

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное  
учреждение высшего образования  
«Кузбасский государственный технический университет  
имени Т.Ф. Горбачева»

Институт энергетики  
Кафедра электропривода и автоматизации

Алла Геннадьевна Захарова

## **ДИАГНОСТИКА И РЕМОНТ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ**

Методические материалы к лабораторным работам

Рекомендованы учебно-методической комиссией направления подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», всех форм обучения в качестве электронного издания для использования в образовательном процессе

Кемерово 2024

Рецензенты: Шаулева Н. М. – канд. тех. наук, заведующий кафедрой электропривода и автоматизации ФГБОУ ВО «Кузбасский государственный технический университет имени Т. Ф. Горбачева»  
Захаров С. А. – канд. тех. наук, заведующий кафедрой электроснабжения горных и промышленных предприятий) ФГБОУ ВО «Кузбасский государственный технический университет имени Т. Ф. Горбачева», председатель учебно-методической комиссии направления 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

**Захарова, А.Г. Диагностика и ремонт электрооборудования:** методические материалы к лабораторным работам для обучающихся по направлению подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», всех форм обучения / сост.: А. Г. Захарова; Кузбасский государственный технический университет имени Т. Ф. Горбачева. – Кемерово, 2024. – Текст: электронный.

Представлено содержание восьми лабораторных работ по дисциплине «Диагностика и ремонт электрооборудования», по каждой лабораторной работе приведены цели и задачи, общие сведения об изучаемом материале, задания для выполнения, вопросы для самопроверки и список рекомендуемой литературы.

© Кузбасский государственный технический университет имени Т. Ф. Горбачева, 2024  
© Захарова А.Г.,  
составление, 2024

## **ОГЛАВЛЕНИЕ**

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №1. Диагностика кабельных линий ....	4
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №2. Диагностика оборудования воздушных линий электропередачи.....	23
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №3. Диагностика оборудования силовых масляных трансформаторов .....	45
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 4. Диагностика асинхронных двигателей .....	70
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №5. Диагностика и тепловизионный контроль электроэнергетического оборудования .....	91
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №6. Диагностика внешней изоляции электроэнергетического оборудования .....	108
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №7. Диагностика масляных выключателей .....	130
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №8. Диагностика вентильных разрядников .....	151

# **ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №1.**

## **ДИАГНОСТИКА КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ**

### **Цель работы:**

Ознакомиться с различными методами диагностики кабельных линий.

### **Задачи работы:**

1. Изучить объект диагностики – кабельную линию электропередачи.
2. Знать диагностическую модель и методы диагностирования оборудования кабельных линий электропередачи.
3. Получить навыки работы с приборами и устройствами для испытаний и диагностики кабельных линий электропередачи.

## **1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ**

Кабельная линия электропередачи (КЛЭП) – это линия для передачи электрической энергии, состоящая из одного или нескольких параллельных силовых кабелей с соединительными стопорными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями.

Силовые кабели различают по роду: металла токопроводящих жил – кабели с алюминиевыми и медными жилами; материалов, которыми изолируют токопроводящие жилы – кабели с бумажной, с пластмассовой и резиновой изоляцией; защиты изоляции жил кабелей от влияния внешней среды – кабели в металлической, пластмассовой и резиновой оболочке; а также по способу защиты от механических повреждений – бронированные и небронированные, и по количеству жил – одно-, двух-, трех-, четырех- и пятижильные.

Силовые кабели имеют общие конструктивные элементы: токопроводящие жилы, изоляцию, оболочку и защитные покровы. Кроме основных элементов в конструкцию кабеля могут входить экраны, жилы защитного заземления и заполнители (рис. 1). Оболочки предназначены для защиты внутренних элементов кабеля от увлажнения и других внешних воздействий. Защитные покровы обеспечивают защиту оболочки кабеля от внешних воздействий. В качестве них используются: подушка, броня и наружный покров. Подушка – часть защитного покрова, наложенная на экран, оболочку или упрочняющий покров, предназначена для предохранения от коррозии и повреждения лентами или проволоками брони. Броня –

часть защитного покрова, состоящая из металлических лент или проволок, предназначена для защиты кабеля от внешних механических воздействий.

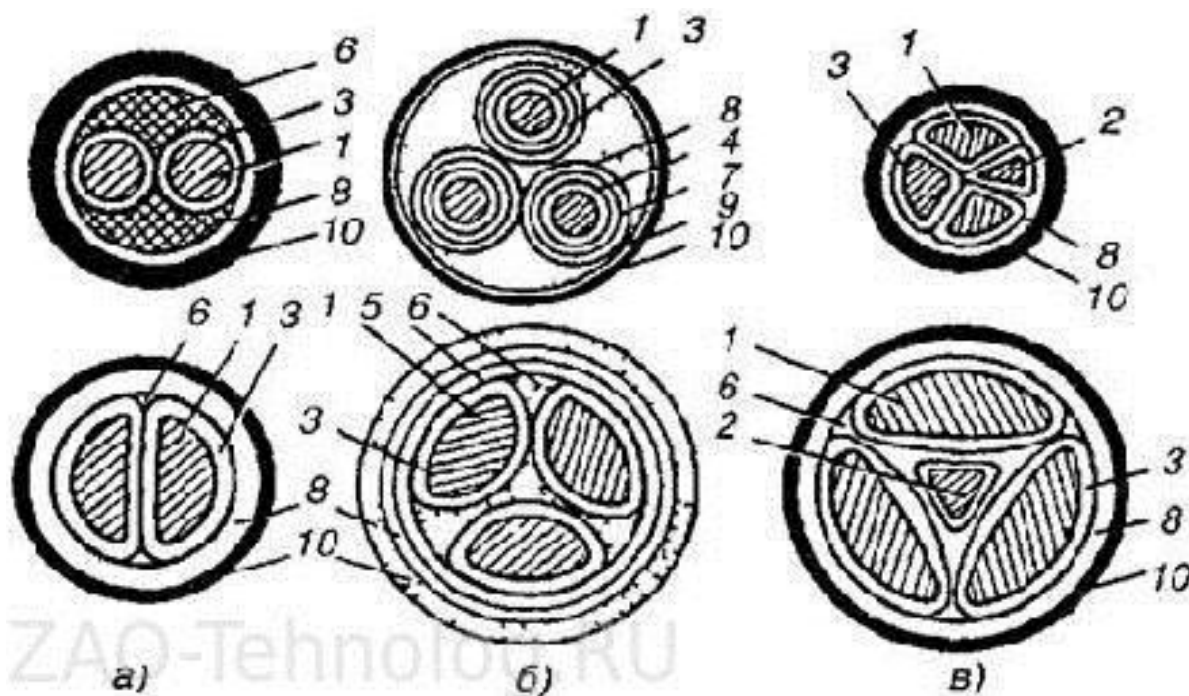


Рис. 1. Сечения силового кабеля: а) двухжильные силовые кабели с круглыми и сегментными жилами; б) трехжильные силовые кабели с поясной изоляцией и с отдельными оболочками; в) четырехжильные силовые кабели с нулевой жилой секторной, круглой и треугольной формы. 1 – токопроводящая жила; 2 – нулевая жила; 3 – изоляция жилы; 4 – экран на токопроводящей жиле; 5 – поясная изоляция; 6 – заполнитель; 7 – экран на изоляции жилы; 8 – оболочка; 9 – бронепокров; 10 – наружный защитный покров

Токопроводящие жилы предназначены для протекания электрического тока; согласно *ГОСТ 22483-77* (СТ СЭВ 3466-81) они могут выполняться следующих сечений; 1,5; 2,5; 4; 6; 10; 16; 35; 50; 70; 95; 120; 150; 185; 240; 300; 400; 500; 625; 800; 1000 мм<sup>2</sup>. Кабелям различного конструктивного исполнения присваиваются буквенные обозначения – марки. Марка силового кабеля характеризует основные конструктивные элементы и область применения кабельной продукции.

А – (первая буква) – алюминиевая жила;

А (вторая буква) – алюминиевая оболочка;  
Б – бронепокров из плоских лент;  
б – отсутствие подушки у защитного покрова;  
В – ПВХ оболочка (первая буква) или изоляция жил (вторая буква) при расположении в начале или в середине обозначения марки; В через дефис в конце обозначения – обедненно-пропитанная изоляция;  
в – в середине обозначения – изоляция из вулканизированного полиэтилена; в конце обозначения – подушка защитного покрова с поливинилхлоридным шлангом;  
Г – отсутствие наружного покрова поверх брони или металлической оболочки;  
К – бронепокров из стальных круглых проволок;  
л – усиленная подушка у защитного покрова;  
2л – особо усиленная подушка у защитного покрова;  
Н – резиновая маслостойкая оболочка, не распространяющая горения;  
и – негорючий наружный покров у защитного покрова;  
О – отдельная оболочка каждой жилы;  
П – в начале или в середине обозначения – полиэтиленовая оболочка или изоляция жил; в конце обозначения – бронепокров из стальных плоских проволок;  
н – подушка с полиэтиленовым шлангом у защитного покрова;  
Р – резиновая изоляция жил;  
С – свинцовая оболочка;  
с – изоляция из самозатухающего полиэтилена;  
СТ – стальная гофрированная оболочка;  
У – в конце обозначения – кабели, изготовленные после 1 апреля 1985 г.  
Ц – бумажная изоляция с нестекающим составом на основе церезина;  
Шв – наружный покров из поливинилхлоридного шланга;  
Шп – наружный покров из полиэтиленового шланга.

Медные жилы, бумажная пропитанная изоляция, подушка нормального исполнения и нормальный наружный покров во всех марках не имеют буквенных обозначений.

Силовые таблицы с нестекающей изоляцией, с пластмассовой и резиновой изоляцией допускают прокладку на трассах с неограни-

ченной разностью уровней между высшей и низшей точками их расположения.

Пример обозначения марок кабелей:

ЦАОАБ2лГ – кабель с изолированными алюминиевыми жилами (А) с бумажной изоляцией, пропитанной нестекающим составом (Ц), каждая из жил в отдельной (О) алюминиевой (А) оболочке с общей броней из стальных лент (Б), с особо усиленной (2л) подушкой без наружного покрова (Г).

ААБлШв – кабель с алюминиевыми жилами, с бумажной изоляцией, в алюминиевой оболочке, с броней из стальных лент, с усиленной подушкой и наружным покровом из ПВХ шланга.

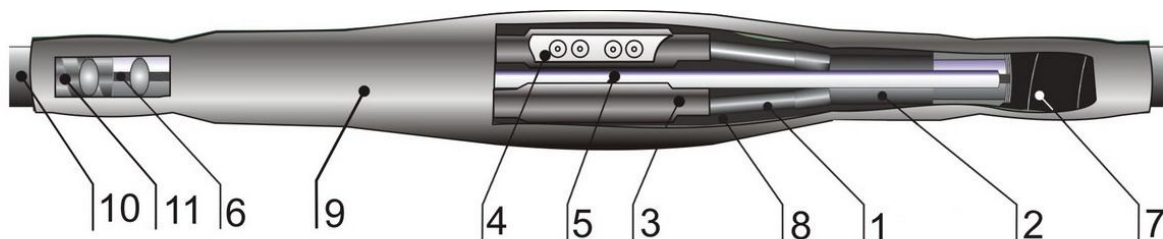
АНРБГ – кабель с алюминиевыми жилами, с резиновой изоляцией, с оболочкой из маслостойкой резины, не распространяющей горение, с броней из стальных лент, без наружного покрова.

АПБбШн – кабель с алюминиевыми жилами с полиэтиленовой изоляцией, с броней из стальных лент, без подушки и наружными покровами из полиэтиленового шланга.

Буквы в обозначении располагаются в соответствии с конструкцией кабеля. Если в конце буквенной части марки стоит буква «П», написанная через черточку, то это означает, что он имеет по сечению плоскую форму. Обозначение контрольного отличается от обозначения силового кабеля только тем, что после материала жилы кабеля ставится буква «К». После букв стоят числа, указывающие число основных изолированных жил и их сечение (через знак умножения), а также номинальное напряжение (через тире). Число и сечение жил у кабелей с нулевой жилой или заземляющей жилой обозначается суммой чисел.

Муфта для силовых кабелей обеспечивает герметизацию мест соединений, повышает изоляционные свойства в соединенных частях кабеля, придает высокую механическую прочность и огнестойкие свойства, увеличивает стойкость к агрессивной внешней среде, дает необходимую толщину изоляционного слоя и защиту места соединения (окончания) кабеля от влаги и грязи (рис. 2).

Все материалы, которые используются для комплектации термоусаживаемых муфт, обладают электрической прочностью более 20кВ/мм.



- |  |                         |
|--|-------------------------|
| 1.Трубка изолирующая                             | 7.Лента герметик        |
| 2.Перчатка изолирующая                           | 8.Межфазный заполнитель |
| 3.Манжета изолирующая                            | 9.Труба наружная        |
| 4.Соединитель болтовой, под опрессовку или пайку | 10.Кабель               |
| 5.Трубка ХВТ                                     | 11. Бронеленты          |
| 6.Провод заземления                              |                         |

Рис. 2. Муфты соединительные ЗСТп-1-(25-50) (М)

Диагностику оборудования КЛЭП в процессе подготовки и монтажа, проведении приемо-сдаточных испытаний производят в соответствии с требованиями главы 1.8 «Нормы приемо-сдаточных испытаний» Правил устройства электроустановок (ПУЭ).

Испытания и диагностику оборудования КЛЭП, находящихся в эксплуатации, производят по требованиям Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП) (приложение 3 «Нормы испытания электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей»).

*Диагностика и приемо-сдаточные испытания КЛЭП, находящихся в эксплуатации, включают:*

- проверку целостности и фазировки жил кабеля;
- измерение сопротивления изоляции;
- испытание повышенным напряжением выпрямленного тока;
- испытание повышенным напряжением промышленной частоты;
- определение активного сопротивления жил;
- определение электрической рабочей емкости жил;
- измерение распределения тока по одножильным кабелям;
- проверку защиты от блуждающих токов;
- испытание на наличие нерастворенного воздуха;
- испытание автоматического подогрева концевых муфт;
- контроль состояния антикоррозийного покрытия;
- проверку характеристик масла;
- измерение сопротивления заземления.



*Диагностику методом измерения сопротивления изоляции* выполняют мегаомметром на напряжение 2500В, при контроле кабелей до 1000В сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5МОм. Для кабелей выше 1000В сопротивление изоляции не нормируется, но должно быть более 10МОм. Диагностику методом измерения сопротивления изоляции проводят до и после испытания кабеля повышенным напряжением.

Перед началом измерения сопротивления изоляции проверяют отсутствие напряжения на КЛЭП и заземляют объект диагностики на время подключения прибора, а после окончания измерения надо снять накопленный заряд путем временного наложения заземления.

Разрядку кабеля производят разрядной штангой сначала через ограничительное сопротивление, а затем накоротко. Короткие участки КЛЭП длиной до 100м разряжают без ограничительного сопротивления. При измерении сопротивления изоляции объекта большой длины необходимо помнить, что КЛЭП обладает значительной емкостью, поэтому показания мегаомметра надо отмечать только после окончания заряда кабеля.

Запрещается измерять сопротивление изоляции на КЛЭП, если линия проходит вблизи другой, находящейся под напряжением.

*Диагностика КЛЭП методом испытания повышенным напряжением выпрямленного тока.* Величины и длительность приложения нормированного испытательного напряжения приведены в таблице.

Таблица

Испытательные напряжения выпрямленного тока для КЛЭП

Тип изоляции кабеля	Испытательные напряжения для кабелей на рабочее напряжение, кВ								Продолжитель- ность испытания, мин
	2	3	6	10	10	35	110	220	
Бумажная	12	18	36	60	100	175	300	450	10
Резиновая марок ГТШ, КШЭ, КШВГ, КШВГЛ, КШБГД	-	6	12	-	-	-	-	-	5
Пластмассовая	-	15	-	-	-	-	-	-	10

Подъем испытательного напряжения для КЛЭП напряжением до 10кВ осуществляют в течение 1 мин, а для линий 20-35кВ – со скоростью не более 0,5кВ/с. В случае, если контроль над испыта-

тельным напряжением выполняют по вольтметру, включенному на первичной стороне повышающего трансформатора, то в результаты измерения может вноситься некоторая погрешность за счет падения напряжения в элементах испытательной схемы, в частности, в кенотронах.

Диагностику и измерение токов утечки КЛЭП 3-10кВ при испытаниях повышенным выпрямленным напряжением производят с помощью микроамперметров, включенных или на стороне высокого напряжения испытательной установки, или в «0» испытательного трансформатора, в этом случае возможно искажение отсчета за счет паразитных токов утечки.

При диагностике методом испытания КЛЭП повышенным выпрямленным напряжением оценку их технического состояния выполняют не только по абсолютному значению тока утечки, но и путем учета характера изменения тока утечки по времени, асимметрии токов утечки по фазам, характера сохранения и спада заряда. КЛЭП может быть введена в работу, если токи утечки имеют стабильное значение, но не выше 300мкА для линий с номинальным напряжением до 10кВ. Для КЛЭП длиной до 100м без соединительных муфт допустимые токи утечки не должны превышать 2-3мкА на 1000В испытательного напряжения, а асимметрия токов утечки по фазам не выше 8-10 мкА.

Для изоляции КЛЭП «норма» ток утечки спадает в зависимости от длительности приложения испытательного напряжения, и тем больше, чем лучше качество изоляции. У силового кабеля с дефектной изоляцией ток утечки увеличивается во времени. При заметном нарастании тока утечки КЛЭП продолжительность испытания увеличивают до 10-20 мин. При дальнейшем нарастании утечки, если она не вызвано дефектами концевых разделок, испытание выполняют до пробоя изоляции кабеля.

При диагностике данным методом напряжение от выпрямленной установки подводят к одной из жил испытуемого кабеля. Остальные жилы КЛЭП, а также все жилы других параллельных кабелей данного присоединения, надежно соединяют между собой и заземляют. У трехжильных кабелей испытанию подвергают изоляцию каждой жилы относительно оболочки и других заземленных жил. У однофазных КЛЭП и кабелей с отдельно освинцованными жилами испытывают изоляцию жилы относительно металлической оболочки. Кабель считают выдержавшим испытания, если не про-

изошло пробоя, не было скользящих разрядов и толчков тока утечки или его нарастания, после того как он достиг установившейся величины.

Диагностику методом определения электрической рабочей емкости жил выполняют для КЛЭП напряжением 35кВ и выше. Измеренная емкость, приведенная к удельным величинам, не должна отличаться от результатов заводских испытаний более чем на 5%. Измерение емкости жил КЛЭП проводят методом амперметра-вольтметра или по мостовой схеме.

Метод амперметра-вольтметра позволяет с большой точностью определять емкости со значениями  $C \geq 0,1 \text{ мкФ}$ , что соответствует нормальным параметрам кабелей (рис. 3).

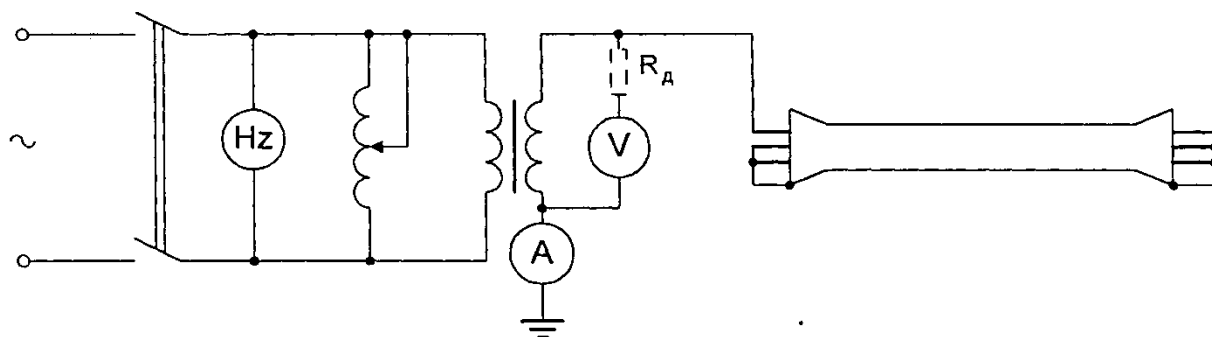


Рис. 3. Измерение емкости кабеля методом амперметра-вольтметра

По результатам измерения напряжения и тока емкость, мкФ:

$$C_{\text{изм}} = \frac{I}{2\pi f U} 10^6, \quad (1)$$

где:  $I$  – емкостной ток, А;  $U$  – напряжение на кабеле, В;  $f$  – частота напряжения в сети, Гц.

По данным измерения определяют удельную емкость кабеля, мкФ/км:

$$C_{\text{уд}} = \frac{C_{\text{изм}}}{L}. \quad (2)$$

В том случае, когда измерение методом амперметра-вольтметра требует специального оборудования и приборов, применяют мостовой метод. При измерении используют мосты пере-

менного тока типа МД-16, Р5026, Р595 и др. Измерения производят по перевернутой схеме.

*Диагностику методом контроля осушения вертикальных участков КЛЭП* выполняют в межремонтный период «М» (профилактические испытания, не связанные с выводом электроэнергетического оборудования в ремонт) на объектах напряжением 20-30кВ путем измерения и сопоставления температур нагрева оболочки в разных точках вертикального участка. Разность нагрева отдельных точек должна быть в пределах  $2-3^{\circ}\text{C}$ .

Контроль осушения производят путем снятия кривых  $\text{tg}\delta = f(U)$  на вертикальных участках КЛЭП. По значениям тангенса угла диэлектрических потерь судят о надежности изоляции по отношению к тепловому пробую, общему старению, увлажненности и обедненности изоляции пропиточной массой. Зависимость  $\text{tg}\delta$  от напряжения представлена на рис. 4.

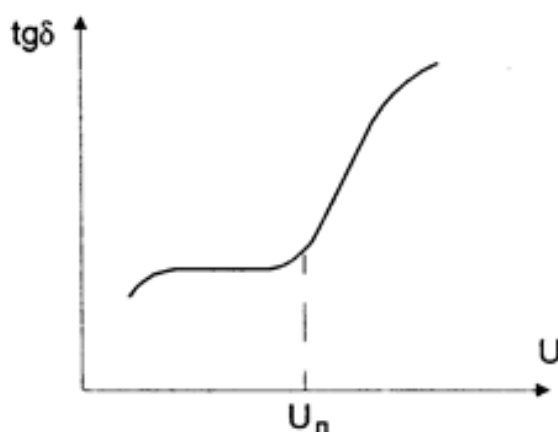


Рис. 4. Зависимость тангенса угла диэлектрических потерь от напряжения

При увеличении напряжения до некоторого значения  $U_n$  начинается ионизация имеющихся в изоляции газовых или жидкостных включений, при этом  $\text{tg}\delta$  резко возрастает за счет дополнительных потерь, вызванных ионизацией. В результате напряжение  $U_n$  при обеднении изоляции будет уменьшаться, а величина  $\text{tg}\delta$  и потери соответственно увеличиваться. Зависимость  $\text{tg}\delta = f(U)$  также будет изменяться.

*Диагностику методом измерения блуждающих токов в КЛЭП* выполняют в межремонтный период «М» у кабелей, проложенных в районах нахождения электрифицированного транспорта (метро-

политена, трамвая, железной дороги), два раза в первый год эксплуатации кабеля или электрифицированного транспорта, далее – согласно местным инструкциям. При эксплуатации КЛЭП измеряют потенциалы и токи на оболочках кабелей в контрольных точках, а также параметры установки электрозащит.

Опасными считают токи на участках КЛЭП в анодных и знакопеременных зонах для бронированных кабелей, проложенных в малоагрессивных грунтах (удельное сопротивление почвы  $\rho > 20$  Ом м), при среднесуточной плотности тока утечки в землю более 15 мА/м; а также для бронированных КЛЭП, проложенных в агрессивных грунтах ( $\rho < 20$  Ом м), при любой плотности тока утечки в землю; для кабелей с незащищенными металлическими оболочками, с разрушенной броней и защитным покрытием, а также для стальных трубопроводов линий высокого давления независимо от агрессивности окружающего грунта и видов изоляционных покрытий на них.

