

## 90 Контроль состояния изоляции трансформатора. Контрольный прогрев.

Допустимость включения трансформаторов без сушки определяется результатами комплекса испытаний и измерений с учетом условий, в которых он находился до начала монтажа и в процессе его выполнения.

Условия включения трансформаторов без сушки и необходимость сушки их активной части регламентируются **Инструкцией по контролю изоляции трансформаторов перед вводом в эксплуатацию**, а также **Инструкцией транспортирования, хранения, монтажа и ввода в эксплуатацию силовых трансформаторов на напряжение до 35 кВ включительно без ревизии их активных частей**.

**Краткая характеристика методов контроля влажности.** Существуют следующие методы оценки степени увлажнения главной изоляции трансформаторов, залитых маслом:

измерение 15 и 60-секундного сопротивления изоляции обмоток ( $R_{15}$  и  $R_{60}$ ) и нахождение коэффициента абсорбции;

измерение тангенса угла диэлектрических потерь обмоток;

измерение емкостей обмоток при частоте тока 2 и 50 Гц и определение отношения  $C_2/C_{50}$  (метод «емкость – частота»);

определение отношения  $\Delta C/C$  обмоток в начале и конце осмотра, в случае если при монтаже производился осмотр активной части трансформатора без масла (метод «емкость – время»);

измерение емкостей холодных и нагретых обмоток и определение их отношения  $C_{гор}/C_{хол}$ , если по условиям монтажа необходимо подогреть трансформатор в масле (метод «емкость – температура»).

**Коэффициент абсорбции** определяется зависимостью сопротивления изоляции обмоток от времени приложения напряжения. Измерив мегомметром сопротивление изоляции обмоток через 15 и 60 с после подачи напряжения, можно найти коэффициент абсорбции, равный отношению  $R_{60}/R_{15}$ . Если при температуре 10...30 °С отношение  $R_{60}/R_{15}$  равно 1,3, коэффициент абсорбции соответствует норме.

**Тангенс угла диэлектрических потерь**  $\text{tg } \delta$  характеризует общее состояние изоляции, являясь показателем ее увлажнения и потерь в ней.

Отношение активной мощности, потребляемой изоляцией при подаче напряжения, к реактивной называется **тангенсом угла диэлектрических потерь** и измеряется в процентах.

Значение  $\text{tg } \delta$  обмоток трансформатора с напряжением до 35 кВ и мощностью менее 2500 кВ·А не должно превышать 1,5 % при 10 °С; 2 % – при 20 °С; 2,6 % – при 30 °С и 8 % – при 70 °С.

Потери энергии в диэлектрике при переменном напряжении будут во много раз больше потерь энергии при постоянном напряжении, т.е.  $P_{\sim} \gg P_{-}$ .

Диэлектрическими потерями называют энергию, рассеиваемую в единицу времени в диэлектрике при воздействии на него электрического поля и вызывающую его нагрев.

Активная мощность, Вт, теряемая в диэлектрике при постоянном напряжении  $U$ , В, определяется по формуле  $P = UI$ , где  $I$  – ток проводимости через диэлектрик, А.

Активная мощность, Вт, теряемая в диэлектрике, при переменном напряжении, В, определяется по формуле

$$P_a = U^2 2\pi f C \operatorname{tg} \delta,$$

где  $f$  – частота тока, Гц;  $C$  – емкость диэлектрика (изоляции), Ф;  $\delta$  – угол диэлектрических потерь.

Из формулы видно, что при заданных напряжениях  $U$ , частоте тока  $f$  и емкости диэлектрика  $C$  активные потери в нем зависят от значения  $\operatorname{tg} \delta$ .

Углом диэлектрических потерь называется угол, дополняющий до  $90^\circ$  угол сдвига фаз  $\varphi$  между током и напряжением в емкостной цепи (рис. 13.16). В случае идеального диэлектрика вектор тока в такой цепи будет определенно опережать вектор напряжения на угол  $90^\circ$ ; при этом угол  $\delta$  будет равен нулю. Чем больше рассеиваемая в диэлектрике мощность, переходящая в тепло, тем меньше угол сдвига фаз  $\varphi$  и тем больше угол диэлектрических потерь  $\delta$ , а следовательно, и его функция  $\operatorname{tg} \delta$ .

