1. отсоединяется от земли. Измерение С3 в эксплуатации не обязательно.

Для ввода с измерительным конденсатором (рис. 21,6) характеристи­ки основной изоляции измеряются между высоковольтным зажимом ввода 7 и измерительным отводом *3* конденсатора (Cj), при этом про­водник *3* отсоединяется от устройства ПИН. Характеристики изоляции конденсатора измеряются между проводниками *3* и *4* (С2), провод­ник *3* также отсоединен от устройства ПИН. Емкость С3 измеряется в том случае, если проводник *4* выведен наружу ввода.

Измерение tg 6 основной изоляции вводов, установленных на обо­рудовании, производится по нормальной схеме (см. рис. 5,*а,* 11,п), чтобы исключить влияние емкости трансформатора. Напряжение (обыч­но 10 кВ) подается на контактный зажим ввода. Соединительная втул­ка заземлена (установлена на трансформаторе), проводники *2* и *3* (см. рис. 21) отсоединены.

Измерение tg *8* и емкости *С2* измерительного конденсатора на сня­том вводе производится по нормальной схеме с подачей напряжения

1. кВ (но не более 10 кВ) на измерительный ввод, а втулки изолируются от земли. Если втулка не может быть изолирована от земли, измерение производится по перевернутой схеме (рис. *5,6* и 11,6). То же относит­ся и к измерению наружных слоев изоляции (С3).

Увеличение tg 8 изоляции ввода происходит при увлажнении карто­на или бумаги, загрязнении масла, появлении частичных разрядов. В частности, его значение превышено при наличии металлической пыли, попавшей из дефектного сильфона (см. § 1).

*Испытание повышенным напряжением вводов,* установленных на трансформаторе, производится совместно с испытанием его обмоток (см. § 6). Испытание вводов, не установленных на трансформатор (перед монтажом нового или капитально отремонтированного ввода),

производится по тем же нормам. Испытание повышенным напряжением позволяет выявить скрытые дефекты изоляции ввода, не определяе­мые другими способами, и поэтому выполняется после всех других испытаний изоляции.

*Проверка качества уплотнений вводов с* бумажно-масляной изо­ляцией производится созданием в них избыточного давления 100 кПа в течение 30 мин. При этом не должно наблюдаться течи масла и сниже­ния испытательного давления. Такое испытание позволяет определить слабые места, не выявленные при внешних осмотрах. Особое внимание следует уделять уплотнениям в верхней части ввода, которые в эксплу­атации работают при очень малом избыточном давлении.

*Проверка манометров* производится у вводов с бумажно-масляной изоляцией герметичного исполнения. Успешная работа такого ввода за­висит в первую очередь от надежности его уплотнений. Снижение по­казания манометра ввода свидетельствует о нарушении герметичности. Однако если манометр неисправен, то установить потерю герметичнос­ти не всегда возможно. Поэтому и предусмотрена проверка маномет­ров в межремонтный период. Ее следует производить не реже 1 раза в год, а также в случаях, если манометр не изменяет своего показания при значительных изменениях температуры окружающей среды или нагрузки. Минимально и максимально допустимые давления масла в герметичном вводе указываются в его паспорте. Для того чтобы мано­метр был достаточно чувствительным индикатором состояния уплот­нений ввода, его шкала не должна сильно превышать рабочего давления масла. Оптимальным является случай, когда предел измерения маномет­ра в 1,5 раза превышает максимальное или в 2 раза среднее рабочее давление. Повышение давления масла во вводе свидетельствует о нару­шении свойств трансформаторного масла, и оно должно быть провере­но (измеряется tg 5 ).

*Испытание трансформаторного масла* выполняется в соответствии с указаниями § 4. В некоторых энергосистемах производится хромато­графический анализ газов, растворенных в масле вводов (особенно при повышении давления в герметичных вводах). При этом могут быть диагностированы те же повреждения, что и в трансформаторах (§ 5). Однако на сегодняшний день не накоплено достаточного коли­чества материалов, которые позволили бы дать количественные крите­рии оценки состояния ввода.

Как отмечалось в § 1, в масле герметичных вводов могут присут­ствовать механические примеси металлического характера. Они обна­руживаются при просматривании масла в проходящем свете. Методика обнаружения механических примесей заключается в следующем. Тон­костенный химический сосуд вместимостью 250—300 мл заполняется испытуемым маслом и помещается на подставку с черным покрытием. Со стороны задней стенки стакана устанавливается темный экран. Ис­точник света располагается сбоку на уровне стакана так, чтобы свет, проходя сквозь слой масла, не засвечивал глаза испытателя.

Рис. 22. Структурная схема устройства контро­ля изоляции ввода

При наличии механических примесей ме­таллического характера при перемешива­нии будет наблюдаться перемещение час­тиц с характерным металлическим блес­ком, которые долгое время могут оста­ваться во взвешенном состоянии и не опускаться на дно. Для уточнения характера примесей следует восполь­зоваться лупой с 8—15-кратным увеличением или микроскопом.

Следы механических примесей допустимы, если имеется, например, 7—10 включений металлического и неметаллического характера на всю пробу, осевших на дно или во взвешенном состоянии. Если коли­чество включений превышает указанные значения, необходимо провес­ти количественное определение механических примесей, как указы­валось в § 4.

Замену масла в герметичном вводе в случае необходимости мож­но произвести непосредственно на месте установки без снятия ввода с трансформатора. Последовательность операций описана в ’’Инструк­ции по замене масла герметичных вводов с баками давления в экс­плуатации без демонтажа оборудования”, утвержденной Главтехуправ- лением Минэнерго СССР и московским заводом ’’Изолятор” 19 мар­та 1981 г.

*Метод постоянного контроля изоляции вводов* заключается в кон­троле значения емкостного тока (тока небаланса) в нулевом прово­де звезды, образованной соединением измерительных отводов всех трех вводов трехфазного трансформатора [10]. Устройство (рис. 22) состоит из двух блоков: *КИВ-1,* устанавливаемого в шкафу зажимов вторичной коммутации на трансформаторе или вблизи него, и *КИВ-2,* устанавливаемого на панели релейной защиты трансформатора на щи­те управления подстанции, и применяется на вводах напряжением 500 кВ и выше.

Блок *КИВ-1* имеет фильтр, позволяющий отстроиться от напряжения небаланса, обусловленного высшими гармониками, и насыщающийся трансформатор с отпайками. Отпайки позволяют уменьшить ток не­баланса, обусловленный разницей в значениях емкостей вводов. Тогда проводник от каждого ввода подсоединяется к соответствующей от­пайке трансформатора и ’’звезда” образуется непосредственно в блоке *КИВ-1.* Блок *КИВ-2* имеет выпрямитель, миллиамперметр для измере­ния тока небаланса, потенциометр для изменения тока уставки, усили­тель, сигнальную неоновую лампу и выходные реле.

При повреждении одного ввода емкость его увеличивается, в ну­левом проводе и соответственно в первичной обмотке трансформато­ра *КИВ-1* возрастает ток небаланса. После усиления и выпрямления сигнал подается в схему релейной защиты с действием на отключение или на сигнализацию. Для того чтобы устройство не срабатывало при переходных процессах и кратковременных повышениях напряжения, время его срабатывания устанавливается не менее 8 с.

В нормальных условиях емкостный ток ввода 500 кВ составляет примерно 100 мА, а сумма токов для трех фаз исправных вводов — 3—5 мА. Потенциометр устройства *КИВ-2* позволяет менять уставку тока срабатывания в диапазоне 3—15 мА. Для уменьшения погрешнос­ти кабель между блоками *КИВ-1* и *КИВ-2* должен быть экранированным с сечением жил не менее 2,5 мм2.