Диагностику методом измерения плотности тока утечки с поверхности кабеля в грунт выполняют с помощью вспомогательного электрода, зарытого вблизи самого кабеля (рис. 5).

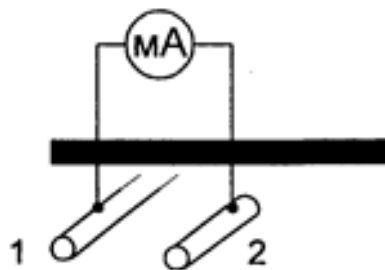


Рис. 5. Измерение плотности тока утечки:

1 – диагностируемый кабель; 2 – вспомогательный электрод

Вспомогательный электрод 2 изготавливают из деревянного стержня с навитой на него кабельной броневой лентой, зачищенной до металлического блеска, с площадью поверхности не менее 10000мм<sup>2</sup>. Землю вокруг этого электрода утрамбовывают и увлажняют, а между оболочкой (броней) кабеля и вспомогательным электродом включают с помощью изолированных проводников миллиамперметр с внутренним сопротивлением 1-5 Ом.

Средняя плотность тока утечки с поверхности кабеля, мА/мм<sup>2</sup>:

$$i_{CP} = \frac{kI_{CP}}{S}, \quad (3)$$

где  $I_{CP}$  – среднее значение показаний миллиамперметра за период измерения, мА;  $S$  – поверхность ленты вспомогательного электрода, м<sup>2</sup>;  $k$  – коэффициент, характеризующий отношение среднесуточной тяговой нагрузки ближайшей к месту измерения тяговой подстанции к ее среднему значению за 1 ч в период.

Электрохимическую защиту кабелей от коррозии осуществляют путем катодной поляризации их металлических оболочек, а в некоторых случаях и брони, то есть накладыванием на последние отрицательного потенциала. Все виды электрохимической коррозии, как правило, возникают при положительном (анодном) потенциале на кабеле. Основной принцип электрической защиты заключается в том, чтобы защищаемый кабель на всем протяжении имел по отношению к земле, а точнее, по отношению к окружающей его электролитической среде, отрицательный (катодный) потенциал. Отрицательный потенциал на кабеле гарантирует прекращение выхода тока, а следовательно, и унос, т. е. коррозию металла кабеля.

На практике электрическая защита (или катодная поляризация) осуществляется с помощью электрического дренажа (для защиты кабеля от блуждающих токов); внешних источников тока или так называемой катодной защиты кабеля (от почвенной электрохимической коррозии); анодных гальванических электродов или так называемой протекторной защиты (от почвенной электрохимической коррозии). При выборе способа защиты учитывается основной фактор, вызывающий коррозию в данных конкретных условиях.

*Электрический дренаж.* Наиболее неблагоприятным участком с точки зрения появления на кабеле анодной зоны является участок его сближения с элементами рельсовой сети электрифицированного транспорта (рельсы — отсасывающие пункты — отрицательная шина тяговой подстанции). Здесь потенциал земли, как правило, постоянно или временно оказывается ниже потенциала кабеля, или, наоборот, потенциал кабеля по отношению к земле является максимальным (рис. 6, а).

Электрическое дренирование заключается в том, что кабель, соединяясь с элементами рельсовой сети, приобретает отрицательный потенциал по отношению к земле, то есть приходит в катодное состояние (рис. 6, б). Процесс коррозии не возникает, а блуждаю-

щий ток из кабеля через дренажирующее устройство, возвращается к источнику, создающему этот блуждающий ток.

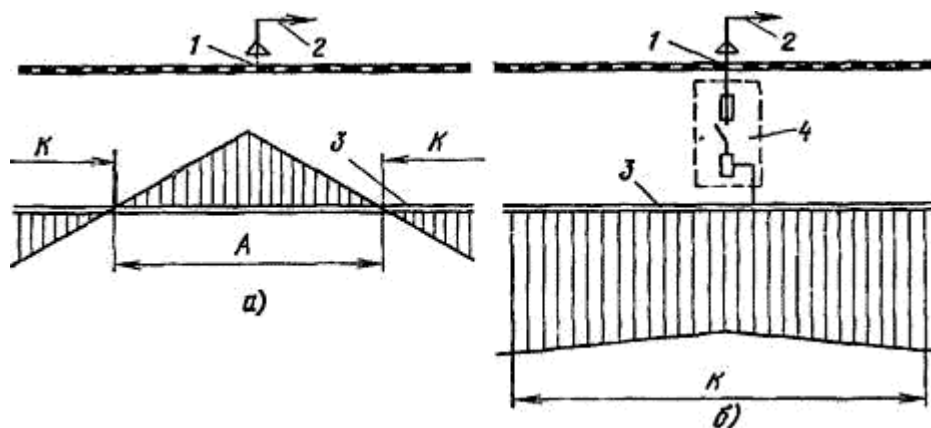


Рис. 6. Принцип действия электрической дренажной защиты.

а — потенциальная диаграмма «кабель — земля» до включения защиты; б — потенциальная диаграмма «кабель — земля» после включения защиты: 1 — отсасывающий пункт; 2 — отсасывающий кабель; 3 — кабель; 4 — дренажное устройство; А — анодная зона; К — катодная зона.

*Катодная защита.* Основным элементом катодной установки является источник постоянного тока (рис. 7). Отрицательный полюс источника подключают к кабелю, а положительный — к анодному заземлителю. Ток, протекающий от анодного заземлителя к защищаемому кабелю, создает в земле электрическое поле, обуславливающее уменьшение потенциала кабеля, что приводит к прекращению в нем анодных коррозионных процессов.

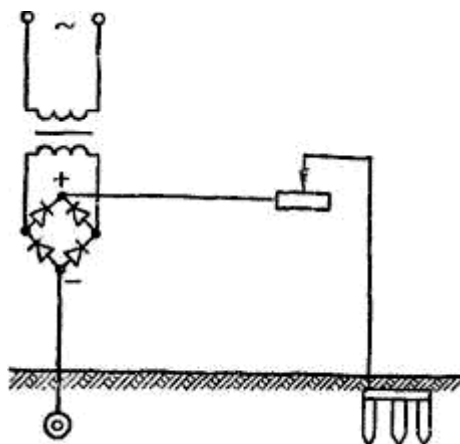


Рис. 7. Принципиальная схема катодной защиты

*Протекторная защита* по принципу действия представляет собой разновидность катодной защиты, в которой отсутствует источник внешнего тока. Катодная поляризация в катодной защите достигается соединением кабеля с минусом внешнего источника тока, а в протекторной защите – соединением кабеля с электродом, имеющим по сравнению с ним пониженный (более отрицательный) электрохимический потенциал (рис. 8). Протекторная установка представляет собой гальванический элемент, в котором анодом является протектор (выполняется из магниевового сплава), катодом – защищаемый кабель, а электролитом – окружающая почва. Потеря металла в протекторе под действием коррозии в нем не превышает потери металла в кабеле без защиты.

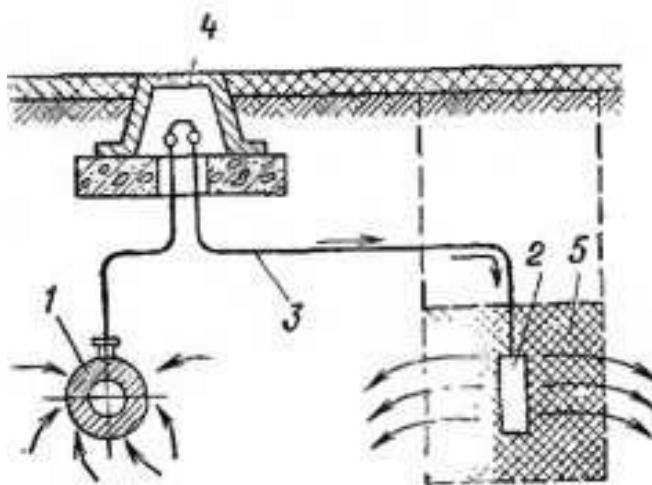


Рис. 8. Принципиальная схемы протекторной защиты: 1 – кабель; 2 – анодный электрод (протектор); 3 – соединительные провода; 4 – контрольный пункт; 5 – заполнитель

*Причины повреждения кабельных линий при эксплуатации.* Как показывает опыт эксплуатации КЛЭП, часть неисправностей кабелей не определяется при профилактических испытаниях повышенным напряжением постоянного тока. К таким недостаткам, которые снижают надежность кабелей, относятся: осушение изоляции из-за перемещения или стекания пропиточного состава, электрическое старение изоляции, высыхание изоляции кабелей, работающих в тяжелых тепловых режимах, часто связанное с разложением пропиточного состава.

Не только старение, но и крупные дефекты не всегда выявляют при диагностике методом профилактических испытаний КЛЭП. Не определяются повреждение в оболочках кабелей, если изоляция



не отсырела. Повреждение и местные дефекты в изоляции обнаруживают при испытаниях лишь в том случае, если оставшийся неповрежденный участок изоляции не превышает 15-20% ее толщины. В момент возникновения аварийного режима КЛЭП получает вторичные повреждения (обжигается дугой, деформируется внутренним давлением, поглощает влагу через поврежденное место и т.д.).

Оболочка кабеля является одним из более важных конструктивных элементов, причем изоляция кабеля имеет высокие диэлектрические свойства в случае, если нет проникновения в нее воздуха или влаги. Свинцовая или алюминиевая оболочки являются герметизирующим покровом кабеля.

Длительная допустимая механическая нагрузка для свинца  $0,1 \text{ кг/мм}^2$ , для алюминия  $0,8 \text{ кг/мм}^2$ . В отличие от свинца алюминий является вибростойким материалом, но намного уступает ему в стойкости к действию грунтовой коррозии. Кроме заводских дефектов, которые приводят к повреждениям КЛЭП при эксплуатации, возможны:

- механические повреждения, которые были нанесены при прокладке кабельных трасс;
- спиралевидные вспучены (иногда трещины) от циклов «нагрев – охлаждение» и значительных перегрузок кабеля;
- междукристаллические разрушения свинцовой оболочки под действием сотрясений и вибраций;
- грунтовая, химическая коррозия под воздействием разнообразных химических реагентов, которые содержатся в почве.

Местные механические повреждения оболочек устанавливают по внешнему виду, т.к. они сопровождаются повреждением джутовой оплетки и стальной брони, а также возможным повреждением изоляции КЛЭП. Механические повреждения носят локальный характер и после устранения поврежденного участка и монтажа вставки КЛЭП может штатно работать.

Длина поврежденного участка кабеля зависит от характера влияния, вызывающего его сотрясения и вибрацию. Чаще всего это вертикальный участок кабеля при переходе кабельной линии в воздушную, где сотрясения образуются проводами ВЛЭП, а также переходы КЛЭП под путями или шоссе, места прокладки кабелей по мостам, где вибрацию и сотрясения создает транспорт.

Наличие в продуктах коррозии перекиси (двуокиси) свинца указывает на ее электрическое происхождение от блуждающих то-

ков. Характерным является цвет продуктов коррозии. Двуокись свинца, образуемая при протекании блуждающих токов, имеет коричневатый цвет (бурый осадок).

Продукты химической коррозии чаще всего имеют белый цвет, иногда с бледно-желтым или бледно-розовым оттенком. При многократных изгибах кабеля, связанных с их разматыванием, прокладкой, протяжкой в трубах и т.д., в местах возникших гофр алюминиевая оболочка дает продольную трещину или подрезается стальной броневой лентой. При установке муфт обращают внимание на состояние высыхания изоляции, разложения пропиточного материала и выпадения канифоли. У КЛЭП напряжением 10кВ и выше учитывают электрическое старение изоляции и наличие путей ионизации и частичных разрядов (ветвистые побеги, присутствие воскообразных веществ).

Воздушные включения в твердом изоляционном материале КЛЭП – наиболее слабый элемент изоляции: в них начинают развиваться опасные ионизационные процессы и частичные разряды. Чем большие воздушные зазоры (особенно в радиальном направлении), тем они опаснее. В связи с этим жестко регламентировано количество допустимых совпадений бумажных лент. Продольная складка нередко превращается в сплошную трещину, и при разборке изоляции кабеля вместо одной ленты сматываются две. Часто это наблюдается при величине перекрытия лент, близких к 50%.

При протекании токов короткого замыкания на короткое время допускается подъем температуры жил и прилегающих слоев изоляции до 125<sup>0</sup>С или 200<sup>0</sup>С соответственно для кабелей 20-35кВ и 1-10кВ. Это обусловлено тем, что при температурах выше 135-140<sup>0</sup>С в бумажной изоляции быстро развиваются процессы старения бумажной основы изоляции (разрушение волокна целлюлозы, из которых состоит бумага). Опасны и длительные послеаварийные перегрузки кабелей, когда нагрев жил и изоляции превышает длительно допустимые. При вскрытии таких кабелей, после аварийного (профилактического) пробоя, обращают внимание на состояние фазной изоляции и бумажных лент, примыкающих к жиле.

Опасные местные перегревы кабелей возможны в местах, где КЛЭП проложены в земле с нарушением норм прокладки: с примыканием одного к другому или при выполнении в земле «запасов»

в виде колец. В этих случаях кабели могут нагреваться к температурам, превышающих  $100^{\circ}\text{C}$ .

В кабелях напряжением 20-35кВ расчетные электрические градиенты в два раза выше, чем в кабелях напряжением 6кВ. При малом осушении, особенно на вертикальных участках, в КЛЭП возникает ионизация воздушных включений и частичные разряды. Необходимость замены вертикальных участков кабелей должна подтверждаться результатами рассечения, разборки и осмотра вырезанных для проверки образцов кабелей.

Опасная степень электрического старения материалов подтверждается наличием черных ветвистых отложений на бумажных лентах. Эти дефекты приводят к искажению электрического поля, образованию местных повышенных напряженностей, что опасно для КЛЭП напряжением 10кВ и выше. Жилы с отдельно выпирающими участками или заусенцами опасны, так как во время изгибов кабеля или при тепловых деформациях может быть смята, продавлена или разрезана примыкающая к жиле бумажная изоляция. Наличие дефектов, сильно снижающих характеристики кабеля, недопустимо.

При рассечении КЛЭП после аварийных пробоев учитывают ряд других изменений, связанных с горением дуги и образованием значительных внутренних давлений. Большим давлением может деформироваться свинцовая оболочка кабеля, смещаться и выбрасываться (вместе с газами) заполнители. При диагностике и профилактических испытаниях из-за малой мощности испытательных установок такие деформации не возникают (прожигающая и ударная установки не учитываются).

*Диагностику путем отыскания мест повреждения КЛЭП* проводят в три этапа – прожигания поврежденного места кабеля с целью снижения переходного сопротивления в месте повреждения; отыскания участка кабеля, на котором произошло повреждение и места повреждения кабеля.

При потере электрической прочности – «пробое» кабеля, например при проведении испытаний повышенным напряжением, в канале разряда происходит разложение маслоканифольной массы с образованием газов, способствующих погасанию дуги и деионизации разрядного промежутка. Последнее приводит к затеканию в разрядный канал разогретой под действием электрической дуги кабельной массы и восстановлению электрической прочности. Такой

вид повреждения, называемый «заплывающий пробой», затрудняет отыскание места повреждения и для снижения переходного сопротивления в этом месте применяют прожигание.

В зависимости от применяемого метода отыскания места повреждения кабеля требуемые переходные сопротивления составляют от долей и единиц Ом до сотен и тысяч кОм.

Прожигание производят как на переменном, так и на постоянном токе. Для успешного прожигания места повреждения КЛЭП на постоянном токе требуется напряжение в 1,3-1,5 раза больше, чем на переменном токе. Кроме того, установки на постоянном токе по массе в 1,5-2 раза больше установок на переменном токе. Тем не менее, на практике применяют обе установки.

Для прожигания мест повреждения КЛЭП на постоянном токе необходимо напряжение 30-50кВ в начале процесса и ток до 3А в конце процесса, причем напряжение и ток должны регулироваться. Этим условиям удовлетворяют комбинации «кенотрон – газотрон», «кенотрон – тиратрон», «кенотрон – полупроводниковый выпрямитель», «высоковольтный полупроводниковый выпрямитель – полупроводниковый выпрямитель на ток до 3А».

При прожигании изоляции кабелей на переменном токе используют явление резонанса на частоте 50Гц, что позволяет существенно снизить мощность установки и сократить время достижения необходимого переходного сопротивления. Особенно они эффективны при прожигании мест повреждения в кабелях значительной длины (до 5 км) и в соединительных муфтах. Эффект достигается за счет того, что у резонансных установок после пробоя напряжение восстанавливается значительно быстрее, чем у установок постоянного тока. Частота следования пробоев столь велика, что изоляция в месте пробоя не успевает восстанавливаться, т.е. «заплывать» и возникает устойчивый проводящий мостик.

*Методы диагностики, с помощью которых отыскивают участок повреждения кабеля, разнообразны, например, такие, как петлевой метод; емкостной метод; импульсный метод и метод колебательного разряда.*

## **2. ПРИБОРЫ И ОБОРУДОВАНИЕ**

1. Элементы оборудования кабельной линии электропередач.
2. Мегаомметры напряжением 1000В и 2500В.
3. Аппарат испытания изоляции напряжением 70кВ – АИИ-70М.
4. Комплект электрозащитных средств.
5. Соединительные провода и приспособления.

## **3. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ**

1. Анализ объекта диагностирования – кабельная линия электропередач.
2. Визуальный осмотр и тепловизионный контроль кабельной линии электропередач.
3. Диагностика и измерение сопротивления изоляции кабельной линии электропередач.
4. Диагностика и испытание кабельной линии электропередач повышенным напряжением выпрямленного тока.
5. Заполнение протоколов диагностики кабельной линии электропередач.

## **4. СОДЕРЖАНИЕ ОТЧЕТА О РАБОТЕ**

Цель и краткие сведения о кабельных линиях электропередач.

1. Анализ объекта диагностирования – оборудования кабельной линии электропередач (Приложение 1).
2. Протокол визуального осмотра и тепловизионного контроля оборудования кабельной линии электропередач (Приложение 9).
3. Протокол диагностики и измерения сопротивления кабельной линии электропередач (Приложение 10).
4. Протокол диагностики и испытания кабельной линии электропередач повышенным напряжением выпрямленного тока (Приложение 11).
5. Схемы диагностики, испытаний и измерений элементов КЛЭП.
6. Выводы по работе.

## **5. ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ**

1. Что такое кабельная линия электропередачи (КЛЭП)?
2. Как различаются силовые кабели электропередачи по роду?
3. Перечислите общие конструктивные элементы силовых кабелей и их назначение.
4. Каким сечением могут выполняться токопроводящие жилы согласно ГОСТ 22483-77 (СТ СЭВ 3466-81)?
5. Что означают буквенные обозначения на кабелях различного конструктивного исполнения? Расшифруйте обозначение марки кабеля ААБлШв.
6. Для чего используются соединительные муфты силовых кабелей? Из чего состоит соединительная муфта ЗСТп-1-(25-50) (М)?
7. В соответствии с требованиями каких нормативных документов осуществляют диагностику КЛЭП в процессе подготовки, монтажа и проведения приемо-сдаточных испытаний, и КЛЭП, находящихся в эксплуатации?
8. Что включает в себя диагностика и приемо-сдаточные испытания КЛЭП, находящихся в эксплуатации?
9. Как и какими средствами выполняется диагностика методом измерения и сопротивления изоляции?
10. Как выполняется диагностика методом испытания повышенным напряжением выпрямленного тока и измерение токов утечки КЛЭП 3-10 кВ?
11. Как выполняют диагностику методом определения электрической рабочей емкости жил?
12. Как выполняют диагностику методом контроля осушения вертикальных участков КЛЭП?
13. Как выполняют диагностику методом измерения блуждающих токов в КЛЭП?
14. Как выполняют диагностику методом измерением плотности тока утечки с поверхности кабеля в грунт?
15. Как осуществляют электрохимическую защиту кабелей от коррозии?
16. Что такое электрический дренаж?
17. Что такое катодная защита?
18. Что такое протекторная защита?

19. Каковы причины повреждения кабельных линий при эксплуатации?

20. Где чаще всего возникают повреждения на участке КЛЭП?

21. Как выполняют диагностику путем отыскания мест повреждения КЛЭП?

22. Как и зачем производится прожигание мест повреждения КЛЭП?

## **ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №2. ДИАГНОСТИКА ОБОРУДОВАНИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ**

### **Цель работы:**

Ознакомиться с различными методами диагностики воздушных линий электропередачи.

### **Задачи работы:**

1. Изучить объект диагностики – воздушную линию электропередачи.
2. Знать диагностическую модель и методы диагностирования оборудования воздушных линий электропередачи.
3. Получить навыки работы с приборами и устройствами для испытаний и диагностики воздушных линий электропередачи.

## **1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ**

Воздушной линией электропередачи (ВЛЭП) называется устройство для передачи и распределения электрической энергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях (мостах, путепроводах и т.п.). На рис. 1 и 2 показаны обобщенные схемы подключения источника (тепловой электростанции) через электроэнергетическое оборудование (подстанции, линии электропередач) к потребителю.

Диагностику оборудования воздушных линий электропередачи в процессе подготовки и монтажа, проведении приемо-сдаточных испытаний производят в соответствии с требованиями главы 1.8 «Нормы приемо-сдаточных испытаний» Правил устройства электроустановок (ПУЭ).

Испытания и диагностику оборудования воздушных линий электропередачи, находящихся в эксплуатации, производят в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП, приложение 3 «Нормы испытания электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей»).