У жидких и твердых диэлектриков высшего класса  $\operatorname{tg} \delta = (2 \dots 6) \cdot 10^{-4}$ , у остальных  $\operatorname{tg} \delta = 0,002 \dots 0,05$ .

Таким образом,  $\operatorname{tg} \delta$  определяет потери энергии в диэлектриках.

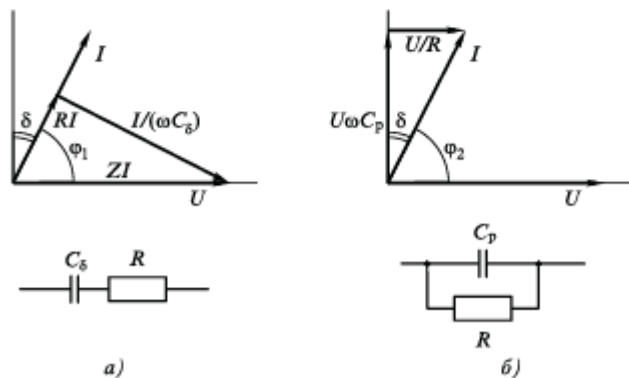


Рис. 13.16. Векторные диаграммы и эквивалентные схемы – последовательная (а) и параллельная (б), для определения потерь диэлектрика

**Метод «емкость – частота»** основан на зависимости емкости обмоток от частоты проходящего по ним тока при неизменной температуре.

Специальным прибором контроля влажности (ПКВ-7 или ПКВ-13) при температуре 10... 30 °С измеряют емкость обмоток при частоте тока 2 Гц ( $C_2$ ) и 50 Гц ( $C_{50}$ ).

Отношение  $C_2 / C_{50}$  должно быть не более 1,1 при 10 °С; 1,2 – при 20 °С и 1,3 – при 30 °С.

**Метод «емкость – время»** основан на определении относительного прироста емкости испытуемой обмотки  $\Delta C / C$  во времени при одной и той же температуре, что позволяет обнаружить даже незначительное увлажнение изоляции трансформатора.

**Метод «емкость – температура»** основан на изменении диэлектрической постоянной изоляции, а следовательно, и емкости обмоток в зависимости от температуры.

Влияние температуры на диэлектрическую постоянную увлажненной изоляции проявляется сильнее, чем сухой. Максимально допустимое значение отношения  $C_{гор} / C_{хол}$  обмоток в масле составляет 1,1.

Измерение параметров изоляции производят при ее температуре не ниже 10 °С и не ранее чем через 12 ч после окончания заливки бака трансформатора маслом.

**Включение трансформаторов без сушки.** Допустимость включения трансформатора без сушки определяется следующими критериями.

1. Уровень масла в трансформаторе в пределах отметок маслоуказателя.

2. Уровень масла ниже отметок маслоуказателя, но обмотки и переключатель напряжения покрыты маслом.

3. Герметичность трансформатора испытана избыточным давлением столба масла высотой 1,5 м в течение 3 ч.

4. Пробивное напряжение масла не ниже 25 кВ для трансформаторов с напряжением до 15 кВ и не ниже 30 кВ для трансформаторов напряжением 15... 35 кВ.

5. Снижение пробивного напряжения на 5 кВ (см. п. 4).

6. Коэффициент абсорбции  $R_{60} / R_{15} \geq 1,3$  при температуре 10... 30 °С.

7. Сопротивление  $R_{60}$  соответствует паспортным нормам,  $R_{60} / R_{15} \geq 1,3$  при температуре 10... 30 °С.

8. Сопротивление  $R_{60}$  соответствует паспортным нормам или  $R_{60} \geq R_{пер}$  ( $R_{пер}$  – заводское значение  $R_{60}$ , пересчитанное к монтажным условиям).

9. Отношение емкостей обмоток  $C_2 / C_{50}$  соответствует нормам.

10. Тангенс угла диэлектрических потерь  $\text{tg } \delta$  соответствует нормам (измеряется с помощью моста МД-16).