1. КОНТРОЛЬ ЗА СОСТОЯНИЕМ

ПЕРЕКЛЮЧАЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Проверка работы переключающего устройства производится сог­ласно заводским и типовым инструкциям. Некоторые виды испытаний, позволяющих определить состояние устройств РПН, были рассмотре­ны ранее. Внешний осмотр переключателя выполняется согласно ука­заниям § 3. Естественно, что осмотру подлежат только те части, которые доступны для обзора. В частности, следует проверять герметичность шкафов управления устройством РПН, исправность устройств подог­рева. При их нарушениях в шкафы попадает пыль и грязь, смазка загус­тевает, что приводит к затиранию в осях элементов, воздействующих на микропереключатели, отказам микропереключателей и, как следст­вие, к рассогласованию работы устройств РПН отдельных фаз или к без­остановочному прохождению положений до конечного [см. Эксплуата­ционный циркуляр Главтехуправления Минэнерго СССР № Ц-07-84(Э) от 26 июня 1984 г.].

Указания по испытаниям трансформаторного масла были даны в § 4 и 5, а также § 1. Если в первый период эксплуатации происходит ухудшение характеристик трансформаторного масла в баке контакто­ра устройства РПН, следует проверить влагосодержание масла и при необходимости заменить его. То же относится и к маслу в емкости из­бирателя, если она отделена от масла и бака трансформатора. Ухудше­ние свойств масла свидетельствует о неисправности устройства РПН.

Бывают случаи, когда после заливки масла в бак контактора оно быстро теряет свои свойства. После замены масла процесс ухудше­ния его свойств повторяется. Такое явление имеет место при неудов­летворительном состоянии контактной системы — нарушении усилия нажатия, перекосе и смещении контактов, нарушении регулировки работы устройства в целом, повреждении конструкционных элемен­тов. То же происходит, если устройство было увлажнено при ремон­те. Такое устройство РПН подлежит ремонту с полной регулировкой, а если оно было увлажнено — с сушкой деталей.

В целях своевременного выявления неудовлетворительного состоя­ния устройств РПН необходимо производить испытание масла из их баков через 10—15 дней после включения вновь смонтированных или отремонтированных трансформаторов, а в случае заметного ухудшения характеристик масла, хотя они и остаются в пределах допустимых значений, повторить измерение через такой же срок. Если дальнейшего ухудшения свойств масла не происходит, последующая эксплуатация и испытания проводятся в обычном порядке. При ухудшении свойств масла ниже требуемых нормами трансформатор следует вывести в ремонт. Работа без переключения устройств РПН может быть приня­та лишь как временная мера в течение нескольких суток.

Испытание устройства РПН повышенным напряжением произво­дится одновременно с испытанием всей изоляции трансформатора (см. § 6). При замене или капитальном ремонте устройства РПН мо­жет быть выполнено испытание повышенным напряжением отдельных узлов устройства до установки на трансформатор.

При измерении сопротивления обмоток постоянному току (см. § 7) одновременно проверяется качество пайки отводов и состояние контактов переключателя. Для этого следует произвести измерение на каждом ответвлении регулировочной обмотки, т.е. на каждом положении переключателя.

Испытания трансформаторного масла, измерение сопротивления постоянному току, осциллографирование работы контактора, о кото­ром будет сказано ниже, и другие измерения позволяют провести ком­плексную оценку состояния устройства РПН [10]. Измерение коэф­фициента трансформации позволяет проверить правильность присоеди­нения регулировочных отводов обмотки к переключателю.

Измерение коэффициента трансформации и сопротивления постоян­ному току на каждом положении устройства РПН позволяет выявить неправильности в сборке схемы переключающего устройства при ре­монте. Результаты измерений сравниваются с данными завода-изго­товителя.

*Периодическая прокрутка устройства РПН* является эффективным средством контроля и профилактики его состояния. При прокрутке проверяется работа привода устройства РПН и его схемы управления, кинематическая схема переключателя и контактора. Но главное ее зна­чение — профилактика состояния контактов. В процессе эксплуатации на контактах избирателя (а если имеются предызбиратель или ревер­сор — то и на их контактах) образуется оксидная пленка, увеличиваю­щая переходное сопротивление; ее образование может быть опреде­лено при измерении сопротивления обмоток постоянному току. Если пленка не удаляется, возникает перегрев контактов, ухудшаются свойст­ва трансформаторного масла (это может быть определено хромато­графическим анализом растворенных в масле газов). В конечном сче­те контакты могут достичь состояния, не обеспечивающего нормаль-

ной работы устройства РПН. Тогда при внешнем КЗ или переключении устройства РПН, а иногда и при нормальном режиме происходит нару­шение работы.

Оксидная пленка очищается при переключениях устройства РПН. Поэтому в инструкциях по эксплуатации предусмотрены периодичес­кие прокрутки с периодичностью не менее 1 раза в 3—12 мес в зависи­мости от типа переключателя и режима работы. Прокрутка устройства РПН по всем положениям связана с определенными трудностями, так как требует отключения трансформатора от сети (в противном случае колебания напряжения в сети достигнут ± 12 %, что недопустимо для потребителей). Поэтому прокрутку по всем положениям достаточно производить 1 раз в год. Количество циклов прокрутки около 20. При меньшем числе переключений контакты очищаются не в полной мере.

В других случаях производятся прокрутки в рабочем диапазоне, т.е. в том диапазоне, в котором фактически производятся переклю­чения в процессе работы плюс одно-два положения в обе стороны. Ес­ли устройство РПН вообще не переключалось, то прокрутка в рабочем диапазоне означает переключение на два положения в обе стороны от рабочего. Такие прокрутки могут производиться без отключения потребителей. Количество циклов — не менее 10. Периодичность про­круток для отечественных устройств типа РНО в трансформаторах выпуска 1983 г. и позже - 1 раз в 6 мес (если нагрузка не превышает 70 % и число переключений более 300 в год, можно ограничиться еже­годными прокрутками по всем положениям и не производить проме­жуточную прокрутку в рабочем диапазоне через 6 мес). Для других устройств РПН прокрутки в рабочем диапазоне должны производиться не реже 1 раза в 3 мес. Опыт показывает, что таких контрольных про­круток достаточно для поддержания контактов устройств РПН в удов­летворительном состоянии. После прокрутки сопротивление исправной обмотки постоянному току приближается к значению, указанному в паспорте.

*Нажатие контактов* измеряется при их регулировке. Если давление контактов переключателя или контактора недостаточно, то их переход­ное сопротивление увеличивается, что приводит к местным перегревам, а при протекании тока КЗ — к свариванию. Слишком большое давление приводит к увеличению усилий при переключениях, повышенному меха­ническому износу, заклиниванию избирателя, нечеткому срабатыванию контактора.

Контактное нажатие измеряется при включенном состоянии путем оттягивания или отжатия подвижного контакта с помощью динамомет­ра до момента разрыва цепи, фиксируемого по освобождению зажатой между контактами бумажной полоски или омметром.

*Испытание приводного механизма* начинается с проверки работы его схемы управления при отключенном двигателе. При нажатии пус­ковых кнопок или замыкании зажимов, к которым присоединяются 66

пусковые кнопки, должно происходить срабатывание соответствующих пусковых контакторов или промежуточных реле. Затем, не включая питания двигателя, производится проверка работы конечных выклю­чателей. С помощью рукоятки механизм устанавливается в крайнее по­ложение. При этом размыкается конечный выключатель. Если теперь нажать кнопку соответствующего направления вращения механизма, то контактор (реле) не должен сработать При необходимости конеч­ный выключатель регулируется.