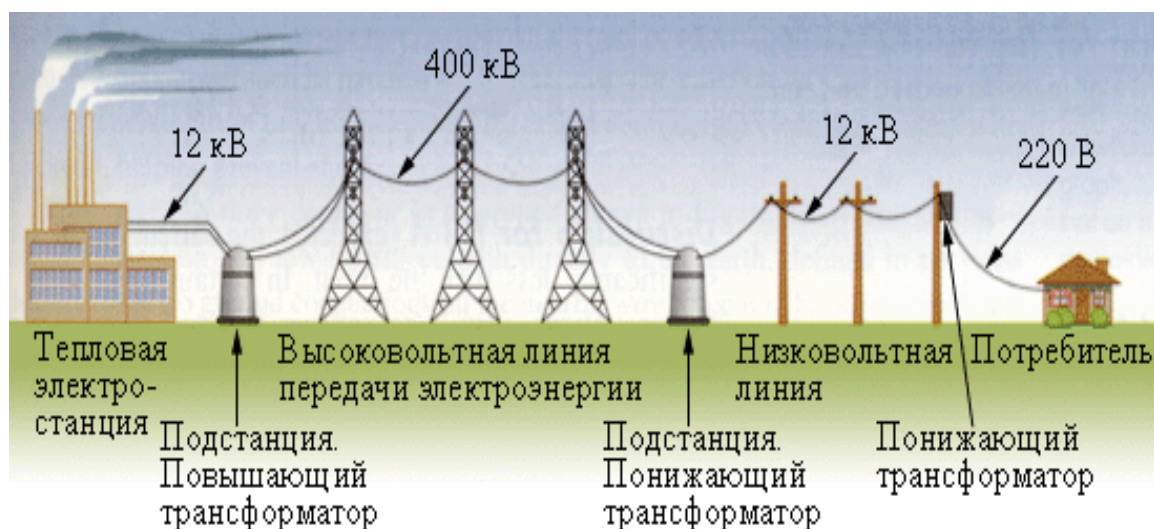


Рис. 1. Схема подключения тепловой электростанции к потребителю

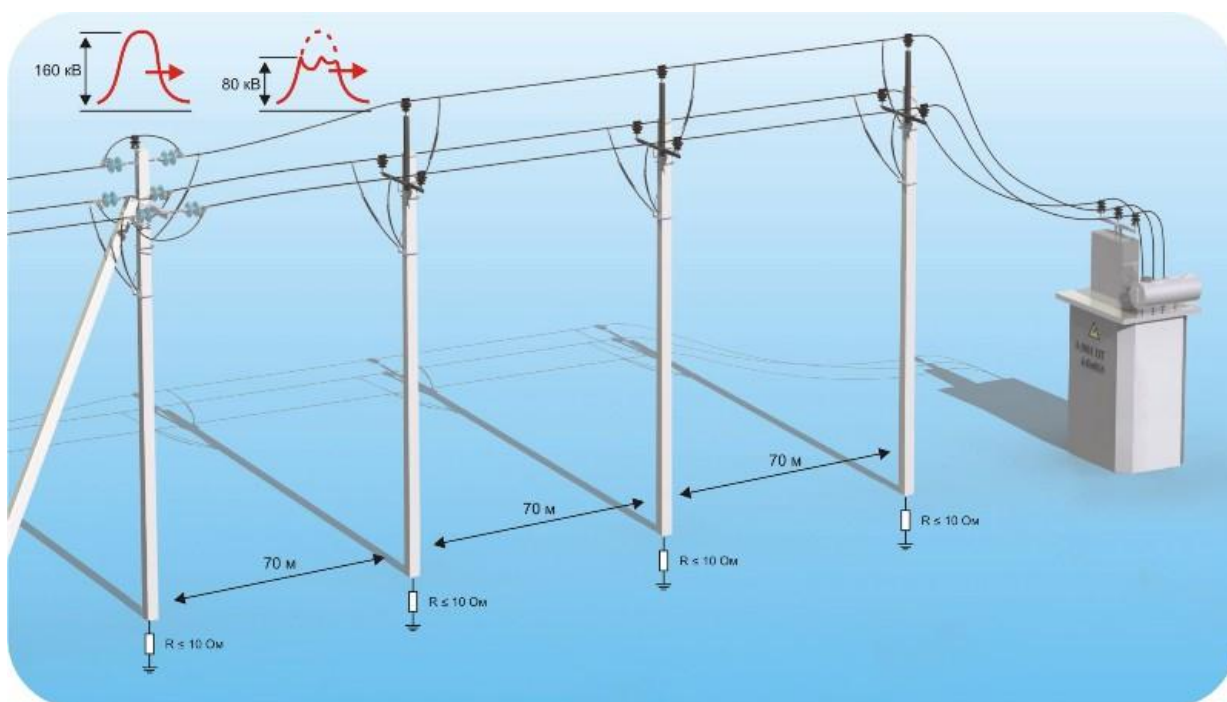


Рис. 2. Схема воздушной линии электропередачи с подключением к трансформаторной подстанции



*Диагностику и испытание оборудования воздушных линий электропередачи* проводят при капитальном – «К», текущем – «Т» ремонтах, а также в межремонтный – «М» период (профилактические испытания, не связанные с выводом электроэнергетического оборудования в ремонт). По требованиям ПУЭ воздушные линии электропередачи диагностируют в следующем объеме: испытывают изоляторы и соединения проводов, а также измеряют сопротивления заземления опор, их оттяжек и тросов.

*Диагностика изоляторов.* Фарфоровые подвесные и штыревые изоляторы испытывают и диагностируют согласно нормативным документам. Электрические испытания стеклянных изоляторов не производят. Контроль состояния и диагностирование осуществляют путем их внешнего осмотра.

*Диагностику методом проверки соединений проводов* осуществляют путем внешнего осмотра и измерения падения напряжения или сопротивления.

Диагностируемые опрессованные соединения бракуются, если:

- геометрические размеры не соответствуют требованиям инструкции по монтажу соединительных зажимов данного типа;
- на поверхности соединителя или зажима имеются трещины, следы значительной коррозии и механических повреждений;
- падение напряжения или сопротивление на участке соединения более чем в 1,2 раза превышает падение напряжения или сопротивления на участке провода той же длины (проводят на 5-10% соединителей);
- когда кривизна опрессованного соединителя превышает 3% его длины, а стальной сердечник соединителя расположен несимметрично относительно алюминиевого корпуса зажима по его длине.

Диагностику переходного сопротивления на отключенной линии производят микроомметром, а без отключения – косвенно, при помощи штанги для контроля состояния контактов, измеряющей падение напряжения на соединении и проводе. Сопротивление или падение напряжения в проводе измеряют на расстоянии 1м от соединения.

Диагностируемые сварные соединения бракуют, если:

- произошел пережег наружного провода или обнаружено нарушение сварки при перегибе соединительных проводов;

- раковина в месте сварки глубиной более  $1/3$  диаметра провода, а для сталеалюминевых проводов сечение  $150-600\text{мм}^2$  – более 6мм;
- падение напряжения или сопротивления превышает более, чем в 1,2 раза падение напряжения на участке провода такой же длины.

Диагностику переходного сопротивления на отключенной линии производят микроомметром, а без отключения – косвенно, при помощи штанги для контроля состояния контактов, измеряющей падение напряжения на соединении и проводе. Сопротивление или падение напряжения в проводе измеряют на расстоянии 1м от соединения.

*Измерение сопротивления заземления опор, их оттяжек и тросов.*

Сопротивления заземляющих устройств опор ВЛЭП измеряют при токах промышленной частоты в период их наибольших значений в летнее время. Производят измерение в другие периоды с корректировкой результатов путем введения поправочного коэффициента, учитывающего конфигурацию устройства, климатические условия и состояние почвы. Для средней полосы поправочные коэффициенты приведены в нормативных документах.

Диагностику методом измерения сопротивлений заземляющих устройств не производят, когда на измеренное значение сопротивления оказывает существенное влияние промерзание грунта.

Наиболее хорошо зарекомендовавшим себя методом является измерение сопротивления с помощью комбинации амперметра и вольтметра (рекомендуемый ГОСТ ИСО/МЭК 17025-2009) (рис. 3).

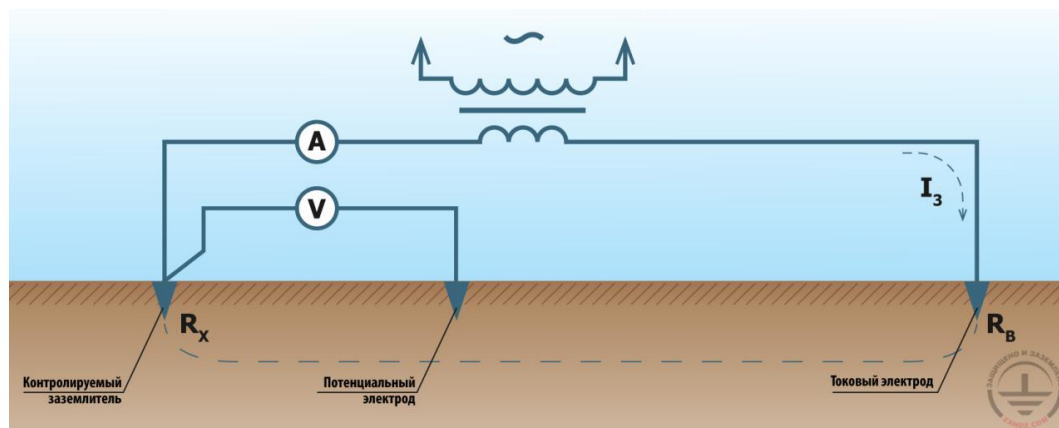


Рис. 3. Измерение сопротивления заземления по методу амперметра-вольтметра

При проведении измерений этим методом заземление отключается от электроустановки. На расстоянии не менее 20 м от исследуемого заземления в землю вкапывается потенциальный штырь. На расстоянии не менее 40 м от исследуемого заземления вкапывают токовый штырь. Штыри и заземление должны быть расположены на одной линии. Конкретные рекомендации по расстояниям между заземлением и штырями могут отличаться в зависимости от типа заземления и модели применяемой измерительной аппаратуры. Как правило, такие рекомендации указываются в инструкции к измерительной установке.

На контур, образованный исследуемым заземлением, токовым штырем и амперметром, через трансформатор передается переменный ток. В современных приборах это обычно не синусоида с частотой 50 Гц, а меандр с частотой порядка 100-200 Гц. Тем самым проверяется работоспособность заземления на гармониках высшего порядка и удается частично сократить влияние помех. При помощи вольтметра измеряется напряжение между заземлением и потенциальным штырем. Далее на основе закона Ома вычисляется сопротивление заземления по формуле:

$$R = U/I,$$

где  $U$  – напряжение между заземлением и потенциальным штырем, а  $I$  – сила тока в контуре, образованном заземлением, токовым штырем, трансформатором и амперметром. Общая проблема классических методов измерения сопротивления заземления – влияние блуждающих токов в почве.

Метод амперметра-вольтметра на практике имеет две разновидности: трёхпроводный и четырёхпроводный методы.

*Трёхпроводный метод* (рис. 4). Обозначим клеммы для измерения напряжения как П1 и П2, а клеммы для измерения тока – как Т1 и Т2. В реально существующих измерительных приборах эти клеммы могут иметь иные обозначения.

При трёхпроводном методе клеммы П1 и Т1 соединяются перемычкой и подключаются одним проводом к исследуемому заземлению. Клемма П2 соединяется проводом с потенциальным штырем, а клемма Т2 – с токовым штырем.

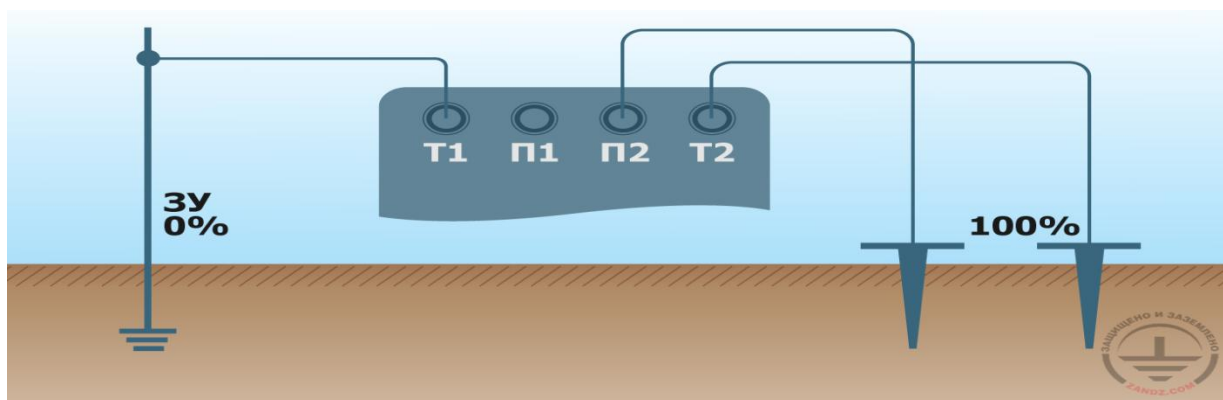


Рис. 4. Схема измерения трёхпроводным методом

Преимуществом трёхпроводного метода является меньшее количество проводов. Недостатком — сильное влияние сопротивления провода, идущего к заземлению, на результаты измерения. Поэтому, обычно трёхпроводный метод применяется для измерения сопротивления заземления, значение которого заведомо выше 5 Ом.

*Четырёхпроводный метод* (рис. 5). Когда к точности измерений предъявляются более высокие требования, используется четырёхпроводный метод. При нем к исследуемому заземлению идут отдельные провода от клемм П1 и Т1, которые соединяются только непосредственно на клеммах заземления.

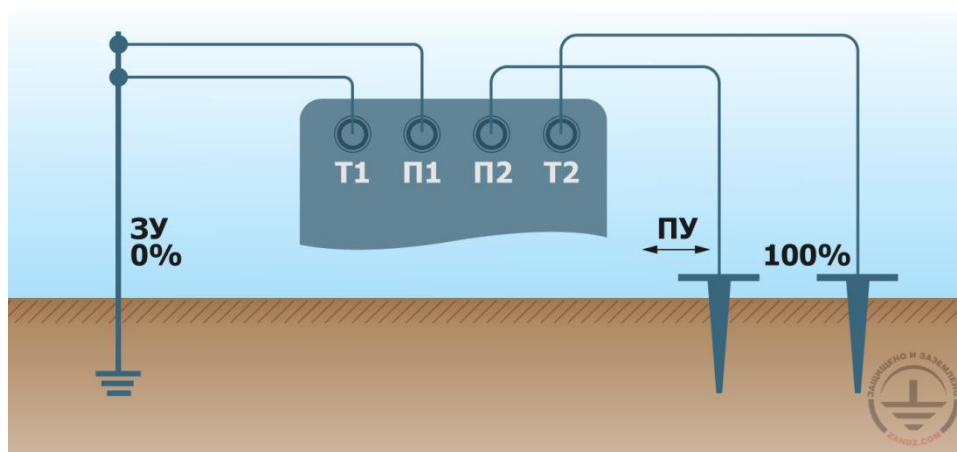


Рис. 5. Схема измерений четырёхпроводным методом

Через провод, который идет к Т1, течет ток. Образующаяся при этом разность напряжений на концах провода вносит погрешность в измерения, характерные для трёхпроводного метода. Но при четырёхпроводном методе точка измерения напряжения (на клеммах заземления) соединена с измерительным прибором отдельным проводом. По этому проводу течет пренебрежимо малый

ток (не более единиц миллиампер), так что его сопротивление практически не вносит погрешности в измерения.

*Диагностика методом проверки нормируемых значений сопротивления заземления, размерность – Ом.*

Для опор ВЛЭП выше 1000В, имеющих грозозащитный трос или другие устройства защиты от грозы, при удельном эквивалентном сопротивлении грунта  $\rho$ , Ом·м, сопротивления заземляющих устройств, Ом, должны быть:

$\rho$ до 100 Ом·м .....	10 Ом
более 100 до 500 .....	15 Ом
более 500 до 1000 .....	20 Ом
более 1000 до 5000 .....	30 Ом
более 5000 .....	$6 \cdot 10^{-3} \rho$ , Ом.

Для железобетонных и металлических опор ВЛЭП напряжением от 3 до 20кВ в населенной местности, а также для всех линий напряжением 35кВ, сопротивление заземляющих устройств должны быть не более значений, приведенных ранее. Для железобетонных и металлических опор ВЛЭП напряжением от 3 до 20кВ в не населенной местности в грунтах с удельных эквивалентным сопротивлением  $\rho$ , Ом·м:

до 100 .....	30
более 100 .....	$0,3\rho$ Ом.

Для опор ВЛЭП напряжением 3-35кВ, на которых установлено оборудование, сопротивление заземляющих устройств должно быть не более 10 Ом. Для опор высотой более 40м на участках ВЛЭП, защищенных тросами, сопротивления заземляющих устройств должны быть в 2 раза меньше приведенных выше.

Для ВЛЭП, защищенных тросами, сопротивления заземляющих устройств, выполненных по условиям грозозащиты, должны обеспечиваться при отсоединенном тросе, а по остальным условиям – при неотсоединенном тросе.

Для опор ВЛЭП напряжением до 1000В сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 50 Ом, а сопротивление заземляющих устройств, предназначенных для защиты от грозовых перенапряжений, должны быть не более 30 Ом.

При выполнении повторных заземлений нулевого рабочего провода ВЛЭП в сетях с глухозаземленной нейтралью общее сопротивление растеканию заземлителей должно быть не более 5; 10 и 20 Ом при линейных напряжениях 660; 380 и 220В трехфазного

тока или 350; 220 и 127В однофазного тока. Сопротивление заземляющих устройств каждого из повторных заземлений при этом должно быть не более 15; 30 и 60Ом соответственно при тех же напряжениях.

*Диагностика, проведение периодических проверок, измерения и испытания параметров ВЛЭП, находящихся в эксплуатации после капитального ремонта – «К» и в межремонтный период – «М».*

Объем диагностирования, контроля и испытаний, предусмотренных ПТЭЭП, включает следующие работы: проверку габаритов и регулировку проводов и тросов; контроль изоляторов и соединений проводов; измерение сопротивления заземления опор и тросов, а также повторных заземлений нулевого провода; проверку правильности установки опор; внешние измерения; проверку тяжения в оттяжках опор; определение степени загнивания деталей деревянных опор; проверку срабатывания защиты линии до 1000В с заземленной нейтралью.

*Диагностику методом проверки габаритов и разрегулировки проводов и тросов* проводят при «М» путем измерения стрел провеса проводов и тросов, расстояний между проводами и габаритов до земли, а также пересекаемых объектов по мере необходимости. Фактическая стрела провеса проводов и тросов не должна отличаться от проектной величины более чем на  $\pm 5\%$  при условии соблюдения габаритов до земли.

Разрегулировка проводов любой фазы по отношению к другой фазе, а также разрегулировка тросов допускается не более чем на 10% проектного значения стрелы провеса провода (троса). Расстояния от проводов ВЛЭП до поверхности земли и до различных инженерных сооружений в местах сближения с ними должны быть не менее установленных в табл. 1–8.

Таблица 1

Наименьшее расстояние от проводов ВЛЭП до поверхности земли, зданий и сооружений на наклонной местности

Условия работы ВЛЭП	Участок, сооружение	Наименьшее расстояние, м, при напряжении ВЛЭП, кВ					
		до 20	35	110	150	220	350
Нормальный режим	До поверхности земли	7	7	7,5	8	8	8
	До зданий или сооружений	3	4	4	5	6	-
Обрыв провода в соседнем пролете	До поверхности земли	4,5	4,5	5	5,5	6	-

Таблица 2

**Наименьшее расстояние между проводами и тросами  
пересекающихся ВЛЭП опорах при наличии грозозащитных  
устройств**

Длина пролета ВЛЭП, м	Наименьшее расстояние, м, при расстоянии от места пересечения до ближайшей опоры ВЛЭП, м					
	30	50	70	100	120	150
При пересечении ВЛ 500-330 кВ между собой и с ВЛ более низкого напряжения						
До 200	5	5	5	5,5	-	-
300	5	5	5,5	6	6,5	7
450	5	5,5	6	7	7,5	8
При пересечении ВЛ 200-150 кВ между собой и с ВЛ более низкого напряжения						
До 200	4	4	4	4	-	-
300	4	4	4	4,5	5	5,5
450	4	4	5	5	6,5	7
При пересечении ВЛ 110-20 кВ между собой и с ВЛ более низкого напряжения						
До 200	3	3	3	4	-	-
300	3	3	4	4,5	5	
При пересечении ВЛ 10 кВ между собой и с ВЛ более низкого напряжения						
До 100	2	2	-	-	-	-
150	2	2,5	2,5	-	-	-

Таблица 3

**Наименьшее расстояние по горизонтали между ВЛЭП**

Участки ВЛЭП и расстояния	Наименьшее расстояние, м, при напряжении ВЛЭП, кВ						
	до 20	35	110	150	220	350	500
Участки нестесненной трассы, между осями ВЛЭП	Высота наиболее высокой опоры*						
Участки стесненной трассы и подходы к подстанциям:							
- между крайними проводами в не отклоненном положении	2,5	4	5	6	7	10	15
- от отклоненных проводов одной ВЛ до опор другой ВЛЭП	2	4	4	5	6	8	10

\*При сближении ВЛЭП 500кВ между собой и с ВЛЭП более низких напряжений  
– высота наиболее высокой опоры, но не менее 50м.

Таблица 4

Наименьшее расстояние по вертикали от проводов ВЛЭП до проводов линий связи и радиорелейных линий

Расчетный режим ВЛЭП	Наименьшее расстояние, м, при напряжении ВЛЭП, кВ							
	до 10	20	35	110	150	220	330	500
Нормальный: а) на деревянных опорах при наличии грозозащитных устройств, а также на металлических и железобетонных опорах	2	3	3	3	4	4	5	5
б) на деревянных опорах при отсутствии грозозащитных устройств	4	4	5	5	6	6	7	7
Обрыв проводов в смежных пролетах на ВЛЭП с подвесной изоляцией.	1	1	1	1	1,5	2	2,5	3,5

Таблица 5

Наименьшее допустимое расстояние между проводами ВЛЭП с подвесными изоляторами при их горизонтальном расположении

Напряжение ВЛЭП, кВ	Наименьшее расстояние между проводами, м, при стрелах провеса, м						
	3	4	5	6	10	12	16
35 110 150 220 330 500	2,5 3,0	2,5 3,25	2,75 3,5				
	3,5	3,5	3,75 4,25	2,75 3,5	3,0 3,75	3,25 4,0	3,75 4,5
	-	-	-	3,75 4,5	4,0 4,75	4,5 5,0	4,75 5,5
	-	-	-	5,5 7,0	5,75 7,25	6,0 7,5	6,5 8,0
	-	-	-				

Таблица 6

Наименьшее расстояние между фазами ВЛЭП на опоре

Расчетное условие	Наименьшее расстояние между фазами, см, при напряжении ВЛЭП, кВ							
	до 10	20	35	110	150	220	330	500
Грозовые перенапряжения	20	45	50	135	175	250	310	400
Внутренние перенапряжения	22	33	44	100	140	200	280	420
Рабочее напряжение	-	15	20	45	60	95	140	200



Таблица 7

Наименьшее расстояние между проводами ВЛЭП со штыревыми изоляторами

Напряжение ВЛЭП, кВ	Толщина стенки гололеда, мм	Наименьшее расстояние между проводами, м, при стреле провеса, м					
		до 1,5	2	2,5	3	3,5	4
6-10	5	0,6	0,7	0,75	0,8	0,85	0,90
	10 15	0,8	0,9 1,1	1,0	1,1	1,2	1,25
	20 и более	0,95	1,3	1,25	1,35	1,45	1,55
		1,1		1,4	1,5	1,63	1,75
20	5	0,7	0,8	0,85	0,9	1,0	1,0
	10 15	0,9 1,1	1,0 1,2	1,1	1,2	1,55	1,4
	20 и более	1,2	1,4	1,35	1,45	1,8	1,65
				1,5	1,65	1,9	1,9
35	5	0,85	0,9	1,0	1,05	1,1	1,2
	10 15	1,05	1,2	1,25	1,4 1,6	1,45	1,5 1,8
		1,2	1,35	1,5		1,7	
	20 и более	1,35	1,5	1,65	1,8	1,9	2,0

Таблица 8

Наименьшее допустимое изоляционное расстояние по воздуху от токоведущих до заземленных частей ВЛЭП

Расчетное условие	Наименьшее изоляционное расстояние, см, при напряжении ВЛЭП, кВ							
	До 10	20	35	110	150	220	330	500
Грозовые напряжения для изоляторов:								
- штыревых	15	25	35	-	-	-	-	-
- подвесных	20	35	40	100	130	180	260	320
Внутренние перенапряжения	10	15	30	80	110	160	215	300
Рабочее напряжения	-	7	10	25	35	55	80	115
Обеспечение безопасного подъема на опору	-	-	150	150	200	250	350	450

Изоляционное расстояние по воздуху между проводами петель и телом опоры, а также расстояния на опоре между проводами ВЛЭП в местах их пересечения между собой, ответвлениях и

переходе с одного расположения проводов на другое могут отличаться от проектных размеров не более, чем минус 10%.

*Диагностику и контроль состояния изоляторов* проводят при ремонтах «К» и «М». Диагностирование фарфоровых изоляторов ВЛЭП выполняют не реже 1 раза в 6 лет. Контроль состояния опорных и подвесных изоляторов из закаленного стекла, а также изоляторов всех типов для подвески молниезащитного троса выполняют визуально. Необходимость диагностирования стержневых изоляторов определяют по инструкциям.

*Диагностику и контроль состояния соединений проводов* проводят при ремонтах «К» и «М». При эксплуатации объекта состояние проводов, тросов и их соединений определяется визуально при осмотрах ВЛЭП. Диагностирование болтовых соединений воздушных ЛЭП напряжением 35кВ и выше производятся 1 раз в 6 лет. Диагностирование соединений проводов, выполненных сваркой, скруткой, обжатием и опрессованием, а также соединений тросов всех типов при осмотрах ВЛЭП выполнять не требуется. При обрыве не проводе или тросе нескольких жил должны быть проведены ремонтные работы. После капитального ремонта ВЛЭП соединения проводов должны удовлетворять соответствующим требованиям.