**Варианты сочетания критериев для определения возможности включения трансформаторов различных групп в эксплуатацию без сушки**

Группа трансформатора	Мощность трансформатора, кВ·А	Варианты сочетания критериев
I	До 100	1,4; 2,4; 2,10; 1,5,9; 1,5,11
	100... 1000	1,4,6; 2,4,6,9; 2,4,6,10; 1,5,6,9; 1,5,6,10; 1,4,9; 1,4,10
II	1600... 6300	1,4,7; 2,4,7,9; 2,4,7,10; 1,5,7,9; 1,5,7,10; 1,4,9; 1,4,10
III	10 000 и более	3,4,8,9; 3,4,8,11

11. Значение  $\operatorname{tg} \delta$  соответствует нормам или  $\operatorname{tg} \delta \leq 1,3 \operatorname{tg} \delta_{\text{пер}}$  ( $\operatorname{tg} \delta_{\text{пер}}$  – заводское значение, пересчитанное к монтажным условиям).

Приведенные критерии получают по специально разработанным методикам в соответствии с нормами испытания электрооборудования.

В зависимости от условий транспортировки и хранения, а также от мощности и напряжения трансформаторы подразделяются на пять групп:

I группа – трансформаторы мощностью до 1000 кВ·А, с напряжением до 35 кВ включительно, транспортируемые с маслом и расширителем;

II группа – трансформаторы мощностью от 1600 до 6300 кВ·А, с напряжением до 35 кВ включительно, транспортируемые с маслом и расширителем;

III группа – трансформаторы мощностью 10000 кВ·А и выше, с напряжением до 35 кВ включительно, транспортируемые с маслом без расширителя.

К IV и V группам относятся трансформаторы с напряжением 110 кВ и выше и здесь не рассматриваются.

Допустимость включения трансформатора без сушки определяется различным сочетанием приведенных выше критериев (табл. 13.6).

## Контрольный прогрев

Трансформаторы любой мощности подвергаются контрольному прогреву в следующих случаях:

если имеются признаки увлажнения масла, с которым прибыл трансформатор, или время хранения на монтаже без доливки масла превышает время, указанное в инструкции (но не более 7 мес.);  
если время пребывания активной части трансформатора на воздухе превышает время, определенное инструкцией (но не более чем вдвое);

если характеристики изоляции не соответствуют нормам.

Контрольный прогрев трансформатора обычно осуществляют за счет потерь в обмотках при постоянном токе или индукционных потерь в стали бака.

Более экономичным является метод нагрева обмоток постоянным током, так как в этом случае нет необходимости наматывать поверх бака индукционную обмотку и потребление электроэнергии резко уменьшается.

Дополнительный нагрев возможен от электронагревательных приборов закрытого типа, размещаемых под дном бака. Мощность электронагревателей выбирают из расчета 1 ... 2 кВт при атмосферном давлении на 1 м<sup>2</sup> от поверхности дна бака.

Контрольный прогрев производят при атмосферном давлении в собственном баке, заполненном маслом, за счет тепла в обмотках, выделяемого при прохождении по ним постоянного тока.

Трансформатор с помощью постоянного тока нагревают до тех пор, пока температура верхних слоев масла не превысит наибольшую из температур, указанных в его паспорте, на 10 °С, а при нагреве его за счет индукционных потерь в баке – на 20 °С. Во всех случаях в режиме контрольного прогрева температура верхних слоев масла не должна превышать 75 °С.

Целью контрольного прогрева является улучшение характеристик изоляции до уровня, удовлетворяющего условиям включения без сушки.

Если по результатам измерения после прогрева эта цель не достигнута, производят контрольную подсушку. Также ее производят, если срок хранения трансформатора без доливки масла более 7 мес., но менее одного года.

Если контрольная подсушка не дает положительных результатов, трансформатор подвергают сушке.

Сушку трансформаторов любых мощностей обязательно производят в следующих случаях:

наличие следов воды на активной части или баке;

превышение нормированной продолжительности пребывания активной части на воздухе более чем вдвое;

хранение трансформатора без доливки масла более одного года;

несоответствии характеристик изоляции нормам после контрольной подсушки.