Установив механизм в положение, близкое к среднему, проверя­ют его работу при включенном двигателе. Проверка производится при включении каждого контактора. Направление вращения должно соответствовать указанному на механизме.

После установки на трансформатор проверяется правильность соч­ленения приводного механизма с переключателем прокручиванием механизма рукояткой. Затем производится окончательная проверка. Переключение с одной ступени на другую должно происходить без остановок или замедлений вращения, которые могут возникнуть при перегрузке двигателя вследствие неправильной сборки. О правиль­ности торможения приводного механизма свидетельствует расположе­ние цифры, обозначающей положение переключателя, посередине ок­на указателя. Точная остановка механизма обеспечивается регулиров­кой положения контактных пальцев контроллера.

Измерение вращающего момента производится при ремонте устройст­ва РПН. На ведущем валу закрепляется рычаг, к концу которого при­крепляется динамометр. К динамометру прикладывается усилие, на­правленное перпендикулярно плоскости рычаг—вал. Вращающий момент определяется как произведение усилия, при котором начинается дви­жение, на длину рычага.

*Проверка последовательности действия контактов* осуществляется путем снятия так называемых круговых диаграмм. Круговую диаг­рамму снимают при повороте ведущего вала в прямом и обратном направлении не менее чем на два положения подряд. Если есть реверсор или предызбиратель, то диаграмму снимают между теми положениями, где они участвуют в переключении.

Наиболее просто круговая диаграмма снимается методом сигналь­ных ламп. На валу закрепляется шкала углов (на 360° с делениями через каждый градус), а на неподвижной части устройства — стрелка. Перед измерением вращением привода в нужную сторону выбирают все зазоры, а стрелку совмещают с нулевым делением шкалы. Электри­ческую схему собирают так, чтобы при включении или отключении того или иного контакта гасла или загоралась лампа. В простейшем случае подается питание от сети 220 В переменного тока через токо­ограничивающий реостат, а лампы пониженного напряжения вклю­чаются параллельно контактам.



Рис. 23. Схема включения вибраторов осциллографа к контактору устройства РПН для снятия круговой диаграммы:

*а -* схема включения вибраторов; *б* — установка изоляционной прокладки и накладки на контакт

Для современных быстродействующих устройств РПН с активными токоограничивающими сопротивлениями методом сигнальных ламп можно снять только диаграмму совместной работы переключателя и контактора, но невозможно получить картины работы шести контак­тов контактора (по три на четном и нечетном плечах). Поэтому правиль­нее использовать метод осциллографа. Вибраторы осциллографа вклю­чают непосредственно в цепь соответствующего контакта. Если это невозможно, пользуются более сложными схемами. Схема для запи­си работы контактов контактора устройства РПН приведена на рис. 23. Здесь А'р — рабочие контакты, *Къ —* вспомогательные контакты, *Ка —* дугогасящие контакты, А — токоограничивающие резисторы, *г* — доба­вочные измерительные резисторы, индекс 1 — нечетное плечо контак­тора, 2 — четное плечо контактора. Толстыми линиями показаны си­ловые цепи контактора, тонкими — измерительные. На подвижный или неподвижный рабочий или вспомогательный контакт *а* накладывается изоляционная прокладка *b* и поверх нее — измерительный контакт *с,* к которому присоединен вибратор осциллографа, включаемый при со­прикосновении контакта *с* со вторым контактом *d.* Лучше всего на одну осциллограмму вывести работу всех контактов контактора, избира­теля, предызбирателя и реверсора. На осциллограмме четко видна пос­ледовательность работы всех контакторов устройства РПН. Полученную круговую диаграмму следует проверить в соответствии с указаниями заводской инструкции по эксплуатации РПН.

В процессе изготовления устройств РПН используются и другие ви­ды проверки и испытаний контакторов, но мы их рассматривать не будем, так как они не применяются в условиях ремонта и эксплуатации. 68

1. КОНТРОЛЬ ЗА СОСТОЯНИЕМ

ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Под вспомогательным оборудованием обычно понимают те элементы трансформатора, которые расположены на баке или вне его, не участ­вуют непосредственно в преобразовании электроэнергии или изолиро­вании токоведущих частей и служат для обеспечения нормальной рабо­ты токоведущих, изолирующих частей и магнитной системы. Это в пер­вую очередь система охлаждения, все виды защиты, расширитель и т.д. Основные моменты, на которые следует обращать внимание при внеш­нем осмотре, были описаны в § 3. Рассмотрим подробнее вопросы проверки работы некоторых вспомогательных устройств.

*Осмотр и проверка устройств охлаждения* предусмотрены норма­ми (см. табл. 5) и производятся согласно типовым и заводским инст­рукциям [1, 2]. Для выполнения требований ПТЭ при осмотре транс­форматоров с принудительной циркуляцией масла следует убедить­ся, что циркуляция масла не прекратилась. Не реже 1 раза в 6 мес нуж­но проверить исправность сигнализации о прекращении циркуляции масла, охлаждающей воды или об останове вентиляторов, показания манометров, включение резервного охлаждения или источника питания. Давление масла в охладителе должно превышать давление циркулирую­щей в нем воды не менее чем на 0,2 кгс/см2, даже при аварийной оста­новке маслонасоса, а при работающем насосе — на 1—2 кгс/см2. Степень охлаждения масла контролируется по разности температур на выхо­де охладителя. При номинальной нагрузке трансформатора она долж­на быть не менее 10 °C. В трансформаторах с дутьевым охлаждением допускается работа при остановленных вентиляторах, если температу­ра верхних слоев масла не выше 55 °C при нагрузке меньше номиналь­ной, а при минусовых температурах окружающего воздуха — не выше +45 °C независимо от нагрузки.

В системах охлаждения с принудительной циркуляцией масла сле­дует особое внимание уделять масляным электронасосам [9, 10]. При обнаружении признаков ненормальной работы (вибрация, скрежет, посторонние шумы, отклонение давления от нормального) насос дол­жен выводиться в ремонт. Следует вести учет работы насосов, так как согласно заводским инструкциям они должны выводиться в ремонт для проведения регламентных работ. Необходимо также периодически проверять ток, потребляемый электронасосом (токоизмерительны­ми клещами, если в его цепи не установлен амперметр). Задвижка на напорном трубопроводе насоса должна быть открыта (допускается работа с закрытой задвижкой не более 1—2 мин).

При регламентных работах на насосе прежде всего проверяется со­стояние подшипников, особенно их осевой износ. При повышенном из­носе одного или обоих колец подшипника ротор насоса перемещается в осевом направлении и может начать задевать крыльчаткой за корпус,

что приводит к образованию металлической стружки. Эта стружка, а также элементы подшипника в случае его разрушения или кусочки обмотки статора неэкранированного насоса в случае ее перегорания попадают в бак трансформатора. При направленной циркуляции масла (НДЦ и НЦ) они проникают непосредственно на изоляцию обмоток трансформатора и сильно ухудшают ее свойства. Своевременная реви­зия насосов предупреждает серьезные аварии трансформатора. Правиль­но собранный и отбалансированный насос не имеет затираний и вибраций, легко вращается от руки. При ухудшении свойств трансформаторного масла в баке трансформатора, в том числе результатов хроматографи­ческого анализа растворенных в нем газов, следует проверить исправ­ность насосов, в частности отсутствие чрезмерного перегрева.

*Нарушения системы дыхания* могут приводить к отключению транс­форматора газовой защитой. В трансформаторах с воздухоосушителем повышение уровня масла в расширителе выше конца патрубка дыха­ния приводит к сливу масла через патрубок и воздухоосушитель, что может быть установлено при осмотре трансформатора (см. § 3).