Опрессованные соединения:

- геометрические размеры (длина и диаметр спрессованной части) должны соответствовать значениям, указанным в инструкции по монтажу соединительных зажимов данного типа;
- на поверхности соединителя или зажима не должно быть трещин, следов значительной коррозии и механических повреждений;
- величина падения напряжения или сопротивления на участке соединения должна не более, чем в 1,2 раза превышать падение напряжения или сопротивление на участке провода той же длины (испытание проводятся выборочно на 5-10% соединителей);
- кривизна опрессованного соединителя должна быть не более 3% его длины;
- стальной сердечник опрессованного соединителя должен быть расположен симметрично относительно его корпуса по всей длине.
- Сварные соединения:
- не должно быть пережога наружного повива или нарушения сварки при перегибе соединенных проводов;

- усадочная раковина в месте сварки не должна иметь глубину более  $1/3$  диаметра провода, а для сталеалюминевых проводов сечением от 150 до 600мм<sup>2</sup> - более 6мм;
- величина падения напряжения или сопротивления не должна превышать более чем в 1,2 раза падение напряжения и сопротивления на участке провода той же длины.
- Болтовые соединения:
- соединительные болтовые зажимы должны строго соответствовать размерам монтируемых проводов;
- падение напряжения или сопротивление на участке болтового соединения проводов ВЛЭП напряжением 35кВ и выше должно не более, чем в 2 раза превышать падение напряжения или сопротивление на участке целого провода той же длины.

Болтовые соединения, измерение и диагностирование параметров которых дали неудовлетворительные результаты, должны пройти ревизию.

Опрессованные и сварные соединения, не удовлетворяющие указанным требованиям, забраковывают и вырезают, а соединение проводов выполняют вновь.

*Диагностику методом измерения сопротивления заземления опор и тросов, а также повторных заземлений нулевого провода проводят при ремонтах «К» и «М». Измерения рекомендуется проводить в периоды наибольшего удельного сопротивления грунта. Сопротивление заземляющего устройства определяют умножением измеренного значения на поправочные коэффициенты, учитывая конструктивное выполнение устройства, погодные условия и состояние грунта. Поправочные коэффициенты для средней полосы приведены в нормативных документах.*

Для других районов поправочные коэффициенты утверждают местными органами государственного энергетического надзора. Для заземлителей, находящихся в промерзшем грунте ниже глубины промерзания, поправочный коэффициент не применяют. Для ВЛЭП напряжением выше 1000В измеренные значения сопротивлений заземляющих устройств не должны превышать величин, приведенных в справочных документах (табл. 9).

Таблица 9

Поправочные коэффициенты к значению измеренного сопротивления заземлителя для средней полосы

Тип заземлителя	Размеры Заземлителя	t=0,7 ÷ 0,8м			t=0,5м		
		K1	K2	K3	K1	K2	K3
Горизонтальная полоса	l=5м	4,3	3,6	2,9	8,0	6,2	4,4
	l=20м	3,6	3,0	2,5	6,5	5,2	3,8
Заземляющая сетка или контур	S=400м <sup>2</sup>	2,6	2,3	2,0	4,6	3,8	3,2
	S=900м <sup>2</sup>	2,2	2,0	1,8	3,6	3,0	2,7
	S=3600м <sup>2</sup>	1,8	1,7	1,6	3,0	2,6	2,3
Заземляющая сетка контур с вертикальными электродами длиной 5 м	S=900 м <sup>2</sup> n≥10шт.	1,6	1,5	1,4	2,1	1,9	1,8
	S=3 600 м <sup>2</sup> n≥15шт.	1,5	1,4	1,3	2,0	1,9	1,7
Одиночный вертикальный заземлитель	l=2,5м	2,00	1,75	1,50	3,80	3,00	2,30
	l=3,5м	1,60	1,40	1,30	2,10	1,90	1,60
	l=5,0м	1,30	1,23	1,15	1,60	1,45	1,30

Примечания.

Коэффициент K1 применяют, когда измерение производится при влажном грунте или моменту измерения предшествовало выпадение большого количества осадков;

Коэффициент K2 – когда измерение производится при грунте средней влажности или моменту измерения предшествовало небольшое количество осадков;

Коэффициент K3 – когда измерение производится при сухом грунте или моменту измерения предшествовало выпадение незначительного количества осадков;

Параметр t – глубина заложения в землю горизонтальной части заземлителя или верхней части вертикальных заземлителей;

Параметр l – длина горизонтальной полосы или вертикального заземлителя;

Параметр S – площадь заземляющей сетки или контура;

Параметр n – количество вертикальных электродов.

Диагностику и контроль состояния проводят не реже 1 раза в 10 лет на всех опорах с разрядниками и защитными промежутками, на опорах с электрооборудованием, а также на тросовых опорах ВЛЭП напряжением 110кВ и выше при обнаружении на опоре следов перекрытий или разрушений изоляторов электрической дугой. На отдельных опорах измерения производят выборочно у 2% общего количество опор с заземлителями в населенной местности и на участках с наиболее агрессивными, оползневыми, выдуваемыми или плохо проводящими грунтами.

При неудовлетворительных результатах выборочных измерений и после сопоставления с данными измерений удельного сопротивления грунта измерения повторяются на соседних опорах до по-

лучения удовлетворительных результатов на двух подряд опорах в одном направлении ВЛЭП.

Для воздушных линий напряжением до 1000В нормируемые значения сопротивления заземляющих устройств приведены в табл. 10.

Таблица 10

Допустимое сопротивление заземляющих устройств ВЛЭП

Характеристика установки, заземляющее устройство которой проверяется	Удельное сопротивление грунта $\rho$ , Ом·м	Сопротивление, Ом
ВЛЭП на напряжение свыше 1000В: Опоры железобетонные, металлические и деревянные, на которых подвешен трос или установлены устройства молниезащиты; опоры железобетонные и металлические линий 35 кВ и линий 3-20кВ в населенной местности, а также заземлители электрооборудования, установленного на опорах линий 110кВ и выше	До 100 Более 100 до 500 Более 500 до 1000 Более 1000 до 5000 Более 5000	10 15 20 30 $6 \cdot 10^{-3} \rho$
Заземлители электрооборудования на опорах линий 3-35кВ	-	10
Железобетонные и металлические опоры линий 3-20кВ в ненаселенной местности	До 100 Более 100	30 $0,3\rho$
Разрядники и защитные промежутки на подходах линий к подстанциям с машинами	-	5
ВЛЭП на напряжение до 1000В: Опоры с повторными заземлителями нулевого провода в сетях с заземленной нейтралью: 660/380В 380/220В 220/127 В	До 100 Более 100 До 100 Более 100 До 100 Более 100	15 $0,15\rho$ 30 $0,3\rho$ 60 $0,6\rho$
Железобетонные и металлические опоры в сети с изолированной нейтралью		50
Заземлители, предназначенные для защиты от грозовых перенапряжений		30

Диагностирование и контроль состояния проводят на всех опорах ВЛЭП с заземлителями молниезащиты и повторными за-

землителями нулевого провода. У остальных железобетонных и металлических опор – выборочно у 2% общего количества опор.

Проверку правильности установки опор проводят при ремонтах «К» и «М». Проверку вертикальности установки одностоечных и порталных деревянных и железобетонных опор ВЛЭП производят с помощью отвеса, а проверку вертикальности положения опор пространственной конструкции выполняют с помощью теодолита. Допускаемые отклонения при установке опор ВЛЭП приведены в табл. 11.

Таблица 11

Допуски при установке опор ВЛЭП

Наименование	Вид испытаний	Числовое значение
Отклонение опоры от вертикальной оси вдоль и поперек линии (отношение отклонения верха к ее высоте):	К, М	
- для металлических опор		1:200
- для одностоечных железобетонных опор		1:500
- для порталных железобетонных опор на оттяжках		100 мм
- для деревянных опор	К	1:100
Отклонение оси траверсы от горизонтали (уклон траверсы) по отношению к ее длине для порталных металлических опор на оттяжках:		
- при длине траверсы до 15м		1:150
- при длине траверсы более 15м		1:250
- для порталных железобетонных опор на оттяжках	К	80 мм
- для деревянных опор		1:50
Смещение конца траверсы от линии, перпендикулярной оси траверсы для:		
- металлических и одностоечных железобетонных опор		100 мм
- порталных железобетонных опор на оттяжках	К	50 мм
Разворот траверсы по оси линии для:		
- деревянных опор		5мм
- железобетонных одностоечных опор		100 мм

*Диагностику методом проверки состояния опор и их деталей* производят по инструкциям. При осмотрах к опорам ВЛЭП предъявляют следующие требования – на поверхности железобетонных опор с ненапряженной арматурой не должно быть трещин, ширина раскрытия которых при эксплуатационных нагрузках составляет более 0,2мм. Количество трещин с шириной раскрытия до 0,2мм при этом должно быть не более шести на 1м ствола опоры, а количество волосяных трещин не нормируется.

*Диагностику методом осмотра опор проводят при ремонте «М»*, при этом не допускается появление трещин при эксплуатационных нагрузках в железобетонных опорах ВЛЭП с напряженной и частично перенапряженной арматурой. Резьба болтов должна выступать над гайкой не более, чем на 100м и не менее, чем на 40 мм; врубка, затесы и отколы не допускаются. Ослабление сечений расчетных элементов металлических опор коррозией должно быть не более 20% площади поперечного сечения.

*Диагностику методом проверки тяжения в оттяжках опор* проводят при ремонтах «К» и «М». Проверку тяжения в оттяжках опор ВЛЭП выполняют в процессе эксплуатации по мере необходимости. Величина тяжения не должна отличаться от проектного значения более, чем на 10%.

*Диагностику методом проверки срабатывания защиты ВЛЭП напряжением до 1000В с заземленной нейтралью* проводят при ремонтах «К» и «М». При замыкании по нулевому проводу ВЛЭП протекает ток однофазного короткого замыкания, значение которого больше номинального тока плавкой вставки ближайшего предохранителя или расцепителя автоматического выключателя. Возникающие аварийные токи должны превышать в 3 раза номинальный ток плавкой вставки предохранителя, в 1,4 раза уставку тока электромагнитного расцепителя автоматического выключателя с номинальным током до 100А и в 1,25 раза уставку тока электромагнитного расцепителя выключателя с номинальным током более 100А.

Определение величины тока короткого замыкания осуществляют путем измерения тока однофазного короткого замыкания приборами или измерением сопротивления петли фаза-нуль различными методами с последующим вычислением тока однофазного короткого замыкания. Полученное значение тока сравнивается с

номинальным током защитного аппарата линии с учетом требований ПУЭ.

*Диагностику и приемку в эксплуатацию ВЛЭП с самонесущими изолированными проводами (СИП)* выполняют в соответствии с требованиями Правил приемки в эксплуатацию объектов распределительных сетей напряжением 0,38-20кВ. Каждую ВЛЭП с СИП подвергают диагностике методом испытания в соответствии с требованиями ПУЭ.

Осуществляется выборочная, от 2 до 15% общего количества, проверка качества контактной и соединительной арматуры на соединениях и ответвлениях фазных проводов. Диагностику качества всех соединений несущей жилы СИП проводят путем внешнего осмотра и измерения электрического сопротивления контактов, если сопротивление на участке соединения более, чем на 20% отличается от сопротивления на целом участке жилы той же длины, контакт бракуется. Осуществляется контроль маркировки жил в зажимах.

*Диагностику методом измерения сопротивления изоляции жил СИП* проводят мегомметром на 1000В между фазными проводами, нулевым проводом и всеми проводами (не менее 0,5Мом).

*Диагностику методом испытания изоляции ВЛЭП* повышенным напряжением проводят мегомметром на 2500В, при этом величина сопротивления изоляции не нормируется. ВЛЭП с СИП считают выдержавшей испытания, если не произошло пробоя изоляции. После проведения испытаний для снятия зарядного тока все провода объекта кратковременно заземляют.

*Диагностика методом проверки заземляющих устройств ВЛЭП* включает:

- осмотр элементов заземляющих устройств в доступных пределах путем проверки сечения проводников, качества сварки и затяжку болтовых соединений;
- проверку состояния цепи между заземлителями и заземляемыми элементами;
- измерение сопротивлений заземлителей;
- измерение общего сопротивления всех заземлителей нулевого рабочего провода;
- измерение тока однофазного короткого замыкания на нулевой провод или полного сопротивления петли «фаза-нуль» с последующим вычислением тока однофазного замыкания.



*Диагностику методом осмотра ВЛЭП с СИП* работники проводят по утвержденному графику не реже одного раза в год. Работники выполняют ежегодные выборочные осмотры линий или участков, а также всех линий, подлежащих капитальному ремонту в текущем году.

*Диагностику методом испытаний ВЛЭП с СИП* выполняют: первую – через год после сдачи в эксплуатацию, а последующие – после ремонта, реконструкции, подключения новых нагрузок и т.п. Профилактические испытания изоляции мегомметром на напряжении 2500В выполняют при необходимости, но не реже 1 раза в 6 лет. Измерения общего сопротивления всех заземлителей нулевого провода, а также отдельных заземлителей у опор, имеющих наружные спуски с доступными с земли болтовыми соединениями, проводятся не реже 1 раза в 6 лет. Измерения должны выполняться в периоды наибольшего высыхания грунта.

*Диагностику заземлителей с их раскопкой* производят выборочно на 2 % железобетонных опор в местах возможного их повреждения, в агрессивных грунтах, в населенной местности с замером сопротивления не реже 1 раза в 12 лет. Визуальный контроль наличия цепи между заземлителями и заземляемыми элементами проводят ежегодно.

*Диагностику методом измерения тока однофазного к.з. на нулевой провод* проводят при изменении длины или сечения проводов объекта, но не реже 1 раза в 12 лет. Результаты испытаний оформляют протоколом и заносят в паспорт линии.

*Диагностику методом поиска повреждений ВЛЭП с СИП* выполняют для определения жил с поврежденной изоляцией и мест повреждения. Диагностирование поврежденных жил производят методом испытания изоляции каждой жилы относительно нулевого провода и между токоведущими жилами. Испытания выполняют мегомметром на 2500В после отсоединения (отключения) от линии всех потребителей.

*Методы определения мест повреждения на ВЛЭП с СИП* такие же, как и для кабельных линий электропередачи. На практике для определения зоны повреждения применяют импульсный метод, а места повреждения – индукционный и акустический методы. После проведения испытаний СИП все провода кратковременно заземляют для снятия зарядного тока.

*Диагностика и ремонт воздушных линий с изолированными проводами.* Для поддержания ВЛЭП с СИП в технически исправном состоянии проводят текущие и капитальные ремонты. Все ремонты производят по утвержденным графикам, составленным с учетом результатов диагностирования, осмотров и испытаний. Периодичность капитальных ремонтов объектов на железобетонных опорах – 1 раз в 10 лет, на деревянных опорах – 1 раз в 5 лет. Объем ремонта определяют на основании выявленных при диагностике, осмотрах и испытаниях ВЛЭП дефектов.

В объем капитального ремонта при необходимости включают: замену и ремонт опор, а также деталей опор; выправку опор; установку приставок к опорам; замену СИП; регулировку стрел провеса проводов; замену вводов к потребителям. Ремонт заземляющих устройств и заземляющих спусков выполняется безотлагательно.

## **2. ПРИБОРЫ И ОБОРУДОВАНИЕ**

1. Элементы оборудования воздушной линии электропередачи.
2. Мегаомметры напряжением 1000В и 2500В.
3. Аппарат испытания изоляции напряжением 70кВ – АИИ-70М.
4. Комплект электрозащитных средств.
5. Соединительные провода и приспособления.

## **3. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ**

1. Анализ объекта диагностирования – воздушной линии электропередачи.
2. Визуальный осмотр и тепловизионный контроль воздушной линии электропередачи.
3. Диагностика и измерение сопротивления изоляции воздушной линии электропередачи.
4. Диагностика и испытание воздушной линии электропередачи повышенным напряжением выпрямленного тока.
5. Заполнение протоколов диагностики воздушной линии электропередачи.

## **4. СОДЕРЖАНИЕ ОТЧЕТА О РАБОТЕ**

1. Цель и краткие сведения о воздушных линиях электропередачи.
2. Анализ объекта диагностирования – опор, проводов и тросов воздушной линии электропередачи (Приложение 2).
3. Протокол визуального осмотра и тепловизионного контроля воздушной линии электропередачи (Приложение 9).
4. Протокол диагностики и измерения сопротивления воздушной линии электропередачи (Приложение 10).
5. Протокол диагностики и испытания воздушной линии электропередачи повышенным напряжением выпрямленного тока (Приложение 11).
6. Нормы тепловизионного контроля оборудования (Приложение 12).
5. Схемы диагностики, испытаний и измерений элементов ВЛЭП.
6. Выводы по работе.

## **5. ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ**

1. Что называется воздушной линией электропередачи (ВЛЭП)?
2. В соответствии с требованиями каких нормативных документов осуществляют диагностику ВЛЭП в процессе подготовки, монтажа и проведения приемо-сдаточных испытаний, и ВЛЭП, находящихся в эксплуатации?
3. Какие виды ремонта производятся в ВЛЭП и в каком объеме по требованиям ПУЭ диагностируют ВЛЭП?
4. Как производят диагностику изоляторов?
5. Как производят диагностику методом проверки соединений проводов и в каких случаях бракуются диагностируемые опрессованные соединения?
6. Как производится диагностика переходного сопротивления?
7. В каких случаях бракуются диагностируемые сварные соединения?
8. Как производится измерение сопротивления заземления методом «амперметра-вольтметра»?

9. Чем отличается измерение сопротивления заземления трехпроводным методом от измерения четырехпроводным методом?
10. Какие нормированные значения сопротивления заземления установлены для различных видов опор?
11. Что предусматривает диагностика, проведение периодических проверок, измерения и испытания параметров ВЛЭП, находящихся в эксплуатации?
12. Как выполняется диагностика методом проверки габаритов и разрегулировки проводов и тросов?
13. Как производят диагностику и контроль состояния изоляторов?
14. С какой периодичностью выполняется диагностика и контроль состояния соединений проводов?
15. Какие требования предъявляются к соединениям проводов после капитального ремонта?
16. Какие требования предъявляются к измерениям сопротивлений заземления опор и тросов, а так же повторных заземлений нулевого провода при ремонтах «К» и «М»?
17. Как проводят проверку правильности установки опор?
18. Как проводят диагностику методом проверки состояния опор и их деталей и проверки тяжения в оттяжках опор?
19. Как проводят диагностику методом срабатывания защиты ВЛЭП напряжением до 1000 В с заземленной нейтралью?
20. Как проводят диагностику и приемку в эксплуатацию ВЛЭП с самонесущими изолированными проводами (СИП)?
21. Как производят диагностику методом измерения сопротивления изоляции жил СИП?
22. Как проводят диагностику методом испытания изоляции ВЛЭП с СИП?
23. Что включает в себя диагностика методом проверки заземляющих устройств ВЛЭП с СИП?
24. С какой периодичностью проводят осмотр ВЛЭП с СИП?
25. Как производят диагностику заземлений с их раскопкой для ВЛЭП с СИП?
26. Как проводят диагностику методом измерения тока однофазного короткого замыкания на нулевой провод для ВЛЭП с СИП?

27. Как выполняют диагностику методом поиска повреждений ВЛЭП с СИП?

28. Какие методы определения мест повреждения на ВЛЭП и СИП вы знаете?

29. Как проводится диагностика и ремонт на ВЛЭП и СИП? Что включает в себя объем капитального ремонта?

### **ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №3. ДИАГНОСТИКА ОБОРУДОВАНИЯ СИЛОВЫХ МАСЛЯНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ**

#### **Цель работы:**

Ознакомиться с различными методами диагностики оборудования силовых масляных трансформаторов.

#### **Задачи работы:**

1. Изучить объект диагностики – силовой масляный трансформатор.
2. Знать диагностическую модель и методы диагностирования силовых трансформаторов.
3. Получить навыки работы с приборами и устройствами для испытаний и диагностики силовых масляных трансформаторов.

## **1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ**

Диагностику и испытания масляных трансформаторов, автотрансформаторов, реакторов и заземляющих дугогасящих реакторов в процессе подготовки и монтажа, проведении приемосдаточных испытаний производят в соответствии с требованиями главы 1.8 «Нормы приемосдаточных испытаний» Правил устройства электроустановок (ПУЭ).

Испытания и диагностика силовых масляных трансформаторов, находящихся в эксплуатации, производится в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП), приложение 3 «Нормы испытания электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей».

Испытания и диагностирование трансформаторов проводятся при капитальном – «К», текущем – «Т» ремонтах, а также в межре-

монтажный – «М» период (профилактические испытания, не связанные с выводом электроэнергетического оборудования в ремонт).

В зависимости от характеристик и условий транспортировки все трансформаторы подразделяются на шесть групп с 1 по 6, где первая группа – трансформаторы мощностью до 1000кВА напряжением до 35кВ включительно, транспортируемые с маслом и расширителем (рис. 1).

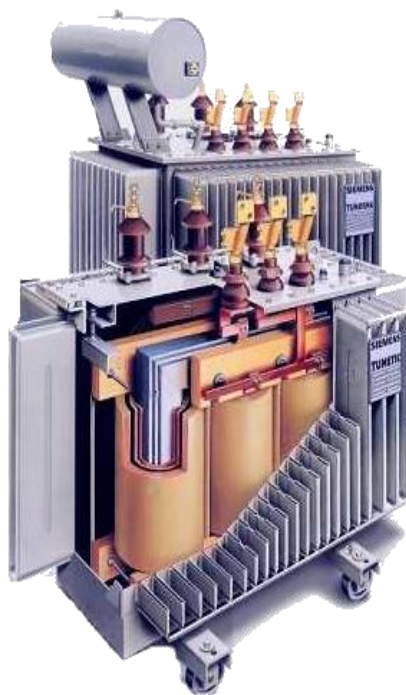


Рис. 1. Силовой масляный трансформатор ТМ-160 (250) кВА

По характеристикам и геометрическим размерам все трансформаторы подразделяются на I – VI-ой габариты, где I-ый габарит – трансформаторы до 35кВ включительно мощностью 5-100кВА.

Обозначение трансформатора формируется следующим образом:

1 2 3 4 5 6	– х х х х	/ х х х х	– х х
Буквенное обозначение	Номинальная мощность	Номинальное напряжение обмоток	Климатическое исполнение

В соответствии с нормативными документами особенности конструкции трансформатора отражаются в обозначении его типа (табл. 1) и систем охлаждения (табл. 2).

Таблица 1

Тип трансформатора	
Тип трансформатора	Условное обозначение
Автотрансформатор (однофазный О; трехфазный Т) Расщепленная обмотка низшего напряжения Условное обозначение видов охлаждения – обычно последняя буква в обозначении типа (см. табл. 2) Защита жидкого диэлектрика с помощью азотной подушки без расширителя (обозначается после вида охлаждения) Исполнение с литой изоляцией Трехобмоточный трансформатор Трансформатор с РПН Кабельный ввод Фланцевый ввод (для комплектных ТП)	А Р С; М; Н 3 Л Т Н К Ф

Таблица 2

Системы охлаждения трансформаторов	
Система охлаждения	Условное обозначение
Сухие трансформаторы	
Естественное воздушное охлаждение при открытом исполнении Естественное воздушное при защищенном исполнении Естественное воздушное при герметичном исполнении Воздушное с принудительной циркуляцией воздуха	С СЗ СГ СД
Масляные трансформаторы	
Естественная циркуляция масла Принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла Естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла с ненаправленным потоком масла Естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла с направленным потоком масла Принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла Принудительная циркуляция воздуха и масла с направленным потоком масла Принудительная циркуляция воды и масла с ненаправленным потоком масла Принудительная циркуляция воды и масла с направленным потоком масла	М Д МЦ НМЦ ДЦ НДЦ Ц НЦ
Трансформаторы с негорючим жидким диэлектриком	
Естественное охлаждение с негорючим жидким диэлектриком Охлаждение жидким диэлектриком с	Н НД

принудительной циркуляцией воздуха Охлаждение негорючим жидким диэлектриком с принудительной циркуляцией воздуха и с направленным потоком жидкого диэлектрика	ННД
---	-----

### ***Примеры расшифровки наименований силовых трансформаторов.***

**ТМ-100/35** – трансформатор трёхфазный масляный с естественной циркуляцией воздуха и масла, номинальной мощностью 0,1 МВА, классом напряжения 35 кВ;

**ТДНС-10000/35** – трансформатор трёхфазный с дутьем масла, регулируемый под нагрузкой для собственных нужд электростанции, номинальной мощностью 10 МВА, классом напряжения 35 кВ;

**ТРДНФ-25000/110** – трансформатор трёхфазный, с расщеплённой обмоткой, масляный с принудительной циркуляцией воздуха, регулируемый под нагрузкой, с расширителем, номинальной мощностью 25 МВА, классом напряжения 110 кВ.

*Диагностика методами измерений, испытаний и проверок трансформаторов* включает: определение условий включения трансформаторов; измерение характеристик изоляции; испытание повышенным напряжением промышленной частоты изоляции обмоток вместе с вводами и доступных стяжных шпилек, прессующих колец и ярмовых балок; измерение сопротивления обмоток постоянному току; проверку коэффициента трансформации; проверку группы соединения трехфазных трансформаторов и полярности выводов однофазных трансформаторов; измерение тока и потерь холостого хода при номинальном и малом напряжении; проверку работы переключающего устройства и снятие круговой диаграммы; испытание бака с радиаторами гидравлическим давлением; проверку системы охлаждения, состояния силикагеля; фазировку трансформаторов, а также испытания трансформаторного масла включением толчком на номинальное напряжение, вводов и встроенных трансформаторов тока.

Перед началом диагностирования проводят внешний осмотр трансформаторов, в процессе которого проверяют исправность бака и радиаторов, состояние изоляторов, уровень масла, положение радиаторных кранов и крана на маслопроводе к расширителю, целостность стекла на указателе уровня масла в баке, заземление трансформатора.



*Диагностику и измерение характеристик изоляции трансформаторов* – допустимые значения сопротивления изоляции  $R_{60}$ , коэффициент абсорбции  $R_{60}/R_{15}$ , тангенс угла диэлектрических потерь  $\operatorname{tg}\delta$ , и отношения  $C_2/C_{50}$  и  $\Delta C/C$  – регламентируются инструкцией «Трансформаторы силовые. Транспортировка, разгрузка, хранение, монтаж и ввод в эксплуатацию».

*Температурный режим при проведении диагностики* допускается измерять не ранее, чем через 12 часов после окончания заливки трансформатора маслом. Характеристики изоляции измеряются при температуре изоляции не ниже  $10^{\circ}\text{C}$  у трансформаторов на напряжение до 150кВ мощностью до 80МВА. Для обеспечения указанной температуры трансформатор подвергается нагреву до температуры, превышающей требуемую на  $10^{\circ}\text{C}$ . Характеристики изоляции измеряют на спаде температуры при отклонении ее от требуемого значения не более, чем на  $5^{\circ}\text{C}$ , а температуру изоляции определяют до измерения характеристик изоляции.

В качестве температуры изоляции трансформатора без нагрева принимают температуру верхних слоев масла в баке. При нагреве трансформатора сопротивление измеряют через 60 мин после отключения нагрева обмотки током или через 30 мин после отключения внешнего нагрева.

Температура обмотки по сопротивлению постоянному току

$$t_x = \frac{R_x - R_0}{R_0} (235 + t_0) + t_0, \quad (1)$$

где:  $R_x$  – измеренное сопротивление обмотки при температуре  $t_x$ ;  $R_0$  – сопротивление обмотки при температуре  $t_0$  (паспортные данные).

При определении соотношения  $\Delta C/C$  трансформаторов 110кВ и выше в качестве температуры изоляции принимается среднесуточная температура, измеренная термометром (или термопарой) на верхнем ярме магнитопровода непосредственно после измерения  $\Delta C$  и  $C$ .

При диагностике перед измерением характеристик изоляции протирают поверхность вводов трансформаторов, а при измерениях во влажную погоду применяют экраны. Перед началом диагностирования измеряют значения  $R_{из}$ ,  $\Delta C$  и  $C$  проводов, соединяющих измерительные приборы с трансформатором. Длина проводов

должна быть как можно меньше, поэтому приборы располагают ближе к трансформатору. При измерении характеристик обмоток трансформатора  $R_{60}$ ,  $\text{tg}\delta$  и масла  $\text{tg}\delta$  учитывают поправочные коэффициенты, а все выводы обмотки одного напряжения соединяются вместе, остальные обмотки и бак трансформатора заземляют.

Диагностику и измерение сопротивлений  $R_{60}$  и  $R_{15}$  проводят перед измерением остальных характеристик трансформатора. Сопротивление изоляции измеряют мегаомметром на 2500В с верхним пределом измерения не ниже 10000МОм. Измеренное значение сопротивления  $R$  проводов должно быть не меньше верхнего предела измерения мегаомметра. Перед началом измерения все обмотки заземляют не менее чем на 5 мин, а между отдельными измерениями – не менее, чем на 2 мин.

Значения  $R_{60}$  изоляции, измеренные при монтаже (при заводской температуре или приведенные к этой температуре) для трансформаторов на напряжение до 35кВ включительно, залитых маслом, должны быть не менее значений, указанных в табл. 3.

Таблица 3

Допустимые значения характеристик изоляции обмоток трансформаторов на напряжение до 35кВ включительно, залитых маслом

Характеристика изоляции	Мощность трансформатора кВА	Температура обмотки, °С						
		10	20	30	40	50	60	70
Наименьшее допустимое сопротивление изоляции $R_{60}$ , МОм	$\leq 6300$	450	300	200	130	90	60	40
	$\geq 10000$	900	600	400	260	180	120	80
Наибольшее допустимое значение $\text{tg}\delta$	$\leq 6300$	1,2	1,5	2,0	2,5	3,4	4,5	6,0
	$\geq 10000$	0,8	1,0	1,3	1,7	2,3	3,0	4,0
Наибольшее допустимое значение отношения $C_2 / C_{50}$	$\leq 6300$	1,1	1,2	1,3	-	-	-	-
	$\geq 10000$	1,05	1,15	1,25				

Значения  $R_{60}$  изоляции для трансформаторов на напряжение 110кВ и выше – не менее 70% значения, указанного в паспорте трансформатора.

Для сухих трансформаторов  $R_{60}$  при температуре 20-30<sup>0</sup>С должно быть не ниже: при номинальном напряжении трансформатора до 1кВ – 100МОм; 6кВ – 300МОм; 10кВ – 500МОм.

Коэффициент абсорбции  $R_{60}/R_{15}$  обмоток для трансформаторов мощностью менее 10000кВА, напряжением до 35кВ включительно при температуре 10-30<sup>0</sup>С должен быть не ниже 1,3. Для остальных трансформаторов – соответствовать заводским данным.

*Диагностику и измерение тангенса угла диэлектрических потерь  $tg\delta$  выполняют мостом переменного тока Р5026 по перевернутой схеме (рис. 2). Перевернутая (обратная) схема применяется для измерения диэлектрических потерь объектов, имеющих один заземленный электрод.*

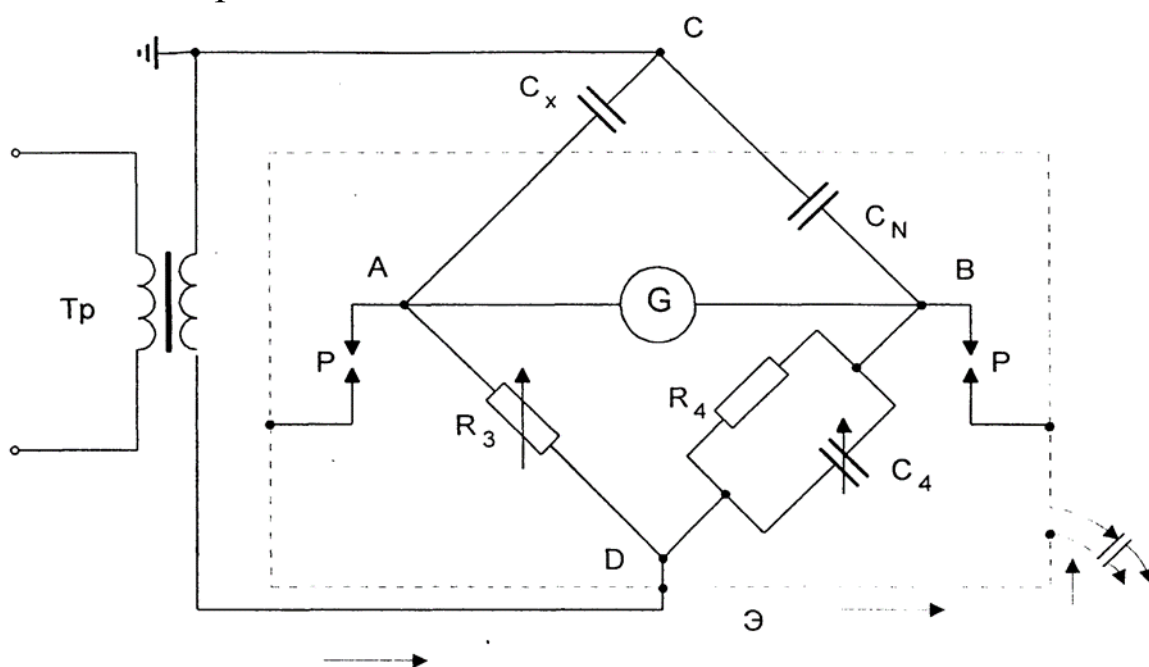


Рис. 2. Перевернутая схема включения моста переменного тока: Tr – испытательный трансформатор;  $C_N$  – образцовый конденсатор;  $C_X$  – испытуемый объект; G – гальванометр;  $R_3$  – переменный резистор;  $R_4$  – постоянный резистор;  $C_4$  – магазин емкостей

Диагностику и измерение  $tg\delta$  в трансформаторах проводят при напряжении, не превышающем 2/3 заводского испытательного напряжения, а при сушке трансформатора без масла выполняют при напряжении не выше 220В. Значения  $tg\delta$  изоляции обмоток для трансформаторов до 35кВ включительно, должны быть не выше значений, указанных в табл. 3, а для трансформаторов 110кВ и выше – не более 130% паспортного значения. Значения  $tg\delta$ , не превы-

шающие 1%, считают удовлетворительными без сравнения с паспортными значениями.

*Диагностика и измерение емкости.* Значения  $C_2/C_{50}$ , измеренные на монтаже для трансформаторов на напряжение до 35кВ включительно, не должны превышать значений, указанных в табл. 3. Для трансформаторов на напряжение 110кВ и выше, транспортируемых без масла, значения  $\Delta C/C$ , измеренные по прибытии трансформаторов на место монтажа, не нормируются и используют в качестве исходных данных при эксплуатации.

Отношения  $C_2/C_{50}$  и  $\Delta C/C$  измеряются приборами ЕВ-3 или ПКВ-8. Перед измерением все обмотки заземляют не менее, чем на 5 мин. Измерение емкости трансформаторов производят для определения влажности обмоток. Доказано, что емкость неувлажненной изоляции при изменении частоты изменяется меньше, чем емкость увлажненной изоляции. Емкость изоляции измеряют при частотах: 2 и 50Гц ( $C_2$  и  $C_{50}$ ).

При измерении емкости изоляции на частоте 50Гц прибор показывает только геометрическую емкость, одинаковую для сухой и влажной изоляции. При измерении емкости изоляции на частоте 2Гц успевает проявиться абсорбционная емкость влажной изоляции. Температура при измерениях должна быть не ниже  $+10^0\text{C}$ . Отношение  $C_2/C_{50}$  для увлажненной изоляции составляет около 2, а для неувлажненной – около 1.

*Диагностику и определение влажности изоляции* силовых трансформаторов осуществляют по приросту емкости за 1 секунду. При этом методе производят заряд емкости изоляции, а затем разряды быстрый и медленный закорачиванием через 1с после окончания заряда. В первом случае определяется емкость  $C$ , во втором случае – прирост емкости за счет абсорбционной емкости, которая успевает проявиться за 1с у влажного трансформатора, но не успевает проявиться у сухого. У сухого трансформатора  $\Delta C$  незначительна и составляет от 0,02 до 0,08 от емкости при температуре  $+10^0\text{C}$ , а у влажного –  $\Delta C \gg 0,1$  при той же температуре.

Диагностику методом измерения влажности производят в начале ревизии трансформатора, после подъема выемной части и в конце ревизии, до погружения керна трансформатора в масло, а также в процессе сушки.

Отношение  $\Delta C/C$  измеряют для каждой обмотки при соединении с заземленным корпусом свободных обмоток, причем перед

измерением испытуемую обмотку заземляют на 2 - 3 мин. Провода, соединяющие прибор с испытуемой обмоткой, должны быть возможно короче. Если значения  $\Delta C$  и  $C$  проводов можно измерить по прибору, вносится поправка вычитанием  $\Delta C$  и  $C$  проводов из результатов измерения полностью собранной схемы с испытываемым трансформатором. Величина отношения  $\Delta C/C$ , измеренная в конце ревизии, и разность в % между величиной  $\Delta C/C$  в конце и начале ревизии, должны быть в пределах величин, приведенных в табл. 4.

Таблица 4

Значения  $\Delta C/C$ , % при различных температурах

Мощность и напряжение обмотки ВН	Измерения	Температура, °С				
		10	20	30	40	50
До 35 кВ включительно	В конце ревизии	13	20	30	45	75
Мощностью менее 10 МВА	В конце и начале ревизии	4	6	9	13,5	22

На практике величина  $\Delta C/C$  увеличивается с повышением температуры. Поэтому, если за время ревизии трансформатора изменилась температура выемной части и измерения  $\Delta C/C$  в конце и начале ревизии производились при различных температурах, их результаты необходимо перед сопоставлением привести к одной температуре путем умножения на коэффициент температурного пересчета  $K$ , значения которого представлены в табл. 5.

Таблица 5

Значения коэффициента температурного пересчета  $K$

	Разность температур, $t_2 - t_1$ , °С									
	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
$K$	1,25	1,55	1,95	2,4	3	3,7	4,6	5,7	7	8,8

*Диагностика методом определения влажности по коэффициенту абсорбции.* Коэффициент абсорбции ( $R_{60}/R_{15}$ ) для неувлажненной обмотки при температуре 10-30°С лежит в пределах от 1,3 до 2,0; для увлажненной – близок к единице. Это различие объясняется разной длительностью заряда абсорбционной емкости у сухой и влажной изоляции.

Диагностику и испытания повышенным напряжением промышленной частоты проводят на трансформаторах, у которых установлены постоянные вводы, залито масло, крышки закрыты на болты. Перед испытанием проверяют изоляцию обмоток вместе с вводами с помощью мегаомметра. Продолжительность испытательного напряжения 1 мин в каждом опыте.

Испытание повышенным напряжением изоляции обмоток маслонаполненных трансформаторов не обязательно, а сухих трансформаторов обязательно и производится по нормативным документам для объектов с облегченной изоляцией. Испытательное напряжение заземляющих реакторов на напряжение 35кВ аналогично трансформаторам соответствующего класса.

Диагностике подвергают изоляцию доступных стяжных шпилек, прессующих колец и ярмовых балок трансформатора. Испытания производят в случае осмотра активной части объекта. Испытательное напряжение от 1 до 2кВ. Продолжительность испытания каждого элемента 1 мин.

Испытания проводят для изоляции каждой из обмоток, при этом все остальные выводы других обмоток заземляют вместе с баком трансформатора. Схема испытания представлена на рис. 3.

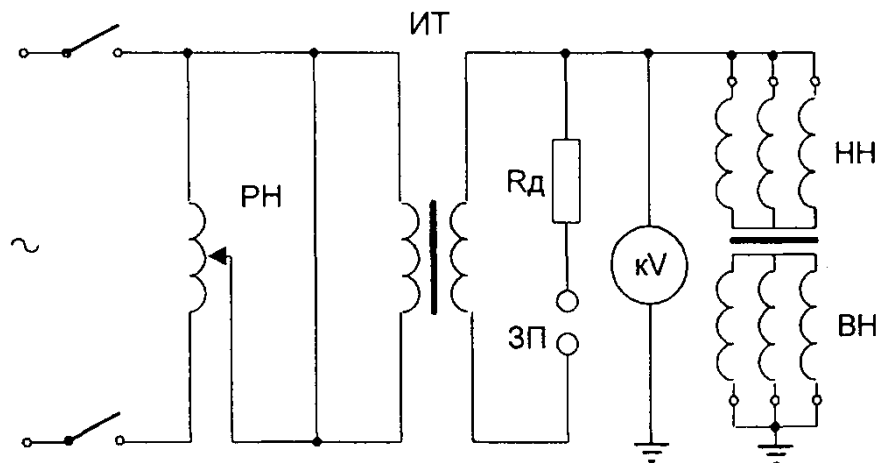


Рис. 3. Схема испытания изоляции повышенным напряжением

Для защиты диагностируемой обмотки от повышения напряжения параллельно к ней присоединяют шаровой разрядник ЗП с пробивным напряжением, равным 115-120% испытательного напряжения. Последовательно с разрядником включают токоограничивающее сопротивление  $R_d$ , служащее для защиты шаров от оплавления при пробое воздушного промежутка между ними. При

испытаниях трансформаторов температура изоляции обмоток не должна быть выше  $4^{\circ}\text{C}$ . Контроль величины испытательного напряжения производят на стороне высшего напряжения с помощью электростатического киловольтметра, например, типа С-96, С-196.

Исключение составляют трансформаторы небольшой мощности с номинальным напряжением до 10кВ включительно. Для них допускается испытательное напряжение измерять вольтметром, включая его на стороне НН испытательного трансформатора. Класс точности низковольтного вольтметра должен быть 0,5. Подъем напряжения при испытаниях производят сразу до 50% испытательного, а затем плавно до полного значения со скоростью около 1-1,5% испытательного напряжения в 1с. После выдержки в течение требуемого времени (1 мин) напряжение плавно снижается в течение примерно 5с до значения 25%, после чего цепь размыкается.

Внутренняя изоляция считается выдержавшей испытание на электрическую прочность, если при испытании не наблюдалось пробоя или частичных нарушений изоляции, которые определяются по звуку разрядов в баке, выделению газа и дыма и по показаниям приборов (амперметра, вольтметра). Значения испытательных напряжений приведены в табл. 6 и табл. 7.

Таблица 6

Испытательное напряжение изоляции трансформаторов и трансформаторов с облегченной изоляцией  
(сухих и маслонаполненных)

Класс напряжения обмотки, кВ	Испытательное напряжение по отношению к корпусу и другим обмоткам, кВ, для изоляции	
	нормальной	облегченной
до 0,69	4,5	2,7
3	16,2	9
6	22,5	14,4
10	31,5	21,6
15	40,5	33,3
20	49,5	45
35	76,5	-
110	180	-
150	207	-
220	292,5	-
330	414	-
500	612	-

Таблица 7

**Заводское испытательное напряжение промышленной частоты**

Объект испытания	Испытательное напряжение, кВ, при номинальном напряжении испытываемой обмотки, кВ						
	до 0,69	3	6	10	5	220ѐ	35
Трансформаторы с нормальной изоляцией и вводами на номинальное напряжение	5	18	25	35	445	55	85
Трансформаторы с облегченной изоляцией, в том числе сухие	3	10	16	24	37	-	-

*Диагностика и испытание трансформаторного масла.* Свежее масло перед заливкой вновь вводимых трансформаторов, прибывших без масла, испытывают по нормативным документам. Испытания масла перед включением под напряжение после монтажа производят по табл. 8.

Масло из трансформаторов габарита 1, прибывающих на монтаж заполненными маслом, при наличии удовлетворяющих нормам показателей заводского испытания, проведенного не более чем за 6 месяцев до включения трансформаторов в работу, разрешается испытывать также по показателям табл. 8.

Таблица 8

**Предельные допустимые значения показателей качества трансформаторного масла**

Показатель качества масла	Свежее сухое масло перед заливкой в оборудование				Масло непосредственно после заливки в оборудование			
	по ГОСТ 982-80 марки ТКп	по ГОСТ 10121-76	по ТУ 38-1-182-68	по ТУ 38-1-239-69	по ГОСТ 982-80 марки ТКп	по ГОСТ 10121-76	по ТУ 38-1-182-68	по ТУ 38-1-239-69
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.Электрическая прочность масла, определяемая	30 35							



в стандартном сосуде, для трансформаторов напряжением: до 15 кВ выше 15 до 35 кВ от 60 до 220 кВ от 330 до 500 кВ	45 55	30 35 45 -	30 35 45 55	- - - 55	25 30 40 50	25 30 40 50	25 30 40 50	- - - 50
2. Содержание механических примесей	Отсутствие (визуально)							
3. Содержание взвешенного угля в трансформаторах и выключателях	Отсутствие							
4. Кислотное число, мг КОН на 1 г масла, не более	0,02	0,02	0,03	,01	0,02	0,02	0,03	0,01
5. Реакция водной вытяжки	Нейтральная							
6. Температура вспышки, °С, не ниже	135	150	135	135	135	150	135	135
7. Кинематическая вязкость, $1 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ , не более при 20°С при 50°С	- 9,0	28 9,0	30 9,0	- 9,0	- -	- -	- -	- -
8. Температура застывания, °С, не выше	-45	-45	-45	-53	-	-	-	-
9. Натровая проба, баллы, не более	1	1	1	1	-	-	-	-
10. Прозрачность при +5°С	Прозрачно							
11. Общая стабильность против окисления (по ГОСТ 981-75*): - количество осадков после окисления, %, не более - кислотное число окисленного масла, мг КОН на 1 г масла, не более	0,01 0,1	Отсут- ствие 0,1	0,03 0,3	Отсут- ствие 0,03	- -	- -	- -	- -
12. Тангенс угла диэлектрических потерь, %, не более <sup>2</sup> : при 20° С при 70° С при 90° С	0,2 1,5 -	0,2 2,0 -	0,05 0,7 1,5	- 0,3 0,5	0,4 2,0 -	0,4 2,5 -	0,1 1,0 2,0	- 0,5 0,7

Определение пробивного напряжения трансформаторного масла при частоте 50Гц производится в соответствии с требованиями нормативных документов с целью определения его качества. Наличие невидимой влаги, продуктов сгорания, окисления, разложения масла снижают его электрическую прочность.

Испытание производится с помощью аппаратов, например, АИМ-80, АИИ-70М и стандартной измерительной ячейки сосуда.

*Порядок испытаний и диагностирования.* В цепи обмотки ВН испытательного трансформатора включают сопротивление из расчета  $0,2-1\text{ Ом}$  на  $1\text{ В}$  для ограничения тока короткого замыкания в момент пробоя. Ток при пробое не должен быть менее  $20\text{ мА}$  при напряжении пробоя свыше  $15\text{ кВ}$ . В цепи обмотки НН устанавливают автоматический выключатель с временем срабатывания не более  $0,02\text{ с}$ . Форма кривой испытательного напряжения синусоидальна, а коэффициент амплитуды (отношение максимального значения напряжения к эффективному) испытательного напряжения в пределах  $1,34-1,48$ . Приборы, применяемые для измерения испытательного напряжения, должны иметь класс точности не ниже  $1,5$ .

Корпус измерительной ячейки изготавливают из изоляционного материала, который не взаимодействует с трансформаторным маслом. Например, фарфор, электроизоляционные пластмассы, электроизоляционное стекло. Электроды должны быть сферической формы диаметром  $25\text{ мм}$ , изготовленные из латуни и отполированы. Электроды должны быть смонтированы так, чтобы их оси находились на одной горизонтальной линии, параллельной нижней поверхности испытательной ячейки. Зазор между электродами должен составлять  $(2,5 \pm 0,05)\text{ мм}$ . Глубина погружения электродов в трансформаторное масло должна быть не менее  $15\text{ мм}$ .