В случае обнаружения течи масла через дыхательный патрубок вых­лопной трубы на работающем трансформаторе он может быть остав­лен в работе до следующего текущего ремонта, но уровень масла в расширителе следует понизить настолько, чтобы в любых режимах работы трансформатора он не превышал отметки +40 °C. Для трансфор­маторов с азотной защитой масла следует отсоединить азотопровод от расТиирителя и азотных емкостей и продуть его, заменить силикагель в азотном осушителе, слить масло из, азотных емкостей и просушить их. При очередном текущем ремонте нужно выполнить мероприятия, предусмотренные [9].

*Термосифонные и адсорбционные фильтры* служат для непрерывной автоматической регенерации трансформаторного масла. Они заполняют­ся, как правило, силикагелем марки КСК с диаметром зерен 3—7 мм. Допускается применение других сорбентов (например, активной оки­си алюминия), обладающих избирательной способностью поглощать из масла продукты его старения и влагу. Не следует применять цеоли­ты. В термосифонном фильтре масло циркулирует естественным пу­тем: в баке трансформатора нагревается и поднимается, в фильтре ох­лаждается и опускается. Адсорбционные фильтры устанавливаются на трансформаторах с принудительной циркуляцией масла, где движение масла обеспечивается насосами.

Если в пробе масла из бака трансформатора кислотное число уве­личилось до 0,15 мг КОН. сорбент следует заменить. В адсорбционных фильтрах, кроме того, сорбент заменяется через год после начала экс­плуатации независимо от результатов анализа масла. Контроль состоя­ния сорбента осуществляется также по характеристикам изоляции и масла. Ухудшение пробивного напряжения масла, tg 6 обмоток и масла, влагосодержания масла указывает на потерю сорбентом его адсорбцион- 70

ных свойств и целесообразность его замены. Засыпать термосифонный или адсорбционный фильтр следует хорошо просушенным отсеянным от пыли силикагелем.

*Воздухоосушители* применяют для сушки воздуха, поступающего в трансформатор или негерметичный ввод. Требования к сорбенту здесь несколько отличаются от требований в термосифонном или ад­сорбционном фильтре. Осушителем служит силикагель марки КСМ, допускается применение цеолита.

Качество сорбента в воздухоосушителе проверяют по цвету инди­каторного силикагеля, который представляет собой обычный силика­гель, пропитанный хлористым кобальтом (на 100 частей силикагеля 3 части хлористого кобальта). Индикаторный силикагель помещают в небольшом количестве только напротив смотрового окна фильтра, весь же фильтр заполняется осушителем без его пропитки хлористым кобальтом, так называемым рабочим силикагелем. Это позволяет ус­корить процесс сушки увлажняющегося силикагеля.

Контроль за воздухоосушителем в эксплуатации заключается в на­блюдении за окраской индикаторного силикагеля (см. табл. 5) и уров­нем масла в масляном затворе. Сухой индикаторный силикагель имеет голубой цвет. При осветлении окраски отдельных зерен следует уси­лить надзор за фильтром. С ростом увлажнения сорбента зерна индика­торного силикагеля принимают розовую окраску. При этом следует заменить весь сорбент фильтра, как рабочий, так и индикаторный. Ув­лажненный силикагель не только не обеспечивает сушки воздуха в фильтре, но даже оказывает вредное воздействие, увлажняя воздух и через него масло. Во всех случаях замену сорбента в воздухоосушите­ле следует производить не реже 1 раза в 6 мес.

Заменять сорбент следует в сухую погоду, выводя осушитель из работы не более чем на 3 ч. Одновременно с этим производится заме­на масла в масляном затворе.

Увлажненный силикагель восстанавливают путем сушки. Рабочий си­ликагель воздухоосушителей, адсорбционных и термосифонных фильт­ров сушат при температуре 400—500 °C. Хорошее качество сушки обес­печивается при прокаливании на противне. Однако хлористый кобальт при таком нагреве разлагается, поэтому сушка индикаторного сили­кагеля производится при температуре 115—120 °C в течение 15—20 ч до получения голубой окраски. Сухой сорбент во избежание увлажне­ния хранят в герметизированной таре.

*Предохранительные клапаны и стрелочные маслоуказатели* приме­няются на крупных трансформаторах (прежде всего с пленочной защи­той масла) вместо выхлопной трубы и маслоуказательной трубки. При неправильной установке стрелочного указателя можно допустить чрезмерное повышение уровня масла при возрастании его темпера­туры или недопустимое снижение уровня при ее уменьшении. Эксплу-



Рис. 24. Влияние длины рычага на работу маслоуказателя:

*а* - шкала маслоуказателя; *б —* расположение рычага в расширителе

атационный циркуляр № Ц-06-84(Э) от 26 июня 1984 г. требует уста­новить на всех трансформаторах с пленочной защитой стрелочные мас- лоуказатели с раздельной сигнализацией максимального и минималь­ного уровня масла. Уровень масла в расширителе следует устанавли­вать в соответствии с температурой верхних слоев масла в трансфор­маторе, предварительно прокачав масло в течение часа насосами системы охлаждения для выравнивания температуры масла. Показание стрел­ки маслоуказателя должно соответствовать фактическому уровню масла.

Рычаг маслоуказателя должен иметь длину 2090 мм при диаметре расширителя 1570 мм и 1610 мм при диаметре 1260 мм. На рис. 24 показано, как может исказиться показание стрелки, если установлен рычаг большей длины, чем это требуется. Если первоначально стрел­ку указателя установить по максимальному уровню масла (т.е. при верхнем положении поплавка *В* на рис. 24,6 стрелку установить в поло­жение *max* на рис. 24,а), то в нижнем положении поплавка она займет положение *Н'* вместо требуемого положения *Н.* Рычаг повернется на меньший угол, чем это требуется (меньше 40° ). Стрелка указателя зай­мет соответственно положение *И'* вместо *min.* Следовательно, указатель не обеспечит правильного показания уровня масла с тем большей по­грешностью, чем уровень ниже. Если же стрелку установить по мини­мальному уровню (при положении поплавка *Н'* стрелку установить в положение *min),* то при максимальном уровне стрелка окажется в положении *В'* и указатель будет давать тем большую погрешность, чем выше уровень масла.

Чрезмерный уровень масла в расширителе вызывает срабатывание предохранительного клапана. При возврате клапан может не полностью закрыться, что приведет к упуску масла и отказу. Уплотнения предох­ранительных клапанов должны обязательно проверяться. Из двух конст­рукций предохранительного клапана, показанных на рис. 25, более на­дежной является вторая (рис. 25,6) с манжетным уплотнением. Поэто­му при осмотре следует проверять, какой клапан установлен на транс­форматоре. Если установлен клапан с круглой резиновой проклад- 72





Рис. 25. Предохранительный клапан:

*1* - кожух; *2* - крышка; *3 -* круглая прокладка; *4* - манжета; *5 -* прижим­ное кольцо; 6 - корпус

кой (рис. 25,а), его следует заменить. Клапан такой конструкции опре­деляется при снятом защитном кожухе *1* по внешнему виду крышки (сравните поз. *2* на рис. 25,а и *б)* и отсутствию прижимного кольца 5 (рис. 25, *б).*

*Автоматические средства пожаротушения* рекомендуется проверять 2 раза в год — после осенне-зимнего максимума и летнего периода — путем опробования с пуском воды или пены (водяные установки бо­лее распространены, хотя пенные более эффективны). Кроме того, 1 раз в квартал производят проверку без воды водяных задвижек (закрывают и открывают). Винтовые (или пенные) распылительные насадки должны быть установлены так, чтобы струя воды, ударяя в бак трансформатора и втулки вводов, покрывала водяной завесой транс- 73

форматор и его расширитель равномерно со всех сторон. Установки автоматического пожаротушения предусмотрены на трансформато­рах 500 кВ и выше, а также 220—330 кВ мощностью 200 MB-А и более.

Многие мощные трансформаторы оборудованы отсечными кла­панами, перекрывающими трубопровод между баком трансформа­тора и расширителем при работе автоматического пожаротушения или при срабатывании дифференциальной и газовой (на отключение) защит. При включении трансформатора после отключения защитой от внут­ренних повреждений после пожара следует устанавливать клапан в от­крытое положение. При осмотре следует убедиться, что отсечной кла­пан находится в открытом положении.

На безаварийную работу трансформаторов большое влияние ока­зывает также своевременная проверка систем релейной защиты и коммутационной аппаратуры и поддержание их в работоспособном состоянии.

1. РЕВИЗИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Для выяснения некоторых видов начинающихся повреждений тре­буется вскрытие и внутренний осмотр трансформатора. В частности, такая необходимость возникает при наличии растворенного в масле этилена, выявленного хроматографическим анализом, при повышенном значении активного сопротивления обмоток, при проверке магнито­провода и т.д. Во многих случаях при вскрытии возможно устранить повреждение.

Внутренний осмотр трансформатора с подъемом колокола или актив­ной части (в зависимости от исполнения) называют ревизией. В общем случае ревизия включает в себя совокупность работ по вскрытию, ос­мотру, проверке, устранению замеченных неполадок и герметизации активной части трансформатора.

Ревизия производится в эксплуатации в сроки, предусмотренные местными инструкциями, а также по мере необходимости. Ревизия является обязательной при монтаже всех трансформаторов 110—500 кВ в случае нарушения требований инструкций при погрузке, транспор­тировании, выгрузке и хранении трансформаторов. Если по состоянию изоляции трансформатор требует сушки, ревизия проводится после суш­ки и пропитки маслом.

Началом ревизии считается начало слива масла, окончанием — момент герметизации бака перед заливкой масла. Ревизия может выполняться в помещении или вне помещения. Если относительная влажность воздуха составляет менее 65 %, а его температура не менее +20 °C, ревизия может производиться без предварительного прогрева трансформатора. В остальных случаях требуется прогрев трансформатора с тем, чтобы тем­пература активной части перед вскрытием на 10—20 °C превышала температуру окружающей среды. Измерение температуры активной части производится любым термометром, кроме ртутного, во избежание попадания ртути в трансформатор. Если прогрев не проводится, то перед вскрытием трансформатор должен быть выдержан до тех пор, пока температура его активной части не сравняется с температурой окружаю­щего воздуха. Естественно, если температура трансформатора была выше температуры воздуха, такой выдержки не требуется.

Во время проведения работ вне помещения должна быть ясная по­года без осадков. Запрещается проводить ревизию при дожде и тумане, а для трансформаторов класса напряжения 330—500 кВ, а также 220 кВ мощностью 200 MB-А и более, — при минусовых температурах или влажности более 80 %. Допустимая продолжительность ревизии зависит от температуры и влажности воздуха. При плюсовых температурах и относительной влажности до 65 % она составляет 16 ч, при влажности 65-80 % — 12 ч. При относительной влажности более 80 % или отрица­тельных температурах продолжительность ревизии не должна превы­шать 8 ч.

Если указанная выше допустимая продолжительность ревизии или других работ, связанных с разгерметизацией и сливом масла из транс­форматора, будет превышена, необходимо выполнить сушку трансфор­матора.

Измерение относительной влажности воздуха производится пси­хрометром, состоящим из двух термометров, один из которых сухой (он показывает температуру воздуха), а другой смочен. Смачивание производится опушенной в воду марлей. По разности показаний двух термометров и специальной психрометрической таблице (табл. 14) определяют относительную влажность воздуха. Психрометры бывают комнатные и аспирационные. Если комнатный психрометр использует­ся вне помещения, он должен быть защищен от воздействия ветра.

После слива масла, перед подъемом колокола или активной части, снимают препятствующие подъему части (приводы и изоляционные валы переключателей, цилиндры маслонаполненных вводов), отсоеди­няют от вводов отводы обмоток и подвязывают их, ослабляя распор­ные винты. Подъем производят плавно, без перекосов, а снятую часть устанавливают горизонтально на деревянных подкладках. После под­готовки удобного рабочего места приступают к осмотру активной части.

Все доступные стяжные шпильки ярм, креплений отводов обмоток, барьеров, переключателей и других элементов активной части прове­ряют, а замеченные ослабления устраняют подтяжкой гаек.

Затяжку винтов и домкратов осевой прессовки обмоток начинают с внутренних нажимных колец. При этом мешающие винты наружных обмоток могут быть временно вывернуты. Затяжка производится рав­номерно по окружности. Последними затягиваются нажимные винты и домкраты наружных нажимных колец. Все контргайки должны быть затянуты.



Таблица 14. Психрометрическая таблица для комнатного психрометра

100 95 91 86 83 79 75 71 68 65 62 59 56 54 51 49 46 44 41 38

100 95 91 87 83 79 76 72 69 65 63 60 57 55 52 50 47 45 42 40

100 96 91 87 83 80 76 72 69 66 63 61 58 56 53 51 48 46 43 41

100 96 92 88 84 80 77 73 70 67 64 62 59 56 53 52 49 47 44 42

100 96 92 88 84 81 77 74 70 68 65 63 59 58 54 52 50 47 45 44

Тщательно, с хорошим освещением осматривают изоляцию доступ­ных частей обмоток и их отводов, переключателей, цилиндров и других элементов. Замеченные повреждения устраняют. Осматривают доступ­ные контакты переключателей.

Одновременно с работами на активной части осматривают бак. Остат­ки масла со дна бака удаляют.

При ревизии производится ряд измерений на активной части. Прове­ряется схема заземлений. Измеряется сопротивление изоляции стяж­ных шпилек, прессующих колец относительно активной стали и ярмо- вых балок, а также между сталью и балками. Измеряется сопротивле­ние электростатических экранов. В начале и в конце ревизии измеряют показатели увлажнения изоляции, как указано в § 6.

После проведения всех измерений и проверок непосредственно перед опусканием активной части в бак или установкой колокола активная часть промывается струей горячего трансформаторного масла, качест­во которого должно соответствовать требованиям табл. 1 к вновь зали­ваемому маслу.

По окончании перечисленных работ активную часть или колокол устанавливают на место. Восстанавливают заземление активной части на бак, а отводы обмоток присоединяют к вводам. После сборки схе­му подсоединения отводов и схему заземления проверяют визуально. Устанавливают на свои места все снимавшиеся или перемещавшиеся части, трансформатор герметизируется и заливается маслом.

Если климатические условия и допустимая длительность разгерме­тизации не нарушены, приступают к контролю состояния изоляции трансформаторов согласно § 6.

Вопросы ремонта трансформаторов в настоящей книге на рассмат­риваются. Перечень основных работ при ремонтах приведен в прило­жении 2.

1. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Не останавливаясь на других, более сложных способах проверки со­стояния трансформаторов, рассмотрим несколько примеров комплекс­ной его оценки на основании результатов испытаний, описанных в на­стоящей книге. Рассмотрим также несколько примеров аварий и от­казов трансформаторов, вызванных некачественным проведением ос­мотров или испытаний, непринятием мер по результатам испытаний или тем, что проверка и испытания не были выполнены.