При обнаружении потемнения поверхностей электродов они должны быть демонтированы, отполированы замшей, тщательно промыты растворителем и вновь смонтированы. Обработанную ячейку ополаскивают испытываемой жидкостью и заполняют порцией масла, предназначенной для испытания. В нерабочем состоянии измерительную ячейку хранят заполненную маслом, а пробивное напряжение такого масла в пределах нормы.

Если перед началом испытаний в пробе трансформаторного масла обнаружены капельки влаги, определение пробивного напряжения не производят, а качество масла характеризуют как неудовлетворительное.

Температура масла при испытании должна быть в пределах 15-35<sup>0</sup>С и не отличаться от температуры помещения. Плотный закрытый сосуд с пробой масла должен быть выдержан в помещении не менее 30 мин.

Перед заполнением измерительной ячейки емкость с пробой масла несколько раз осторожно переворачивают вверх дном для того, чтобы содержащиеся в пробе загрязнения равномерно распределились по всему объему. При этом нельзя встряхивать сосуд во избежание попадания пузырьков воздуха в испытываемое масло. Измерительную ячейку и электроды также ополаскивают небольшим количеством масла из сосуда с пробой. Затем медленно заполняют ячейку, следя за тем, чтобы непрерывная струя масла падала на стенку ячейки и не образовывалось пузырьков воздуха.

После заполнения ячейки до приложения напряжения должна быть выдержка 10 мин. При наличии в масле пузырьков воздуха последние следует удалить перемешиванием жидкости стеклянной палочкой. Подачу напряжения на испытательную ячейку производят в соответствии с инструкцией к аппарату, с помощью которого определяют электрическую прочность трансформаторного масла (напряжение пробоя).

Перед началом измерений проверяют исправность защитного заземления аппарата, блокировки, изоляции питающего провода и вилки. Работу выполняют в диэлектрических перчатках, стоя на диэлектрическом коврике. Перестановку измерительной ячейки, перемешивание масла в ней производят после отключения аппарата от сети. Подъем напряжения производят в автоматическом режиме плавно с постоянной скоростью, равной 2 кВ/с ± 20%.

При одном заполнении ячейки маслом выполняют шесть пробоев с интервалом в 5 мин, одновременно стеклянной палочкой перемешивают масло для удаления продуктов разложения из межэлектродного пространства, не допуская образования воздушных пузырьков. Напряжение пробоя определяют, как среднее значение  $U_{пр} = \sum U_{прi} / n$ .

*Диагностика методом измерения тангенса угла диэлектрических потерь масла* при частоте 50Гц характеризует его качество и зависит: для свежих масел – от степени очистки его на заводе, а в эксплуатации – от степени загрязнения и старения масла. При измерении  $tg\delta$  масла используют высоковольтные мосты переменного тока – Р-525, Р-5026, Р-595 и измерительную ячейку (рис. 4).

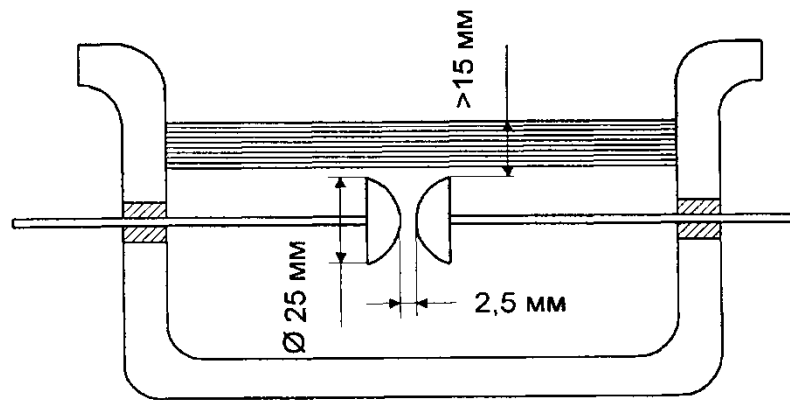


Рис. 4. Стандартная измерительная ячейка для измерения пробивного напряжения жидких диэлектриков

Электроды ячейки изготавливают из стали, а изолирующие прокладки – из твердых материалов с высоким электрическим сопротивлением, таких, как плавленый кварц, фторопласт-4 (тефлон). Электроды ячейки имеют контактные зажимы, обеспечивающие надежное соединение электродов с соответствующими элементами схемы. При этом охранной электрод присоединяют к заземлению и к экрану кабеля, соединяющего внутренний электрод с измерительным прибором (рис. 5).

Напряжение, приложенное к электродам измерительной ячейки, должно соответствовать напряженности электрического поля в рабочем зазоре, равной  $1 \text{ кВ/мм} \pm 3\%$ , если в стандартах на трансформаторное масло не указана другая величина. Источник напряжения обеспечивает синусоидальную форму кривой напряжения (коэффициент амплитуды от 1,34 до 1,48); колебания напряжения до 1%, а изменения частоты не более 0,5%.

В качестве нулевого индикатора при измерении мостом применяют вибрационный гальванометр, селективный микровольтметр и осциллоскоп. В подготовленной к опыту ячейке производят измерение емкости  $C_0$  и параметра  $\text{tg}\delta$ , если при этом  $\text{tg}\delta > 0,0001$ , то ячейку промывают. В нерабочем положении ячейку хранят заполненной чистым маслом.

При диагностике порядок работы при измерении  $\text{tg}\delta$  масла определяется инструкцией к мосту. Измерение  $\text{tg}\delta$  масла производят для двух значений температуры –  $20^\circ\text{C}$  и  $70^\circ\text{C}$  или  $20^\circ\text{C}$  и  $90^\circ\text{C}$ . Соответствующие указания имеются в технических условиях на конкретный сорт масла.

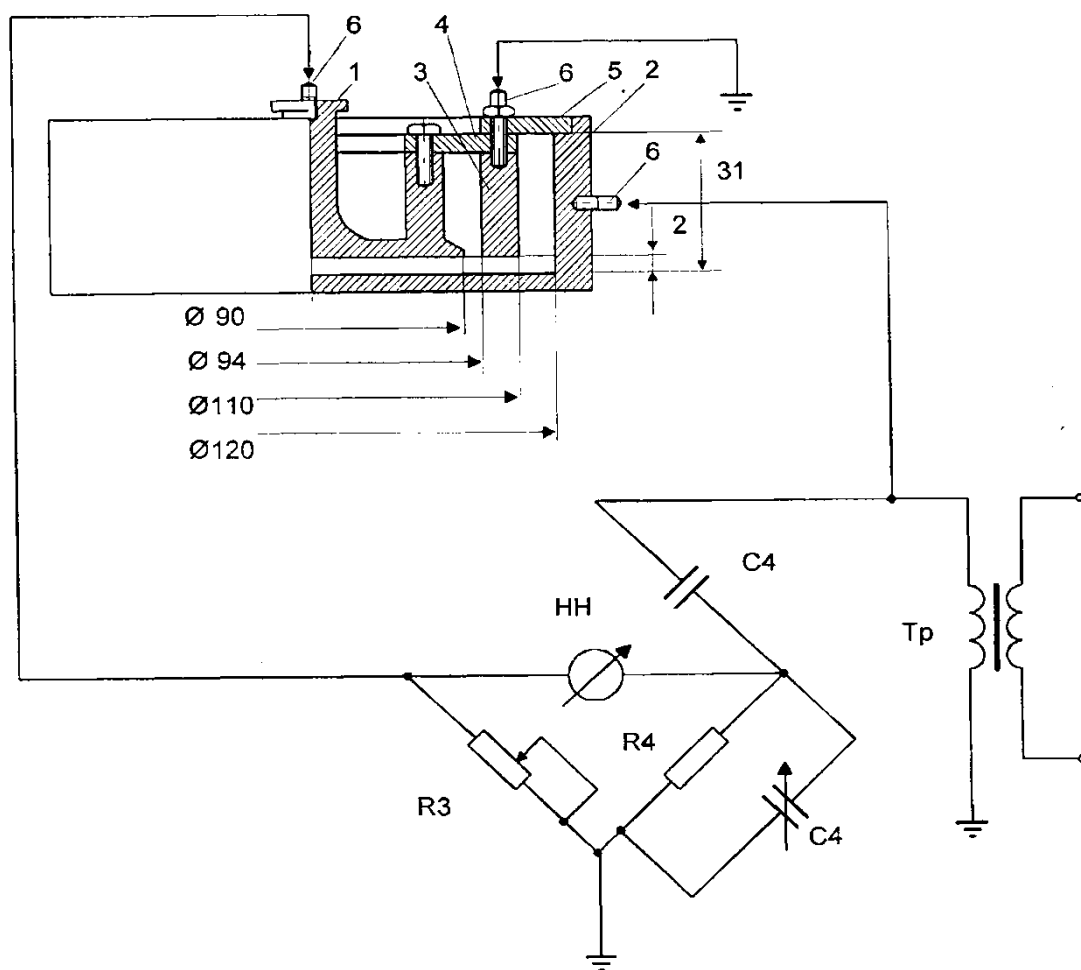


Рис. 5. Схема плоской измерительной ячейки с измерительным мостом для измерения тангенса угла диэлектрических потерь: 1 – измерительный электрод; 2 – высоковольтный электрод; 3 – охранный электрод; 4 и 5 – держатели из изоляционного твердого материала; 6 – зажимы для соединения с измерительной схемой; НИ – нулевой индикатор; Тр – высоковольтный трансформатор;  $R_3$ ,  $C_4$ ,  $R_4$  – элементы измерительного моста

Заполненную ячейку помещают в испытательный стенд и присоединяют к электрической схеме (рис. 5). Первое измерение производят при температуре, равной температуре помещения, затем масло нагревают и в течение 20 мин выдерживают ячейку, а затем определяют  $\operatorname{tg} \delta$  масла.

Измерительную ячейку держат под напряжением в процессе определения  $\operatorname{tg} \delta$ , а отсчет значения  $\operatorname{tg} \delta$  проводят не позже, чем через 3 мин после включения напряжения. Значение  $\operatorname{tg} \delta$  масла определяют по формуле

$$\operatorname{tg} \delta = \operatorname{tg} \delta_1 - \frac{C_0}{C_1} \operatorname{tg} \delta_0, \quad (2)$$

где  $C_0$ ,  $\operatorname{tg} \delta_0$  – параметры пустой ячейки;  $C_1$ ,  $\operatorname{tg} \delta_1$  – параметры ячейки с маслом.

Емкости  $C_0$ ,  $C_1$  подсчитывают в соответствии с указаниями инструкции к измерительному мосту. При  $\operatorname{tg} \delta_1 \gg \operatorname{tg} \delta_0$  принимают, что  $\operatorname{tg} \delta = \operatorname{tg} \delta_1$ .

*Диагностика трансформатора методом включения «скачком» на номинальное напряжение.* До включения трансформатора должны быть закончены монтаж и наладка всего оборудования (вспомогательного и распределительных устройств), системы управления, сигнализации, всех устройств релейной защиты, которые при первом включении установлены на отключение.

Первое включение заключается в 3-5 кратной подаче на ненагруженный трансформатор «скачком» номинального напряжения. Если защиты не отключили его и не наблюдается признаков «аварийной» работы, то трансформатор диагностируется путем наблюдения (прослушивания).

Выполняют измерение тока холостого хода трансформатора, включенного на номинальное напряжение амперметром класса не ниже 0,5. Ток холостого хода трансформатора не нормируется (составляет 2-3% от номинального тока), причем в трехфазных трансформаторах он одинаков в обмотках крайних сердечников, у среднего на 20-35% меньше, а затем токи сравнивают с заводскими данными.

Для измерения тока холостого хода не применяют полупроводниковые приборы, т. к. ток такого прибора отличается от синусоидального. При оценке результатов измерений учитывают погрешность измерительных трансформаторов тока, работающих при малом первичном токе.

Если величина тока холостого хода превышает значение, приведенное в протоколах заводских испытаний, за трансформатором устанавливают дополнительный контроль во время эксплуатации (возможный признак наличия виткового замыкания или дефекта в стали магнитопровода).

*Диагностика и испытания трансформаторов, находящихся в эксплуатации.* Трансформаторы и автотрансформаторы (далее трансформаторы), находящиеся в эксплуатации, подвергают периодическим проверкам, испытаниям и диагностированию в объеме и

сроки, предусмотренные нормативной документацией. Профилактические испытания и диагностику объекта проводят при проведении капитального ремонта «К», текущего ремонта «Т» и в межремонтный период «М».

Ремонт «К» – для трансформаторов от 10кВ до 110кВ – по результатам их испытаний и техническому состоянию.

Ремонт «Т» – для трансформаторов с РПН – 1 раз в год; для трансформаторов без РПН главных ТП напряжением 35кВ и выше – не реже 1 раза в 2 года; для остальных – по мере необходимости, но не реже 1 раза в 4 года; для трансформаторов, установленных в месте усиленного загрязнения – по местным инструкциям.

Объем диагностирования и профилактических испытаний, предусмотренный ПЭЭП, включает следующие работы: определение условий включения, отношений  $C_2/C_{50}$  и  $\Delta C/C$  трансформатора; измерение сопротивления изоляции обмоток с определением  $R_{60}/R_{15}$ , ярмовых балок, прессующих колец и доступных для выявления замыкания стяжных шпилек; измерение тангенса угла диэлектрических потерь  $tg\delta$  изоляции обмоток; испытание повышенным напряжением промышленной частоты изоляции обмоток 35кВ и ниже вместе с вводами, изоляции доступных для испытания стяжных шпилек, прессующих и ярмовых балок; измерение сопротивления обмоток постоянного току; проверку коэффициента трансформации, а также группы соединения обмоток трехфазных трансформаторов и полярности выводов однофазных трансформаторов.

Диагностика и профилактические испытания также включают: измерение тока и потерь холостого хода; проверку работы переключающего устройства; испытания бака с радиаторами статическим давлением столба масла; проверку устройств охлаждения и состояния индикаторного силикагеля; фазировку трансформатора, а также испытания масла из трансформаторов и баков контакторов устройств РПН. Испытания трансформаторов включением толчком на номинальное напряжение и испытание вводов.

*Диагностику методом измерения сопротивления изоляции обмоток с определением  $R_{60}/R_{15}$  проводят при ремонтах «К», «Т» и «М» как до ремонта, так и после его окончания мегаомметром на 2500В по типовым схемам. При текущем ремонте измерения производят, если для этого не требуется расшиновка трансформатора.*

Наименьшие допустимые значения сопротивления изоляции регламентируются табл. 9.

Таблица 9

Наименьшие допустимые сопротивления изоляции  $R_{60}$  обмоток трансформатора в масле

Номинальное напряжение обмотки высшего напряжения, кВ	Значения $R_{60}$ , МОм, при температуре обмотки, °С						
	10	20	30	40	50	60	70
До 35	450	300	200	130	90	60	40
110	900	600	400	260	180	120	80
Свыше 110	Не нормируется						

При текущем ремонте и межремонтных испытаниях сопротивления  $R_{60}$  и  $R_{60}/R_{15}$  не нормируются (не должны снижаться за время ремонта более, чем на 30%). Данные учитывают при комплексной диагностике и рассмотрении всех результатов измерений параметров изоляции.

*Диагностика методом измерения сопротивления изоляции ярмовых балок, прессующих колец и доступных для выявления замыкания стяжных шпилек* проводят при ремонтах «К» и «Т». Диагностирование изоляции доступных стяжных шпилек, ярмовых балок и прессующих колец выполняют для выявления замыкания у масляных трансформаторов только при капитальном ремонте, а у сухих трансформаторов и при текущем ремонте.

Сопротивление изоляции доступных стяжных шпилек, ярмовых балок, прессующих колец измеряют мегаомметром на 2500В для масляных трансформаторов и 1000В для сухих силовых трансформаторов. Величина сопротивления изоляции не нормируется, из практики эксплуатации известно, что параметр должен быть в пределах (2...3) МОм для масляных трансформаторов для номинального напряжения 10кВ и от 10 до 20МОм для трансформаторов 110кВ и выше. Для сухих трансформаторов величина сопротивления изоляции находится в пределах от 1 до 2МОм.

Состояние стяжных шпилек и прессующих колец контролируют относительно стали магнитопровода и ярмовых балок, а ярмовые балки проверяют относительно магнитопровода. При удовлетворительных результатах диагностируют изоляцию стяжных



шпилек и ярмовых балок напряжением 1000В частотой 50Гц. Продолжительность контроля 1 мин.

При эксплуатации трансформаторов изоляцию шпилек, ярмовых балок и прессующих колец считают неудовлетворительной при снижении параметров более, чем на 50% от исходных величин. Причиной плохого состояния изоляции являются заусеницы и грязь под стальными шайбами.

После диагностирования заземление всех четырех ярмовых балок и магнитопровода трансформатора должно быть восстановлено. Незаземленными остаются только стяжные шпильки ярма.

*Диагностику и испытание повышенным напряжением промышленной частоты* проводят при ремонтах «К» изоляции обмоток 35кВ и ниже вместе с вводами. Испытания изоляции трансформаторов выполняют при капитальном ремонте в случаях замены обмоток и изоляции. Испытания проводят повышенным напряжением промышленной частоты, равным заводскому испытательному напряжению в течение 1 мин.

При частичной замене обмоток испытательное напряжение выбирают в зависимости от того, сопровождалась ли замена части обмоток снятием их с сердечника или нет. Наибольшее испытательное напряжение при частичном ремонте принимают равным 90% напряжения, принятого заводом. При капитальном ремонте без замены обмоток и изоляции или с заменой изоляции, но без замены обмоток, испытательное напряжение составляет 85% заводского испытательного напряжения.

*Диагностику изоляции доступных для испытания стяжных шпилек, прессующих колец и ярмовых балок* выполняют в случае визуального осмотра активной части трансформатора. Испытание выполняют напряжением 1кВ промышленной частоты в течение 1 мин, если заводом-изготовителем не установлены более жесткие нормы испытания. Испытание можно заменить измерением одноминутного значения сопротивления изоляции мегомметром на напряжение 2500В.

*Диагностику и испытания масла из бака* проводят при ремонтах «К», «Т» и «М» в следующих случаях: после капитального ремонта; не реже 1 раза в 5 лет для трансформаторов мощностью свыше 630кВА, работающих с термосифонными фильтрами; не реже 1 раза в 3 года для трансформаторов мощностью свыше 630кВА, работающих без фильтров.

В трансформаторах мощностью до 630кВА проба масла не отбирается. При состоянии изоляции «не норма» производят работы по восстановлению изоляции, замене масла и силикагеля в термосифонном фильтре. Измерение  $\tan\delta$  масла производят у трансформаторов на напряжение 220кВ, а также у трансформаторов, имеющих повышенное значение  $\tan\delta$  изоляции.

*Диагностику и испытания масла из баков контакторов устройств РПН* проводят при ремонтах «Т» и «М» после числа переключений, указанного в инструкции по эксплуатации, но не реже 1 раза в год (табл. 10).

Таблица 10

Предельно допустимые показатели качества масла

Наименование показателя	Значение
Наименьшее пробивное напряжение, определяемое в стандартном аппарате для трансформаторов, аппаратов и вводов на напряжение, кВ до 15 выше 15 до 35 выше 60 до 220	20 кВ 25 кВ 35 кВ
Содержание механических примесей по визуальному определению	0
Содержание взвешенного угля (определяется только для масляных выключателей) не более	1 балла
Кислотное число не более	0,25 мг КОН/г
Содержание водорастворимых кислот и щелочей для трансформаторов мощностью более 630 кВА и маслонеполненных герметичных вводов для негерметичных вводов для трансформаторов мощностью до 630 кВА	0,014 мг КОН/г 0,03 мг КОН/г Не определяется
Снижение температуры вспышки по сравнению с предыдущим анализом не более	5 <sup>0</sup> С
Тангенс угла диэлектрических потерь при 70 <sup>0</sup> С, не более	7%
Влагосодержание по массе	По заводским нормам
Содержание газов	То же

По результатам испытания масло меняют при пробивном напряжении ниже: 25кВ в контакторах с изоляцией 10кВ; 30 кВ – с изоляцией 35кВ; 35кВ – с изоляцией 40кВ; 110кВ – с изоляцией 220кВ, а также, если в масле обнаружена вода (определение качественное) или механические примеси (определение визуальное).

В табл. 10 приведены предельно допустимые значения показателей качества эксплуатационного трансформаторного масла всех марок. Значения показателей свежего сухого масла перед заливкой в оборудование, а также масла после заливки в электроэнергетическое оборудование и перед вводом в эксплуатацию устанавливаются соответствующими нормативными документами.

*Диагностику методом испытания включением толчком на номинальное напряжение* проводят при ремонте «К». Трансформаторы, работающие в блоке с генератором, включают в сеть с подъемом напряжения с нуля. В процессе трех- пятикратного включения трансформатора на номинальное напряжение не должны иметь место явления, указывающие на неудовлетворительное состояние трансформаторов.

*Испытание встроенных трансформаторов тока* проводится при ремонтах «К» и «М». Испытание встроенных трансформаторов тока не проводится для сухих трансформаторов независимо от мощности.

## **2. ПРИБОРЫ И ОБОРУДОВАНИЕ**

1. Элементы оборудования силового масляного трансформатора.
2. Мегаомметры напряжением 1000В и 2500В.
3. Аппарат испытания изоляции напряжением 70кВ – АИИ - 70М.
4. Комплект электрозащитных средств.
5. Соединительные провода и приспособления.

## **3. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ**

1. Анализ объекта диагностирования – силового масляного трансформатора.
2. Визуальный осмотр и тепловизионный контроль силового масляного трансформатора.
3. Диагностика и измерение сопротивления изоляции силового масляного трансформатора.

4. Диагностика и испытание силового масляного трансформатора повышенным напряжением выпрямленного тока.
5. Заполнение протоколов диагностики масляного трансформатора.

#### **4. СОДЕРЖАНИЕ ОТЧЕТА О РАБОТЕ**

1. Цель и краткие сведения о силовых масляных трансформаторах.
2. Анализ объекта диагностирования – силового масляного трансформатора (Приложение 3).
3. Протокол визуального осмотра и тепловизионного контроля силовых масляных трансформаторов (Приложение 9).
4. Протокол диагностики и измерения сопротивления силовых масляных трансформаторов (Приложение 10).
5. Протокол диагностики и испытания силовых масляных трансформаторов повышенным напряжением выпрямленного тока (Приложение 11).
6. Нормы тепловизионного контроля оборудования (Приложение 12).
5. Схемы диагностики, испытаний и измерений трансформаторов.
6. Выводы по работе.

#### **5. ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ**

1. В соответствии с требованиями каких нормативных документов осуществляется диагностика и испытания масляных трансформаторов в процессе подготовки, монтажа и проведении приемо-сдаточных испытаний, и силовых масляных трансформаторов, находящихся в эксплуатации?
2. При каких ремонтах проводятся испытания и диагностика трансформаторов?
3. Какие условные обозначения типов трансформаторов вы знаете?
4. Какие условные обозначения систем охлаждения масляных трансформаторов существуют?
5. Что включает в себя диагностика методом измерений, испытаний и проверок трансформаторов?
6. Что включает в себя внешний осмотр перед началом диагностирования трансформаторов?

7. Что включает в себя диагностика и измерение характеристик изоляции трансформаторов?
8. Как проверяется температурный режим при проведении диагностики?
9. Как выполняют диагностику и измерение сопротивлений?
10. Как выполняется диагностика и измерение тангенса угла диэлектрических потерь?
11. Как производится диагностика и измерение ёмкости?
12. Как осуществляют диагностику и определение влажности изоляции силовых трансформаторов?
13. Как выполняется диагностика методом определения влажности по коэффициенту абсорбции?
14. Как проводят диагностику и испытания повышенным напряжением промышленной частоты?
15. Как проводится диагностика и испытание трансформаторного масла?
16. Каков порядок испытаний при определении пробивного напряжения трансформаторного масла?
17. Как выполняется диагностика методом измерения тангенса угла диэлектрических потерь масла?
18. Из чего состоит схема плоской измерительной ячейки с измерительным мостом для измерения тангенса угла диэлектрических потерь?
19. Как выполняется диагностика трансформатора методом включения «скачком» на номинальное напряжение?
20. Как проводится диагностика и испытания трансформаторов, находящихся в эксплуатации?
21. Что предусматривает объем диагностирования и профилактических испытаний трансформаторов, предусмотренный ПТЭПП?
22. Как проводится диагностика методом измерения сопротивления изоляции обмоток трансформаторов, находящихся в эксплуатации?
23. Как выполняют диагностику методом измерения сопротивления изоляции ярмовых балок трансформаторов, находящихся в эксплуатации?

24. Как проводят диагностику и испытания повышенным напряжением промышленной частоты трансформаторов, находящихся в эксплуатации?

25. Как проводят диагностику и испытания масла из основного бака трансформаторов, находящихся в эксплуатации?

26. Как проводят диагностику и испытания масла из баков контакторов устройств РПН трансформаторов, находящихся в эксплуатации?

27. Как проводят диагностику методом испытания включением толчком на номинальное напряжение трансформаторов, находящихся в эксплуатации?

## **ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 4. ДИАГНОСТИКА АСИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ**

### **Цель работы:**

Ознакомиться с различными методами диагностики оборудования силовых масляных трансформаторов.

### **Задачи работы:**

1. Изучить объект диагностирования – асинхронные двигатели электроэнергетического оборудования.
2. Знать диагностическую модель и методы диагностики двигателей переменного тока.
3. Получить навыки работы с приборами и устройствами для испытаний и диагностирования асинхронных двигателей.

## **1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ**

В процессе монтажа, пусконаладочных работ и эксплуатации двигатели переменного тока, например, асинхронные двигатели электроэнергетического оборудования, подвергают испытаниям и диагностированию для определения работоспособности, штатного включения и безаварийной эксплуатации в соответствии требованиями главы 1.8 «Нормы приемо-сдаточных испытаний» Правил устройства электроустановок (ПУЭ).

Диагностирование электрических машин, находящихся в эксплуатации, производится в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП), приложение 3 «Нормы испытания электрооборудования

и аппаратов электроустановок потребителей» и документацией завода-изготовителя.

В процессе монтажа, пусконаладочных работ и эксплуатации диагностированию подвергают асинхронные двигатели с короткозамкнутым (к.з.) и фазным ротором (рис. 1 и 2).

Достоинства асинхронных двигателей с к.з. ротором – простота конструкции и отсутствие прямого контакта между вращающейся и статической частями устройства, что обеспечивает отсутствие механического износа данных узлов (рис. 1).

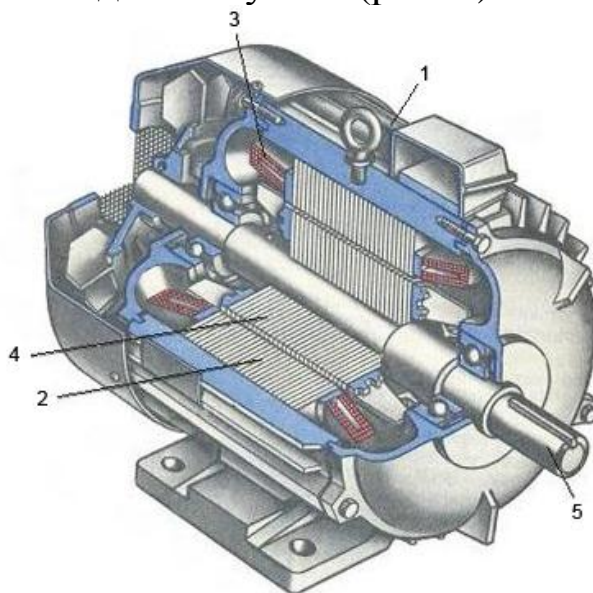


Рис. 1. Асинхронный двигатель с короткозамкнутым. ротором в разрезе: 1 – станина; 2 – сердечник статора; 3 – обмотка статора; 4 – сердечник ротора с короткозамкнутой обмоткой; 5 – вал

Основа двигателя – обмотки статора и магнитопровод ротора, остальные детали исполняют конструктивную роль, обеспечивая необходимую прочность, охлаждение, крепление и т.п. Двигатель имеет короткозамкнутую обмотку ротора, состоящую из медных или алюминиевых стержней, замкнутых с двух торцов кольцами типа «беличья клетка».

У асинхронного двигателя с фазным ротором (рис. 2) обмотка ротора двигателя выполняется трёхфазной аналогично обмотке статора, с тем же числом пар полюсов. При монтаже витки обмотки закладывают в пазы сердечника ротора и выполняют по схеме «звезда». Концы каждой фазы соединяют с контактными кольцами, закреплёнными на валу ротора, и через щётки выводят во внешнюю цепь. Контактные кольца изготавливают из латуни или стали, которые изолированы друг от друга и от вала. В качестве щёток исполь-

зуют металлографитовые щётки, которые прижимаются к контакт-ным кольцам с помощью пружин щёткодержателей, закреплённых неподвижно в корпусе машины.

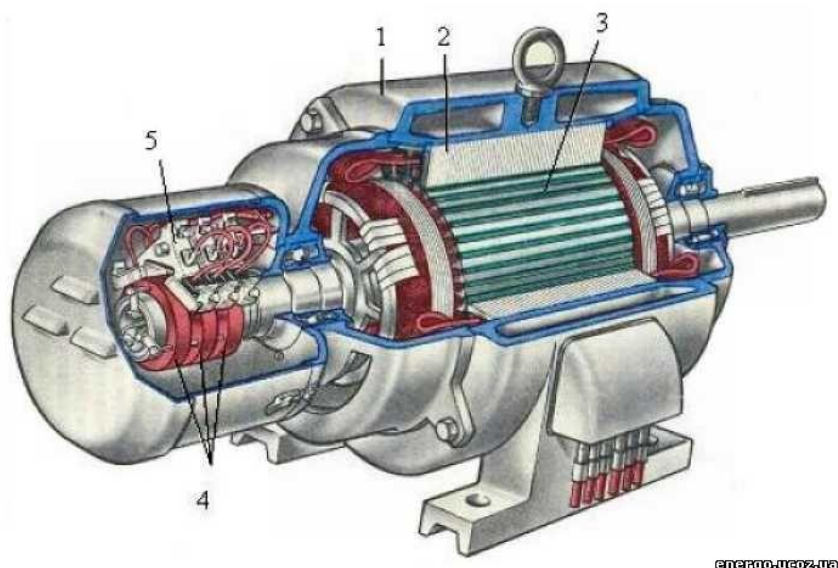


Рис. 2. Асинхронный двигатель с фазным ротором в разрезе:  
1 – станина; 2 – обмотка статора; 3 – ротор; 4 – контактные кольца;  
5 – щетки

*Диагностирование и приемо-сдаточные испытания асинхронного двигателя.*

Перед началом приемо-сдаточных испытаний проводят диагностирование методом внешнего осмотра двигателя. На объекте диагностики проверяют:

- соответствие паспортных данных техническим условиям;
- комплектность двигателя;
- наличие и содержание технической документации по монтажу и эксплуатации;
- заполнение подшипников смазкой до заданного уровня и отсутствие течи масла;
- целостность изоляции и соединений видимых частей обмоток и выводов;
- состояние контактных колец и щеточного механизма у двигателей с фазным ротором;
- наличие работоспособных контрольно-измерительных приборов, защитной и сигнальной аппаратуры;
- надежность и качество заземления корпуса;



- наличие и состояние средств пожаротушения.

Диагностику двигателей переменного тока начинают методом внешнего осмотра и проверки характеристик изоляции для оценки необходимости сушки изоляции обмоток, а затем проверяют все остальные параметры и проводят испытание изоляции повышенным напряжением переменного тока. Если изоляция объекта диагностики требует сушки, то все проверки и соответствующие испытания выполняются после нее.

Вводимые в эксплуатацию асинхронные двигатели в соответствии с требованиями ПУЭ диагностируют и испытывают по этапам.

Вначале определяют возможность включения двигателей напряжением выше 1000В без сушки. Измеряют сопротивления изоляции. Проводят испытание повышенным напряжением промышленной частоты. Измеряют сопротивления постоянному току обмоток статора и ротора, а также реостатов и пускорегулировочных резисторов. Проводят измерение зазоров между сталью ротора и статора, а также зазоров в подшипниках скольжения. Выполняют измерение вибрации подшипников двигателя, а также разбега ротора в осевом направлении. Выполняют проверку работы объекта диагностики на холостом ходу и с ненагруженным механизмом, а также работу под нагрузкой.

*Диагностирование возможности включения объекта без сушки.*

Согласно нормативной и заводской документации объекты диагностики условно разделяют на две группы:

I – двигатели мощностью до 5МВт включительно, имеющие частоту вращения не более 1500об/мин;

II – генераторы и синхронные компенсаторы, а также машины переменного тока, не отнесенные к группе I.

Критериями оценки состояния изоляции обмоток объекта диагностики являются: сопротивление изоляции  $R_{60}$ , коэффициент абсорбции  $K_{ABC}$ , коэффициент нелинейности и характеристики токов утечки

$$K_H = \frac{R_{МИН}}{R_{МАКС}}, R_{МИН} = \frac{U_{МИН}}{i_{УМИН}}, R_{МАКС} = \frac{U_{МАКС}}{i_{УМАКС}}, \quad (1)$$

где  $U_{\text{МИН}}$  и  $U_{\text{МАКС}}$  – минимальные и максимальные ступени испытательного напряжения;  $i_{\text{УМИН}}$  и  $i_{\text{УМАКС}}$  – соответствующие ступеням испытательного напряжения токи утечки. Допустимые значения величин для двигателей напряжением выше 1000В приведены в табл. 1.

Таблица 1

Допустимые значения измеренных величин для двигателей  
напряжением выше 1000В

Измеряемые величины для контроля увлажненности изоляции обмоток статоров двигателей переменного тока	Допустимые значения величин для двигателей	
	I группа	II группа
Сопротивление изоляции обмоток $R_{60}$ (замеренное через 60с после начала измерений), измеренное при температуре не ниже $+10^{\circ}\text{C}$ .	Не менее значений приведенных в документации	При отсутствии заводских данных определяют минимальное значение сопротивления изоляции $R_{60}$ , при $t=+75^{\circ}\text{C}$ . Если значение $R_{60}$ менее 0,5МОм, за наименьшее допустимое значение $R_{60}$ принимается 0,5МОм. Если значение $R_{60}$ измеряется при температуре обмотки меньше $+75^{\circ}\text{C}$ , то параметр умножается на коэффициент пересчета $K_t$ :
Коэффициент абсорбции $K_{\text{абс}}$ , равный отношению одномоментного сопротивления изоляции к 15-секундному значению $R_{60}/R_{15}$ при температуре измерения от 10 до $30^{\circ}\text{C}$ .	Не менее 1,2	Не менее 1,3
Характеристика токов утечки при приложении выпрямленного испытательного напряжения и коэффициента нелинейности.	Снятие характеристики производится при условии неудовлетворительных значений $R_{60}$ ( $K_{\text{абс}}$ ). Величина токов утечки не должна превышать значений, приведенных в табл. 4. Характеристика токов утечки не должна иметь крутых изгибов, а $K_H$ должен быть не более 3.	Снятие характеристик токов утечки и определение коэффициента нелинейности обязательно.  Токи утечки не должны превышать значений, приведенных в табл. 4.  Характеристика токов утечки не должна иметь крутых изгибов, $K_H$ должен быть не более 3.

Значение  $R_{60}$  при температуре обмотки ниже  $+75^{\circ}\text{C}$  подсчитывается по формуле (2) и умножается на коэффициент пересчета  $K_T$ , определяемый в зависимости от температуры:

$t, ^{\circ}\text{C}$	-10	0	30	40	50	60	70	75
$K_T$	-9,4	6,7	4,7	3,4	2,4	1,7	1,2	1,0

При отсутствии данных минимальное значение сопротивления изоляции  $R_{60}$ , МОм, при рабочей температуре  $t=+75^{\circ}\text{C}$ , определяют как

$$R_{60} = \frac{U_{НОМ}}{1000 + 0,01P_{НОМ}}, \quad (2)$$

где  $U_{НОМ}$  – номинальное напряжение двигателя, В;  $P_{НОМ}$  – номинальная мощность, кВт.

Абсолютные значения сопротивления изоляции – одной фазы обмоток статоров двигателей I группы, измеренных при температуре не ниже  $+10^{\circ}\text{C}$ , должны быть не менее указанных в табл. 2.

Таблица 2

Значения сопротивления изоляции для двигателей I группы

Температура обмотки, $^{\circ}\text{C}$	Значение сопротивления $R_{60}$ , МОм, при номинальном напряжении двигателя, кВ		
	3-3,15	6-6,3	10-10,5
10	35	75	125
20	25	50	85
30	18	35	60
40	12	24	40
50	9	16	27
60	6	10	18
75	3	6	10

Величина  $U_{МАКС}$  для объекта диагностики I группы принимается равной  $2,5U_{НОМ}$ , а для двигателей II группы принимается в соответствии со значениями, приведенными в табл. 3.

Таблица 3

## Допустимые испытательные напряжения для II группы

Мощность, кВА	Номинальное напряжение, В	Испытательное выпрямленное напряжение, В
До 1000	Все напряжения	$1,2 (2U_{\text{ном}} + 1000)$
От 1000	До 3300 до 6600 включительно	$1,2 (2U_{\text{ном}} + 1000)$
	От 3300 до 6600 включительно	$1,2 \cdot 2,5 U_{\text{ном}}$
	Выше 6600	$1,15 (2U_{\text{ном}} + 3000)$

Минимальная величина  $U_{\text{мин}}$  для I группы принимается равной  $0,5U_{\text{ном}}$ , а для II группы – не более  $0,2U_{\text{ном}}$ .

Допустимые значения токов утечки через изоляцию двигателей приведены в табл. 4.

Таблица 4

## Предельные значения токов утечки

Ступени испытательного напряжения по отношению к $U_{\text{ном}}$	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
Наибольший допустимый ток утечки, мА	250	500	1000	2000	3000	3000

Снятие характеристик токов утечки допускается при минимальной величине сопротивления изоляции обмоток статора 1 МОм на 1000В номинального напряжения двигателя при температуре не ниже  $10^{\circ}\text{C}$ .

Измерение токов утечки через изоляцию двигателя производится по схеме, показанной на рис. 3.

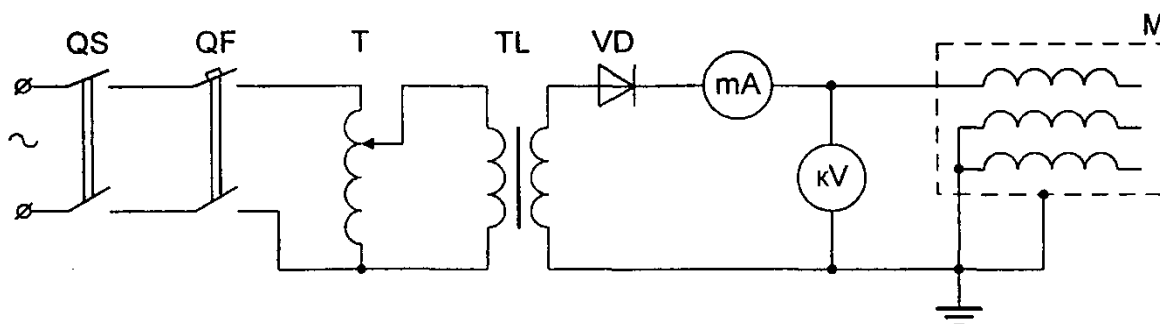


Рис. 3. Схема измерения токов утечки через изоляцию двигателя

Выпрямленное напряжение подводится к каждой фазе обмотки относительно корпуса при двух других, соединенных между со-

бой и «землей». При наличии параллельных ветвей фаз обмотки объекта диагностики каждая ветвь испытывается отдельно.

Проводник, с помощью которого на обмотку двигателя подается испытательное напряжение выпрямительного тока, прокладывается и закрепляется на расстоянии менее, чем 0,5м от корпуса двигателя и других заземленных частей во избежание перекрытия и попадания высокого потенциала на электроэнергетическое оборудование.

На первом этапе, не подсоединяя фазу обмотки статора, плавно увеличивают напряжение и замеряют токи утечки измерительной схемы для корректировки результатов измерений. Затем, после присоединения обмотки двигателя, поднимают напряжения не менее, чем пятью равными ступенями в диапазоне от  $U_{\text{мин}}$  до  $U_{\text{макс}}$ . На каждой ступени напряжение выдерживают в течение 1мин, а ток утечки измеряется через каждые 15 и 60с.

Если в процессе диагностирования возникают колебания или уменьшаются значения испытательного напряжения на любой ступени, испытания проводят повторно. Если же в процессе диагностирования ток утечки возрастает или его значение превышает предельное значение (табл. 4), испытания прекращают, устраняют причину – загрязнение, увлажнение, а затем повторяют испытания.

Характеристика тока утечки  $I_{\text{ут}} = f(U_{\text{и}}/U_{\text{ном}})$  объекта диагностики должна быть близка к линейной (рис. 4).

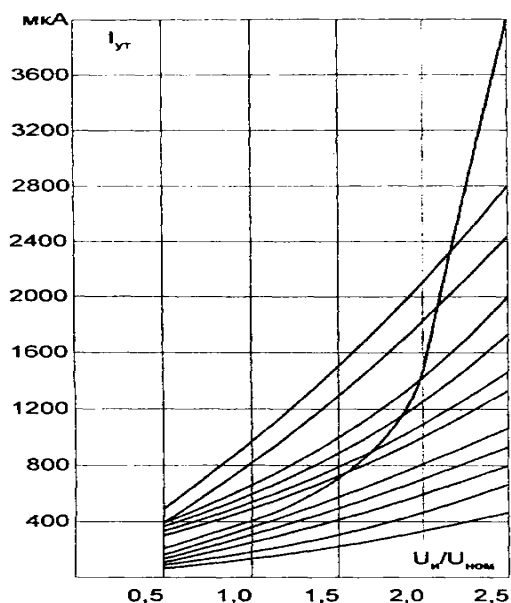


Рис. 4. Характеристики тока утечки через изоляцию двигателя

Нарушение линейности свидетельствует об увлажненности изоляции. Резкое расхождение величин тока по фазам (больше, чем в 2-3 раза) указывает на дефекты изоляции объекта диагностики.

После измерений токов утечки импульсную обмотку двигателя разряжают путем заземления не менее, чем на 5 мин. Измерение токов утечки обмоток статора двигателя, имеющего шесть выводов (начала и конца обмоток), должны производиться по каждой фазе. При наличии трех выводов обмоток статора двигателя характеристику токов утечки не снимают. Обязательным условием для включения таких двигателей является соблюдение допустимых значений  $R_{60}$  и  $K_{ABC}$  при значениях  $R_{60}$ , вдвое меньших по сравнению с приведенными в табл. 1.

Сопротивление изоляции обмоток роторов двигателей напряжением выше 1000В при температуре от 10 до 20<sup>0</sup>С должно быть не менее 0,2МОм.

*Диагностику методом измерения сопротивления изоляции обмотки статора напряжением до 1000В* выполняют мегаомметром на напряжение 1000В. Величина сопротивления изоляции не менее 0,5МОм при температуре от 10 до 30<sup>0</sup>С. Измерение сопротивления изоляции обмотки ротора двигателя с фазным ротором производят мегаомметром на напряжение 500В. Величина сопротивления изоляции не менее 0,2МОм при температуре 10-30<sup>0</sup>С (допускается не ниже 2 кОм при +75<sup>0</sup>С или +20<sup>0</sup>С для неявнополусных роторов).

*Диагностику методом измерения сопротивления изоляции встроенных температурных индикаторов* производят мегаомметром на напряжение 250В, а сопротивления изоляции подшипников двигателей напряжением выше 1000В выполняют мегаомметром на напряжение 1000В. Величина сопротивления изоляции не нормируется.

*Диагностику методом измерения изоляции обмоток статора двигателей напряжением выше 1000В* проводят с помощью мегаомметра на напряжение 1000 или 2500В. Мегаомметры напряжением 2500В применяют для измерения сопротивления изоляции обмоток статоров двигателей переменного тока с напряжением 6кВ и выше.

После окончания измерений сохранившийся на обмотке потенциал высокого напряжения разряжают путем замыкания ее на корпус. Продолжительность разряда для обмоток с номинальным

напряжением 3кВ и выше должна быть не менее 15с для двигателей до 1000кВт и 60с для двигателей больше 1000кВт.

Измерение сопротивления изоляции обмоток относительно корпуса двигателя и между обмотками производят для каждой цепи при соединении всех прочих цепей с заземленным корпусом объекта диагностики.

*Диагностику и испытание повышенным напряжением промышленной частоты* выполняют на собранном двигателе путем пусконаладочных проверок, измерений и испытаний на неподвижном двигателе, а затем проводят комплексные испытания.

Изоляцию двигателя диагностируют повышенным напряжением переменного тока при требуемых нормативными документами результатах измерения сопротивления изоляции, коэффициента абсорбции, токов утечки и коэффициента нелинейности. Диагностику и испытание электрической прочности изоляции обмотки статора относительно корпуса и между фазами производят переменным током частотой 50Гц (рис. 5).

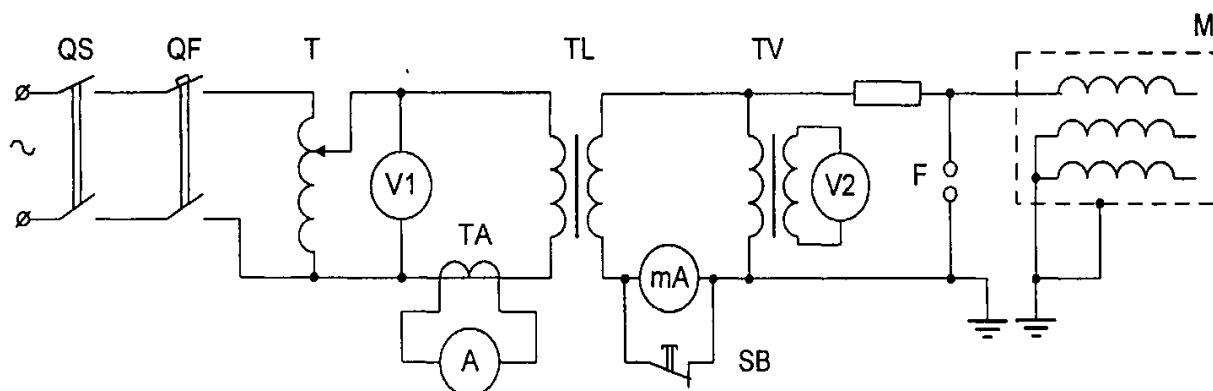


Рис. 5. Схема испытания изоляции обмотки статора двигателя повышенным напряжением переменного тока

У двигателей, не имеющих выводов каждой фазы в отдельности, выполняют испытание всей обмотки относительно заземленного корпуса. Испытательный трансформатор TL выбирают с запасом по напряжению и мощности. Требуемая мощность  $S$  трансформатора, кВА,

$$S = \omega C U_{исп}^2 10^{-6}, \quad (3)$$

где  $\omega = 2\pi f$  – угловая частота;  $C$  – емкость изоляции обмотки, пФ;  $U_{исп}$  – величина испытательного напряжения, кВ.

Питание трансформатора TL происходит через индукционный регулятор или регулируемый трансформатор от трехфазной сети.