Автотрансформатор АТДЦТН-250000/500/110 проработал 7 лет. В табл. 15 приведены характеристики изоляции его обмоток при завод­ских испытаниях и терез 7 лет эксплуатации. Результаты промежуточ­ных испытаний не приводятся, так как изменение характеристик во времени было плавным. Характеристики масла приведены в табл. 16. За первые 6 лет характеристики масла изменялись сравнительно плав-

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Вид испыта­ний | Измерен­ная вели­чина | Значение величины при схеме соединений | Темпера­тура об­моток, °C |
| ВН- (НН+бак) | НН—(ВН+бак) | (ВН+НН)—бак |
| Заводские | ^бо/^15> | 310/210=1,5 | 430/240 = 1,7 | 320/210 = 1,5 | 36 |
|  | МОм/МОм tg 5, % | 0,4 | 0,6 | 0,6 | 36 |
| Профилак- | ^6о/Т?15> | 250/160 = 1,6 | 350/250 = 1,4 | 180/110 = 1,6 | 20 |
| тичее кие через 7 лет | МОм /МОм tg 6, % | 0,71 | 0,78 | 1,2 | 20 |

эксплуата­

ции

Таблица 16. Характеристики масла трансформатора АТДЦТН-250000/500/110

Характеристики масла

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Вид испытаний | из бака трансформатора | из контакто­ра РПН |
| Цзр, кВ | ГВСП’°C | Кислот­ное чис­ло, мгКОН | Влагос одер­жание IV, г/т | tg 6М при70 °C, *7с* | ^пр> кВ | *W,* г/т |
| При монтаже | 79,6 | 144 | 0,02 | 9 | 0,6 | 90 | — |
| Профилактические через 6 лет экс­плуатации | 78,2 | 140 | 0,079 | 19,8 | 4,5 | — | — |
| Контрольные пос­ле обработки си­ликагелем | 80 | 139 | 0,077 | 18,9 | 3 | — | — |
| Профилактические через 7 лет эксплуа­тации | 59,2 | 139 | 0,056 | 19,4 | 3,3 | 60 | 16,9 |

но, затем масло было подвергнуто обработке силикагелем. Хромато­графический анализ растворенных в масле газов через 7 лет эксплуа­тации показал концентрацию углекислого газа 0,16 % и очень слабую кон­центрацию других газов. Характеристики изоляции вводов через 7 лет эксплуатации приведены в табл. 17.

Как видно из результатов, ни один из показателей не достиг предель­но допустимого значения. Тем не менее следует обратить внимание на следующие обстоятельства: пробивное напряжение масла снизи­лось за последний год с 80 до 59,2 кВ и приблизилось к предельному 78

|  |  |
| --- | --- |
| Напряжение вводов, кВ | tg *8, %,* по фазам |
| *А* | *В* | *с* |
| tg 51 | tgfi2 | tg | tg *82* | tg 61 | tg *82* |
| 500 | 0,56 | 0,68 | 0,44 | 0,49 | 0,4 | 0,45 |
| ПО | 0,55 | 0,5 | 0,53 | 0,62 | 0,59 | 0,63 |
| (tg 61 относится к денсатору). | основной изоляции вводов, tg 62 | — к измерительному кон- |

Т а б п и ц а 17. Характеристики

АТДЦТН-250000/500/110

**ИЗОЛЯЦИИ**

вводов

трансформатора

(55 кВ); tg S масла вновь начал расти; влагосодержание масла близко к предельному (20 г/т).

Определим расчетное значение влагосодержания твердой изоляции, хотя пересчет здесь придется вести на 40 °C (требуется привести tg *8* изоляции обмоток к 60 °C, так как tg 6М масла определялся только при температуре 70 °C). В результате пересчета получим следующие значения tg 66О изоляции для разных схем измерения: 2,03; 2,22 и 3,42 %. По номограмме на рис. 13,г определяем соответствующие вла­госодержания твердой изоляции: 2,8; 3,25 и более 4 %. Это много для трансформатора класса напряжения 500 кВ.

Вывод: трансформатор может быть оставлен в работе до вывода в ремонт, но требует повышенного внимания в эксплуатации. При пер­вом же ремонте необходимо взять образцы твердой изоляции для опре­деления влагосодержания. В зависимости от результатов измерений следует заменить масло или (если влагосодержание образцов действи­тельно окажется около 3 %) вывести трансформатор в капитальный ремонт с сушкой изоляции.

В следующих примерах мы не будем приводить столько подробных данных, а обратим внимание лишь на те показатели, которые являются определяющими для решения вопроса о дальнейшей эксплуатации трансформатора.

**Трансформатор ТДЦ-250000/110** блочный,проработал 20лет.Прихро- матографическом анализе обнаружена концентрация 0,93 % углекисло­го газа (СО2), что свидетельствует о повышенном старении изоляции, и 0,013 % этилена (С2Н4), что свидетельствует о наличии местного пе­регрева. Расчетное значение влагосодержания твердой изоляции после последнего капитального ремонта было 4%, что предположительно сви­детельствует о недостаточной сушке. Такой трансформатор трудно вы­сушить до требуемой степени без опасности дальнейшего ускоренного старения изоляции.

В ы в о д: готовить замену трансформатора, до замены можно оста­вить в работе, контролируя содержание растворенных в масле углекис- 79

лого газа и этилена, периодически измеряя характеристики изоляции и масла (в первую очередь tg *5 ) .*

Трансформатор ТДЦГ-250000/330 проработал 14 лет. Расчетное зна­чение влагосодержания твердой изоляции превысило 3 %; tg 5 изоля­ции вводов возрос до значения, близкого к предельному; содержание водорастворимых кислот в масле вводов 330 кВ выше нормы (по фа­зам — 0,06; 0,055 и 0,06 мг КОН).

В ы в о д: произвести ремонт трансформатора, предусмотрев замену масла и силикагеля во вводах и сушку изоляции трансформатора (для уточнения влагосодержания твердой изоляции перед сушкой и после нее взять образцы).

Трансформатор ТДТГ-15000/110 проработал 30 лет. При послед­нем капитальном ремонте (через 27 лет работы) масло имело понижен­ные характеристики (tg 6М2О = 2,3 %) . расчетное влагосодержание твер­дой изоляции больше 4 %. После капитального ремонта испытаний не проводилось. Изоляция была сильно состарена (темная, ломкая).

Вывод: следует готовить замену трансформатора, до замены мож­но оставить в работе, осуществляя контроль состояния измерением tg 6 изоляции и масла не реже 1 раза в год. Капитальный ремонте суш­кой изоляции не рекомендуется. Для трансформатора опасно воздейст­вие токов внешних КЗ, однако в месте его установки эти токи невелики.

Трансформатор ТРДН-40000/110 проработал 6 лет. Масло в кон­такторе устройства РПН быстро теряет свои свойства (пробивное напря­жение достигает минимально допустимого значения в течение 2 мес после замены, визуально наблюдаются в пробе механические примеси). Повышен tg 5 изоляции трансформатора, данные о tg 5М масла отсут­ствуют.

Вывод: требуется срочно произвести ремонт трансформатора. В контакторе РПН снять круговую диаграмму, проверить установку контактов (геометрические размеры и жесткость крепления), состоя­ние контактных поверхностей, нажатие контактов, исправность элемен­тов механизма и привода. Произвести сушку изоляции.

Трансформатор ТДТН-16000/35/10 проработал 8 лет. Пробивное напряжение масла, оставаясь в пределах нормы, за 4 года снизилось в баке трансформатора в 1,3 раза, в контакторе — в 1,9 раза.

Вывод: заменить силикагель и произвести многократную про­крутку устройства РПН по всему диапазону.

Трансформатор ТДТН-10000/И0/35/10 проработал 16 лет. Обмотка 35 кВ не испытывалась, поскольку она не была подключена к сети и не использовалась, вводы 110 кВ не проверялись 4 года.

В ы в од. произвести внеочередные испытания трансформатора с полной проверкой состояния изоляции и активного сопротивления обмот­ки 35 кВ. Обмотку 35 кВ защитить разрядниками. Испытывать вводы ПОкВ.

Автотрансформатор АТДЦТГ-120000/330/110/35 проработал 18 лет. Хроматографический анализ показал наличие 0,602 % углекислого газа и следы этана. Повторный анализ через 1,5 мес выявил возрастание со­держания СО2 до 1,2 %, появление СО, СН4, С2Н4 и С2Н6. Расчетное влагосо держание картона более 4 %. Трансформатор был выведен в ка­питальный ремонт. Влагосодержание картона, определенное прямым измерением, составило 3,8 %. Сушка, выполненная при ремонте, не обес­печила требуемого снижения влагосодержания. Изоляция сильно поли­меризирована.

Вывод: изоляция преждевременно достигла высокой степени ста­рения, трансформатор подлежит заводскому ремонту с заменой обмо­ток и главной изоляции.

Автотрансформатор АТДЦТН-200000/330/110/10 проработал 12 лет. Масло в баке трансформатора имеет повышенное (до 0,06 %) содержа­ние этилена (С2Н4), в контакторе РПН фазы *А —* 0,012 % этилена и 0,02 % этана (хроматографический анализ масла из контактора устройст­ва РПН выполняется в связи со снижением его пробивного напряжения, которое оставалось, однако, в пределах нормы). Пробивное напряжение Масла ввода 330 кВ фазы *В* за 3 года снизилось в 1,5 раза, также оста­ваясь в пределах нормы.

Вывод: чаще проводить хроматографический контроль раство­ренных в масле газов, улучшить уплотнение между контактором и баком устройства РПН. Если выделение этилена в масле основного бака трансформатора не прекратится, вывести трансформатор в ремонт. Профилактические испытания ввода 330 кВ фазы *В* производить не ре­же 1 раза в год.

Трансформатор ТДТН-25000/110/35/10 проработал 14 лет. Значение tg 5 основной изоляции ввода ПО кВ фазы *А* за последние 3 года уве­личилось в 4,7 раза, наружной — в 3,2 раза и приблизилось к максималь­ному значению.

Вывод: проверять характеристики изоляции и масла вводов 110 кВ не реже 1 раза в год.

Трансформатор ТДТНГ-15000/110 проработал 20 лет. В нормаль­ном режиме работы отключился газовой зашитой. Причина - утечка масла из расширителя ниже уровня газового реле из-за повреждения сальника радиатора охлаждения, не обнаруженного при осмотре.

В другом таком же трансформаторе при осмотре было замечено сла­бое выделение дыма из прокладки в районе контактной шпильки вво­да ПО кВ, вызванное перегревом, возникшим от плохого крепления шлейфа к вводу. Трансформатор был своевременно отключен персона­лом, что предупредило возникновение аварии.

В капитально отремонтированном трансформаторе ТДЦГ-250000/330 вскоре после включения сработала газовая защита на сигнал. Отбор газа из газового реле производился небрежно, в результате чего замк­нулся отключающий контакт реле и трансформатор отключился. При ос­

мотре было обнаружено, что после ремонта отсечной клапан между расширителем и баком трансформатора остался в закрытом положе­нии, а сигнализация закрытого положения клапана на щите управле­ния отсутствовала. Причиной срабатывания защиты на сигнал явилось закрытое положение отсечного клапана, причиной отключения трансфор­матора - неправильный отбор пробы газа из реле.

**Трансформатор ТДТНГ-40500/35/6** проработал 18 лет, был выведен в ремонт по результатам хроматографического анализа растворенных в масле газов. При осмотре был обнаружен подгар изоляции отводов фазы *В* обмотки НН и местный перегрев стали магнитопровода. После устранения дефектов введен в работу и выделение этилена (С2Н$) пре­кратилось.

Таким образом, своевременное и правильное проведение проверки состояния трансформаторов позволяет выявить и устранить многие отклонения от нормального состояния, предупредить возникновение аварии и продлить срок службы трансформаторов.

ПРИЛОЖЕНИЯ

*Приложение 1.* Условные обозначения трансформаторов общего назначения

Условное обозначение трансформатора состоит из трех частей, разделенных между собой. Первая часть буквенная, характеризующая число обмоток в фазе, вид охлаждения и вид переключения ответвлений.

Буква А в начале обозначения означает автотрансформатор, ее отсутствие - трансформатор с электрически разделенными обмотками.

Далее указывается число фаз; Т - для трехфазных трансформаторов, О - для однофазных. ,

После обозначения числа фаз для трансформаторов с расщепленной обмоткой НН ставится буква Р, для других трансформаторов она не ставится.

Следующие одна или две (редко три) буквы указывают вид охлаждения. Для масляных трансформаторов: М - естественная циркуляция масла и окружающе­го воздуха; Д - естественная циркуляция масла и принудительная циркуляция воздуха (так называемое дутьевое охлаждение, трансформатор снабжен венти­ляторами) ; МЦ - принудительная циркуляция масла и естественная циркуляция воздуха (трансформатор снабжен маслонасосами, такая система встречается ред­ко) ; ДЦ - принудительная циркуляция масла и охлаждающего воздуха (транс­форматор имеет маслонасосы и вентиляторы); НДЦ - разновидность системы ДЦ с направленной циркуляцией масла в баке; МВ- естественная циркуляция масла и принудительная циркуляция воды (трансформатор снабжен водяными маслоохладителями, система встречается очень редко); Ц - принудительная цир­куляция масла и охлаждающей воды (трансформатор имеет маслонасосы и водя­ные маслоохладители); НЦ - разновидность системы Ц с направленной цирку­ляцией масла в баке.

Буква Т после обозначения системы охлаждения указывает, что трансформа­тор трехобмоточный. Отсутствие буквы означает двухобмоточный трансформатор.

Следующая буква Н указывает, что трансформатор снабжен устройством РПН. В трансформаторах с ПБВ буква не ставится.

В конце первой буквенной части условного обозначения трансформаторов соб­ственных нужд электростанций ставится буква С.

Вторая часть условного обозначения - цифровая и отделяется от первой части дефисом. В ней указывается мощность трансформатора, кВ-A , через дробь - класс напряжения трансформатора (по классу напряжения со стороны ВН), кВ, и далее через косую дробь - класс напряжения стороны СН. Указание номиналь­ного напряжения НН, а также СН, если оно менее 110 кВ, не обязательно.

В третьей части, также отделяемой от второй части дефисом, указываются две последние цифры года выпуска рабочих чертежей трансформаторов данной кон­струкции, обозначение климатического района, для которого предназначен транс­форматор (У - с умеренным климатом, ХЛ - с холодным, Т - с тропическим), и, наконец, место размещения (1 - на открытом воздухе, 2 - в помещениях, где колебания температуры и влажности несущественно отличаются от внешней среды, 3 - закрытые помещения с естественной вентиляцией, где колебания влажности и температуры значительно меньше, чем на открытом воздухе, 4 - закрытые помещения с искусственно регулируемыми климатическими условиями, 5 - поме­щения с повышенной влажностью).

В эксплуатационной документации часто применяется сокращенное обозначе­ние, состоящее только из первой части, мощности и класса напряжения.

Обозначение АТДЦТН-125OOO/22O/110-68У1 расшифровывается так: автотранс­форматор трехфазный с системой охлаждения ДЦ, трехобмоточный, с устройст­вом РПН, номинальная мощность 125 000 кВ А (125 MB-А), класс напряжения стороны ВН 220 кВ, СН - НО кВ, конструкция 1968 г., для районов с умеренным климатом, для наружной установки. В эксплуатационной документации он часто обозначается сокращенно: АТДЦТН-125000/220.

*Приложение 2.* Перечень основных работ при текущем ремонте крупного транс­форматора

Наружный осмотр и ревизия производятся одновременно с устранением вы­явленных дефектов. Устраняются течки масла из вводов, в системе охлаждения и т.д. Подтягиваются все болтовые соединения, в первую очередь вводов, ошинов­ки, системы охлаждения.

Проверяется газовая зашита, целость мембраны выхлопной трубы, исправность предохранительных клапанов и стрелочных маслоу казателей.

Производится спуск грязи из расширителей, слив излишков масла из вводов или доливка до нормального уровня, проверка и протирка всех масло указатель­ных стекол, протирка вводов, очистка крышки или колокола трансформатора.

Выполняются проверка и мелкий ремонт двигателей вентиляторов, их балан­сировка, а также регламентные работы на масляных электронасосах.

Проверяется крепление трансформатора на фундаменте.

Проверяется исправность термосифонных фильтров, при кислом масле заме­няется силикагель. Заменяется масло и силикагель во влагоосушителях, масло в затворах негерметичных вводов.

Отбираются пробы масла из бака трансформатора, вводов и устройства РПН.

Производится ревизия устройства РПН.

Проводятся профилактические испытания и измерения.

В зависимости от местных условий, а также по данным осмотров и испытаний масла в межремонтный период выполняются другие необходимые работы.

Капитальные ремонты выполняются в соответствии с типовыми программа­ми специализированных ремонтных предприятий.

*Типовая программа капитального ремонта* включает в себя работы на актив­ной части, баке и арматуре, вводах, изоляции и т.д.

Производится осмотр и определение состояния магнитопровода, измеряется сопротивление межлистовой изоляции активной стали по пакетам. Выявляются замыкания активной стали, возможные деформации ярмовых балок, выпада­ния листов стали и прутков масляных каналов. Проверяется состояние экранов и всех элементов заземления, состояние изоляции стяжных шпилек, полубанда­жей, брусьев, усилия затяжки шпилек, болтов и полубандажей на верхних и ниж­

нем ярмах магнитопровода. Мелкие дефекты, выявленные при осмотре магни­топровода, устраняются. Производится очистка магнитопровода от шлама, гря­зи и посторонних предметов.

Проверяются обмотки, состояние витковой и дополнительной изоляции, вер­тикальность столбов укладок. Производится очистка и промывка вертикальных и горизонтальных каналов, проверка опрессовки и подпрессовка обмоток, изме­рение каналов между дисковыми катушками с дополнительной изоляцией в до­ступных местах. Обнаруженные мелкие дефекты устраняются.

По схеме соединения обмоток проверяются исправность изоляции и целост­ность перемычек, пайки, степень старения изоляции, целостность креплений с их временным снятием при подпрессовке обмоток, расположение отводов и их за­тяжка.

В переключающих устройствах проверяется состояние контактов переключа­телей с их зачисткой или заменой, осматриваются регулировочные отводы, детали крепления, изолирующие цилиндры. Выполняется мелкий ремонт и подтяжка контактов, осмотр механизмов и проверка их работы, полная регулировка и наладка устройства РПН.

На баке заменяются уплотнения. Бак очищается, промывается и при необхо­димости окрашивается. Производится осмотр, мелкий ремонт и при необходи­мости окраска расширителя, арматуры, системы охлаждения, предохранитель­ных устройств.

Высоковольтные вводы осматривают и чистят, в них заменяют масло и уплот­нения, выполняют мелкий ремонт и испытывают вводы.

Производят очистку, а при необходимости смену масла в трансформаторе. Изоляцию трансформатора подвергают сушке (при необходимости).

Проверяют защиту и вторичную коммутацию, силовые и контрольные кабели.

Собирают трансформаторы с заменой всех уплотнений, испытывают на гер­метичность, производят монтаж силовых и контрольных кабелей, установку при­боров контроля и защиты. Испытания трансформатора выполняют в соответст­вии с нормами [2 ].

Ремонт трансформатора с заменой обмоток производится, как правило, на специализированных предприятиях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Инструкция по эксплуатации трансформаторов. М.: СПО ОРГРЭС, 1976.
2. Нормы испытания электрооборудования. М.: Атомиздат, 1978.
3. Методические указания по обнаружению повреждений в силовых трансфор­маторах с помощью анализа растворенных в масле газов. М.: СПО ’’Союзтехэнерго”, 1979.
4. Голоднов Ю.М. Схемы включения электроизмерительных приборов. М.: Энергия, 1979.
5. Филиппишин В.Я., Туткевич А.С. Монтаж силовых трансформаторов. М.: Энергоиздат, 1981.
6. Цирель Я.А., Поляков В.С. Эксплуатация силовых трансформаторов на электростанциях ив электросетях. - Л.: Энергоатомиздат, 1985.
7. Повышение эффективности традиционных методов контроля изоляции трансформаторов/ Б.В. Ванин, Ф.Я. Левин, В.В. Соколов, Н.П. Фуфурин// Элек­трические станции. 1983. № 8. С. 52-56.
8. Конов Ю.С., Короленко В.В., Федорова В.П. Обнаружение повреждений транс­форматоров при коротких замыканиях// Электрические станции. 1980. № 7. С. 46- 48.
9. Сборник директивных материалов Главтехуправления Минэнерго СССР (электрическая часть)/ Минэнерго СССР. М.: Энергоатомиздат, 1985.
10. Эксплуатация оборудования подстанций 500 кВ. М.: Энергия, 1974.

СОДЕ РЖАН *И*Е

[Предисловие 3](#bookmark5)

1. [Основные виды повреждений трансформаторов 4](#bookmark8)
2. [Способы диагностики состояния трансформаторов 7](#bookmark12)
3. Контроль за показаниями контрольно-измерительных приборов и осмот­ры трансформаторов 12
4. [Испытание и химический анализ трансформаторного масла 17](#bookmark20)
5. [Хроматографический анализ растворенных в масле газов 28](#bookmark27)
6. [Испытания и определение состояния изоляции 34](#bookmark31)
7. [Испытания и определение состояния обмоток 46](#bookmark35)
8. [Контроль за состоянием магнитопровода и бака 57](#bookmark53)
9. [Контроль за состоянием высоковольтных вводов 59](#bookmark58)
10. Контроль за состоянием переключающих устройств 64
11. Контроль за состоянием вспомогательного оборудования 69
12. [Ревизия трансформаторов 74](#bookmark72)
13. [Комплексная оценка состояния трансформаторов 77](#bookmark76)

Приложения 82

Список литературы 85

Производственное издание

Голодное Юрий Михайлович

КОНТРОЛЬ ЗА СОСТОЯНИЕМ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Редактор Н.Н. X у б л а р о в

Редактор издательства Л.В. Копейкина

Художественные редакторы В. А. Г озак-Хозак, Т.Н. Хромова

Технический редактор Н.М. Б р у д н а я

Корректор С. В. М а л ы ш е в а

ИБ№2015

Набор выполнен в Энергоатомиздате на Композере ИБМ-82. Подписано в печать 24.11.87. Формат 60x88 1/16. Бумага офсетная №2. Печать офсетная. Усл. печ. л. 5,39. Усл. кр.-отт. 5,63. Уч.-изд. л. 5,79. Тираж 30 000 экз. Заказ 6287. Цена 30 к.

Энергоатомиздат, 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10

Ордена Октябрьской Революции и ордена Трудового Красного Знамени МПО "Первая Образцовая типография имени А.А. Жданова” Союзпопиграфпрома при Госкомиздате СССР. 113054, Москва, Валовая, 28

**30 к.**