Для трансформаторов ТЛ с пределом испытательного напряжения не выше 3кВ применяют реостаты, включенные по схеме потенциометра. При диагностике двигателей мощностью более 2000кВт и напряжением 6кВ и выше включают параллельно обмотке шаровой разрядник.

В табл. 5 приведены значения пробивных напряжений для различных диаметров шарового разрядника.

Таблица 5

Пробивные напряжения шаровых разрядников

Диаметр, см	Верхний предел измерения		Нижний предел измерения	
	Искровой промежуток, мм	Пробивное напряжение (действующее значение), кВ	Искровой промежуток, мм	Пробивное напряжение (действующее значение), кВ
2	15	28,3	0,5	1,9
5	35	58,3	3	5,7
6,5	45	71,5	4	10
10	75	109,6	5	11,9

До начала испытаний устанавливают требуемый искровой промежуток разрядника, т.к. напряжение искрового промежутка зависит от состояния окружающей среды (давления, температуры, влажности и др.).

Увеличивая плавно напряжение до разрядного, фиксируют его значения по вольтметру, после этого установку отключают, очищают поверхность шаров от следов разряда, а затем снова подают напряжение и повторяют эксперимент несколько раз. За истинное значение разрядного напряжения принимается среднее из 10 разрядов. При необходимости производится регулировка расстояния искрового промежутка. Напряжение пробоя разрядника не должно превышать более, чем на 10% заданного значения испытательного напряжения. Значения испытательных напряжений приведены в табл. 6. Время испытания 1 мин.



Таблица 6

Испытательное напряжение промышленной частоты для  
двигателей переменного тока

Испытуемый объект	Характеристика двигателя	Испытательное напряжение, кВ
Обмотка статора	Мощность до 1МВт, номинальное напряжение выше 1кВ Мощность выше 1МВт, номинальное напряжение до 3,3кВ Мощность выше 1 МВт, номинальное напряжение выше 3,3 до 6,6кВ Мощность выше 1МВт, номинальное напряжение выше 6,6кВ	$1,6U_{\text{ном}} + 0,8$ $1,6U_{\text{ном}} + 0,8$ $2U_{\text{ном}}$ $1,6 U_{\text{ном}} + 2,4$
Обмотка ротора синхронного двигателя	-	$8U_{\text{ном}}$ системы возбуждения, но не менее 1,2.
Обмотка ротора двигателя с фазным ротором	-	1
Реостат и пускорегулирующий резистор	-	1
Резистор гашения поля синхронного двигателя	-	2

Результаты испытаний считают удовлетворительными, если в процессе диагностики и испытаний не происходило пробоя изоляции или перекрытия ее скользящим разрядом. Явление «образования короны» на поверхности изоляции двигателя во внимание не принимается. Пробой изоляции характеризуется резким и устойчивым спаданием испытательного напряжения. Перекрытие скользящими разрядами сопровождается неустойчивым понижением испытательного напряжения.

*Диагностику методом проверки работы двигателя на холостом ходу* производят после окончания всех испытаний, при этом для пуска двигателя на холостом ходу или с ненагруженным механизмом осуществляют ряд организационно-технических мероприятий. Для пуска двигателя получают разрешение от организации, выполняющей монтаж объекта диагностирования, а также от организации, проводившей монтаж рабочего механизма.

Перед подачей на двигатель напряжения проводят диагностику путем визуального осмотра – убирают посторонние предметы, одновременно проверяют состояние подшипников и наличие масла в них, а также надежность заземления корпуса двигателя. Перед пуском проворачивают ротор вручную или с помощью приспособления для проверки свободного вращения и смазки подшипников, а также опробывают действие защитной и сигнальной аппаратуры и правильность присоединения выводов двигателя к сети.

Первое включение двигателя длится 1-2с, при котором определяют направление вращения и отсутствие задеваний и «ненормальных явлений». При удовлетворительных результатах первого пуска осуществляется включение двигателя на более длительное время и проверку работы двигателя на холостом ходу или с ненагруженным механизмом.

При этом на объекте диагностирования необходимо проверить: нагрев подшипников и обмоток активной стали; вибрацию оборудования; отсутствие шума в двигателе; величину тока холостого хода, напряжение и частоту вращения ротора; работу системы охлаждения двигателя; правильность работы смазки подшипников. Продолжительность работы двигателя на холостом ходу или с ненагруженным механизмом не менее 1 часа.

*Диагностику и проверку работы двигателя под нагрузкой* выполняют при удовлетворительных результатах проверки работы двигателя на холостом ходу. Объект включают под нагрузку.

*Диагностику и испытания двигателей, находящихся в эксплуатации* после капитального ремонта проводят по этапам в сроки, указанные в ПТЭЭП, а двигателей, работающих в тяжелых условиях – не реже 1 раза в два года. Диагностирование параметров при текущем ремонте и в межремонтный период проводится в сроки, установленные в документации.

Поэтапно выполняют диагностику и испытание стали ротора, изоляции обмоток статора и ротора, термоиндикаторов с соединительными проводами и подшипников. Производят испытание повышенным напряжением промышленной частоты и витковой изоляции обмотки импульсным напряжением высокой частоты. Осуществляют измерение сопротивления постоянному току: обмоток статора и ротора; реостатов и пускорегулировочных резисторов; измерение зазоров между сталью ротора и статора (если позволяет

конструкция двигателя), а также зазоров в подшипниках скольжения.

Проверяют работу двигателя на холостом ходу с ненагруженным механизмом и измеряют вибрацию подшипников и разбег ротора в осевом направлении. Проверяют работу двигателя под нагрузкой и выполняют гидравлические испытания воздухоохладителя. Проверяют исправность стержней короткозамкнутых роторов и срабатывание защиты двигателей до 1000В при системе питания с заземленной нейтралью.

*Диагностику и испытание стали статора* проводят при ремонте К. Испытание выполняют для двигателей с жесткими катушками или со стержнями при полной замене обмоток. Потери в стали должны быть не выше 5Вт/кг. Наибольший перегрев зубцов при индукции 1Тл должен быть не выше 45<sup>0</sup>С. Наибольшая разность перегрева различных зубцов при индукции 1Тл должны быть не выше 30<sup>0</sup>С.

Потери в стали статора определяют при снятии характеристики холостого хода двигателя. Измерения потерь  $P_{xx}$ , тока  $I_{xx}$  и напряжения  $U_{xx}$  холостого хода двигателя производят по схеме, приведенной на рис. 6.

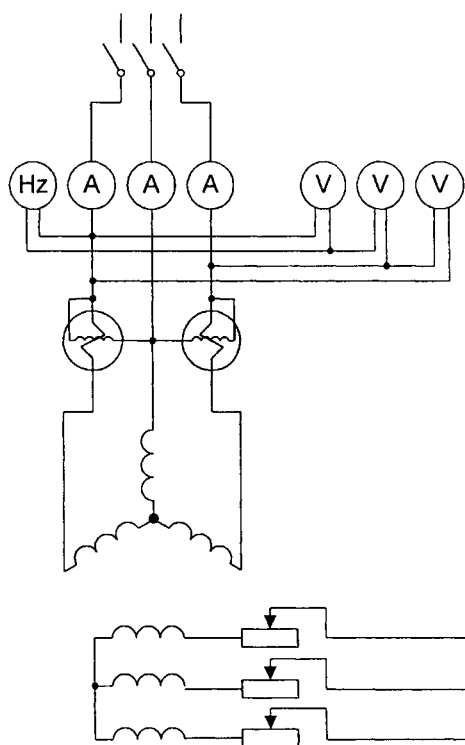


Рис. 6. Схема для определения характеристик холостого хода двигателя

Потери холостого хода  $P_{XX}$  состоят из потерь в стали ротора  $P_{XX}^M$ , механических потерь  $P_{XX}^{MEX}$  и потерь в обмотке стали статора  $P_{XX}^{CT}$ . Потери в обмотке статора при соединении обмоток в звезду

$$P_{XX}^{CT} = 3I_{XX}^2 R_{\phi}, \quad (4)$$

в треугольник

$$P_{XX}^{CT} = I_{XX}^2 R_{\phi}, \quad (5)$$

где  $I_{XX}$  – линейный ток холостого хода;  $R_{\phi}$  – сопротивление одной фазы статора при температуре проведения опыта.

Сумма потерь в стали статора и механических потерь:

$$P_{XX}^{CT} + P_{XX}^{MEX} = P_{XX} - P_{XX}^M. \quad (6)$$

Для вычитания механических потерь  $P_{XX}^{MEX}$  от потерь в стали  $P_{XX}^{CT}$  опыт проводят путем изменения напряжения от регулируемого источника тока. По результатам измерений строят график зависимости суммы потерь в стали и механических потерь от квадрата напряжения и экстраполируют полученную кривую до пересечения с осью координат (рис. 7).

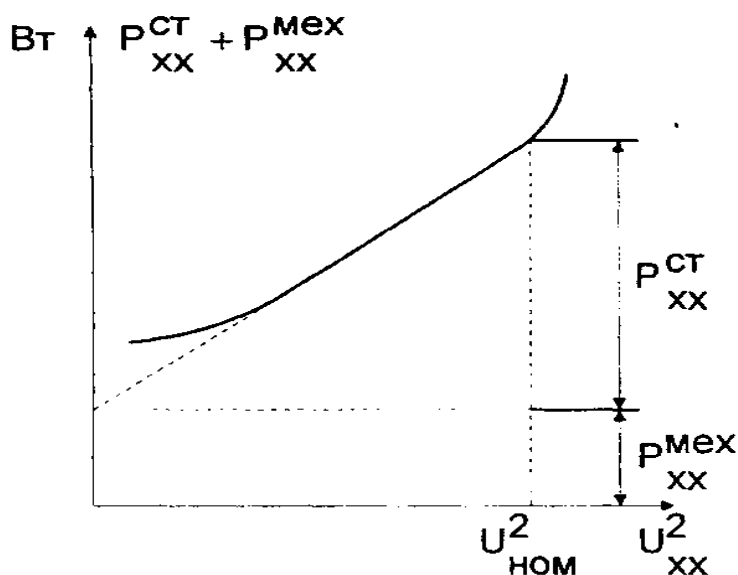


Рис. 7. Зависимость суммы потерь в стали и механических потерь от квадрата напряжения

Для проведения опыта двигатель запускают на холостом ходу, прогревают его до установившейся температуры подшипников и обмотки. Продолжительность прогрева принимается равной: для двигателей мощностью до 100кВт – 1ч, мощностью выше 100кВт – 2ч. После запуска двигателя с фазным ротором реостат в цепи ротора выведен.

*Диагностика и измерение сопротивления изоляции двигателя.*

*Диагностику обмоток статора* выполняют методом измерения сопротивления изоляции двигателей напряжением до 660В мегаомметром на напряжение 1000В, а двигателей напряжением выше 660В – мегаомметром на напряжение 2500В.

Сопротивление изоляции двигателей до 660В в холодном состоянии должно быть не менее 1МОм, а при температуре 60<sup>0</sup>С – 0,5МОм; выше 660В сопротивление изоляции не нормируется.

Для двигателей на напряжение выше 3000В или мощностью более 3кВт определяют коэффициент абсорбции  $K_{\text{АБС}} = R_{60}/R_{15}$ . Значения коэффициента абсорбции приведены в табл. 1.

*Диагностику обмоток ротора* выполняют методом измерения сопротивления изоляции, проводят при К и Т у двигателей с фазным ротором напряжением 3000В и выше или мощностью более 1000кВт мегаомметром на напряжение 1000В. Значение сопротивления изоляции не нормируется.

*Диагностика термоиндикаторов с соединительными проводами.* Измерение сопротивления изоляции проводят при К. Измерение производится мегаомметром на напряжение 250В. Сопротивление изоляции не нормируется.

*Диагностику методом измерения сопротивления изоляции подшипников* проводят при К. Сопротивление изоляции измеряется у двигателей напряжением 3000В и выше, подшипники которых изолированы от корпуса двигателя. Измерение выполняется относительно фундаментной плиты при полностью собранных маслопроводах мегаомметром на напряжение 1000В при ремонтах с выемкой ротора. Сопротивление изоляции не нормируется.

*Диагностику и испытания повышенным напряжением промышленной частоты* проводят при ремонте К. Испытание обмоток ротора и статора выполняют на полностью собранном двигателе. Испытание обмоток статора производится для каждой фазы в отдельности относительно корпуса при двух других, соединенных с заземленным корпусом. У двигателей, не имеющих выводов фаз в

отдельности, допускается испытывать изоляцию всей обмотки относительно заземленного корпуса.

Значения испытательного напряжения промышленной частоты для объектов диагностики приведены в табл. 8-12.

Таблица 8

Испытательное напряжение промышленной частоты для обмоток и цепей при капитальном ремонте двигателей без замены обмоток

Испытываемый элемент	Испытательное напряжение, кВ	Примечания
Обмотка статора двигателя мощностью 40 кВт и более, напряжением, кВ:		
до 0,4	1	Производят после останова двигателя до его очистки от загрязнений
0,5	1,5	
0,66	1,7	
2	4	
3	5	
6	10	
10	16	
Обмотка статора двигателя мощностью менее 40кВт напряжением до 0,66кВ	1	Перед вводом двигателя в работу производят повторное испытание мегаомметром на напряжение 1000В
Обмотка ротора синхронного двигателя, предназначенного для непосредственного запуска, с обмоткой возбуждения, замкнутой на резистор или источник питания	1	-
Обмотка ротора двигателя с фазным ротором	$1,5U_{\text{рот}}$ , но не менее 1	$U_{\text{рот}}$ – напряжение на кольцах при разомкнутом неподвижном роторе и полном напряжении на статоре.
Резисторы цепи гашения поля.	2	Испытываются у синхронных двигателей.
Реостаты и пускорегулирующие резисторы.	$1,5U_{\text{рот}}$ , но не менее 1	-

Таблица 9

Испытательное напряжение двигателей с жесткими катушками или со стержневой обмоткой при полной замене обмотки статора

Испытываемый элемент	Испытательное напряжение, кВ, для двигателей на номинальное напряжение, кВ							
	до 0,66	2	3	6	1	3	6	10
	мощностью до 1000 кВт				мощностью свыше 1000 кВт			
1. Отдельная катушка (стержень)* перед укладкой	4,5	11*	13,5	21,1	31,5	13,5	23,5	34
2. Обмотки после укладки в пазы до пайки между катушечных соединений	3,5	9	11,5	18,5	29	11,5	20,5	30
3. Обмотки после пайки и изолировки соединений	$2U_{ном}+1$	6,5	9	15,8	25	9	18,5	27
4. Главная изоляция обмотки объекта	1,5 кВ	5	7	13	21	7	15	23

\* Если стержни или катушки изолированы микалентой без компаундирования изоляции, то испытательное напряжение, указанное в п.п. 1 и 2, снижают на 5%.

Таблица 10

Испытательное напряжение промышленной частоты двигателей при частичной замене обмотки статора

Испытываемый элемент	Испытательное напряжение, кВ
Запасные катушки (секции, стержни) перед закладкой в двигатель	$2,25 U_{ном}+2$
То же после закладки в пазы перед соединением со старой частью обмотки	$2 U_{ном} +1$
Оставшаяся часть обмотки	$2 U_{ном}$
Главная изоляция обмотки полностью собранного двигателя	$1,7 U_{ном}$
Витковая изоляция	$2 U_{ном}$

Таблица 11

Испытательное напряжение промышленной частоты двигателей  
переменного тока при ремонте его обмоток

Испытываемый элемент	Испытательное напряжение, кВ, для двигателей мощностью, кВт	
	0,2-10	не более 10 до 1000
Обмотки после укладки в пазы до пайки межкатушечных с соединений	2,5	3
Обмотки после пайки и изолировки межкатушечных соединений, если намотка производится по группам или катушкам	2,3	2,7
Обмотки после пропитки и запрессовки обмотанного сердечника	2,2	2,5
Главная изоляция обмотки собранного электродвигателя	$2 U_{\text{ном}}+1$ , но не ниже 1,5	$2 U_{\text{ном}}+1$ , но не ниже 1,5

Испытание напряжением 1000В промышленной частоты может быть заменено измерением одномоментного значения сопротивления изоляции мегаомметром на напряжение 2500В. Эта замена не допускается при испытаниях ответственных объектов. При проведении испытания мегаомметром на 2500В можно не проводить измерений сопротивления изоляции мегаомметром на напряжение 1000В.

*Диагностику стержней короткозамкнутых роторов* проводят при ремонте К для асинхронных двигателей мощностью 100кВт и более. Исправность стержней определяют при проверке симметричности обмотки короткозамкнутого ротора. Обмотку статора двигателя подключают к трехфазному источнику питания пониженного напряжения, чтобы ток короткого замыкания не вызвал перегрев двигателя при неподвижном роторе. Затем поворачивают ротор и наблюдают за показаниями амперметров в цепи статора. При исправной обмотке ротора ток в цепи статора остается неизменным, а при неисправности показания будут меняться. Колебания стрелок приборов при этом тем больше, чем больше неисправность ротора.

*Диагностику методом срабатывания защиты двигателей напряжением до 1000В при системе питания с заземленной нейтралью* проводят при ремонтах К, Т и М. Проверка выполняется для двигателей напряжением выше 42В, работающих в опасных и



особо опасных условиях, а также у всех машин напряжением 380В и более непосредственным измерением тока однофазного короткого замыкания на корпус с помощью специальных приборов или измерением полного сопротивления петли «фаза-нуль» с последующим определением тока однофазного замыкания. Полученный ток сравнивается с номинальным током защитного аппарата с учетом коэффициентов, определяемых по ПУЭ.

При замыкании на корпус должен возникнуть ток однофазного короткого замыкания, превышающий номинальный ток плавкой вставки ближайшего предохранителя или расцепителя автоматического выключателя. Превышение должно быть не менее значений, указанных в ПУЭ.

## **2. ПРИБОРЫ И ОБОРУДОВАНИЕ**

1. Асинхронные двигатели с короткозамкнутым и фазным ротором.
2. Мегаомметры напряжением 1000В и 2500В.
3. Аппарат испытания изоляции напряжением 70кВ – АИИ-70М.
4. Комплект электрозащитных средств.
5. Соединительные провода и приспособления.

## **3. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ**

1. Анализ объекта диагностирования – асинхронный двигатель электроэнергетического оборудования.
2. Визуальный осмотр и тепловизионный контроль изоляции двигателя.
3. Диагностика и измерение сопротивления изоляции двигателя.
4. Диагностика и испытание изоляции асинхронного двигателя повышенным напряжением выпрямленного тока.
5. Заполнение протоколов диагностики асинхронного двигателя.

## **4. СОДЕРЖАНИЕ ОТЧЕТА О РАБОТЕ**

1. Цель и краткие сведения по диагностированию асинхронного двигателя.
2. Анализ объекта диагностирования – асинхронного двигателя электроэнергетического оборудования (Приложение 4).

3. Протокол визуального осмотра и тепловизионного контроля асинхронных двигателей с короткозамкнутым и фазным ротором (Приложение 9).
4. Протокол диагностики и измерения сопротивления асинхронных двигателей с короткозамкнутым и фазным ротором (Приложение 10).
5. Протокол диагностики и испытания асинхронных двигателей повышенным напряжением выпрямленного тока (Приложение 11).
6. Нормы тепловизионного контроля оборудования (Приложение 12).
5. Схемы диагностики, испытаний и измерений объекта.
6. Выводы по работе.

## **5. ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ**

1. В соответствии с требованиями каких нормативных документов осуществляют диагностику асинхронных двигателей в процессе подготовки, монтажа и проведения приемо-сдаточных испытаний, и асинхронных двигателей, находящихся в эксплуатации?
2. Сравните достоинства и недостатки асинхронных двигателей (АД) с короткозамкнутым и фазным ротором?
3. Из чего состоит АД с короткозамкнутым ротором?
4. Из чего состоит АД с фазным ротором?
5. Что предусматривает диагностирование методом внешнего осмотра двигателя перед началом приемо-сдаточных испытаний?
6. Перечислите этапы, которые, в соответствии с требованиями ПУЭ, предусмотрены при диагностировании и испытании АД, вводимых в эксплуатацию?
7. Как производится диагностирование возможности включения без сушки?
8. Как выполняют диагностику методом измерения сопротивления изоляции обмотки статора напряжением до 1000В?
9. Как производят диагностику методом измерения сопротивления изоляции встроенных температурных индикаторов?
10. Как проводят диагностику методом измерения изоляции обмоток статора двигателей напряжением выше 1000В?
11. Как выполняют диагностику и испытания повышенным напряжением промышленной частоты?

12. Как производят диагностику методом проверки работы двигателя на холостом ходу и под нагрузкой?
13. Как проводят диагностику и испытания двигателей, находящихся в эксплуатации после капитального ремонта?
14. Как проводят диагностику и испытание стали статора АД, находящихся в эксплуатации?
15. Как выполняют диагностику обмоток статора и ротора АД, находящихся в эксплуатации?
16. Как проводят диагностику термоиндикаторов с соединительными проводами АД, находящихся в эксплуатации?
17. Как проводят диагностику методом измерения сопротивления изоляции подшипников АД, находящихся в эксплуатации?
18. Как проводят диагностику и испытания повышенным напряжением промышленной частоты АД, находящихся в эксплуатации?
19. Как проводят диагностику стержней короткозамкнутых роторов АД, находящихся в эксплуатации?
20. Как проводят диагностику методом срабатывания защиты двигателей напряжением до 1000В при системе питания с заземленной нейтралью?

## **ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №5. ДИАГНОСТИКА И ТЕПЛОВИЗИОННЫЙ КОНТРОЛЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

### **Цель работы:**

Ознакомиться с различными методами диагностики и тепловизионного контроля электроэнергетического оборудования

### **Задачи работы:**

1. Изучить приборы и устройства для тепловизионного контроля и диагностирования электроустановок.
2. Знать методы контроля и диагностирования электроэнергетического оборудования.
3. Получить умения и навыки работы с приборами и устройствами для тепловизионного диагностирования электрооборудования.

## 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

В современной электроэнергетике действует тенденция последовательного перехода от системы планово-предупредительных ремонтов к ремонтам по действительному техническому состоянию электроэнергетического оборудования. Такой переход предопределяет внедрение и развитие различных методов диагностики состояния электрооборудования.

Одним из таких методов является тепловизионный контроль и диагностика электроэнергетического оборудования. На практике, если электроэнергетическое оборудование перед диагностикой отключено, применяют *термометр*, измеряющий температуру объекта при прямом контакте с ним. Если необходимо измерить температуру электроустановки напряжением выше 1000В, термометр не используют, т.к. данная операция смертельно опасна для работника.

Для безопасной диагностики действующего электрооборудования используют *пирометр*. Пирометр определяет температуру электроэнергетического оборудования по силе инфракрасного излучения, которое выделяет каждая электроустановка. Инфракрасное излучение через объектив попадает на чувствительный элемент пирометра, который выдает напряжение, пропорциональное температуре источника излучения.

Пирометр измеряет температуру только в определенной точке электроэнергетического оборудования. Для получения картины распределения температуры по всей электроустановке требуется тепловизор, в котором чувствительный элемент быстро и автоматически перемещается по вертикали и горизонтали и строит термограмму объекта (рис. 1). В оперативной памяти тепловизора создается таблица из строк и столбцов, где находится информация о температуре одной точки объекта.

Если разность температур различных точек электроэнергетического оборудования составляет  $10^{\circ}\text{C}$ , а в цветовой палитре 10 цветов, разрешающая способность тепловизора составляет  $1^{\circ}\text{C}$  (каждому градусу соответствует свой цвет).

Тепловизоры выполняются с различной разрешающей способностью и различным температурным диапазоном. При тепловизионном контроле и диагностировании электрооборудования применяют тепловизоры с разрешающей способностью  $0,1 \dots 0,2^{\circ}\text{C}$ . Это

означает, что две точки электроэнергетического оборудования с разностью температуры от 0,1 до 0,2<sup>0</sup>С будут отличаться цветом. Верхний предел температурного диапазона тепловизора должен быть не менее 200<sup>0</sup>С, нижний – около 0<sup>0</sup>С.

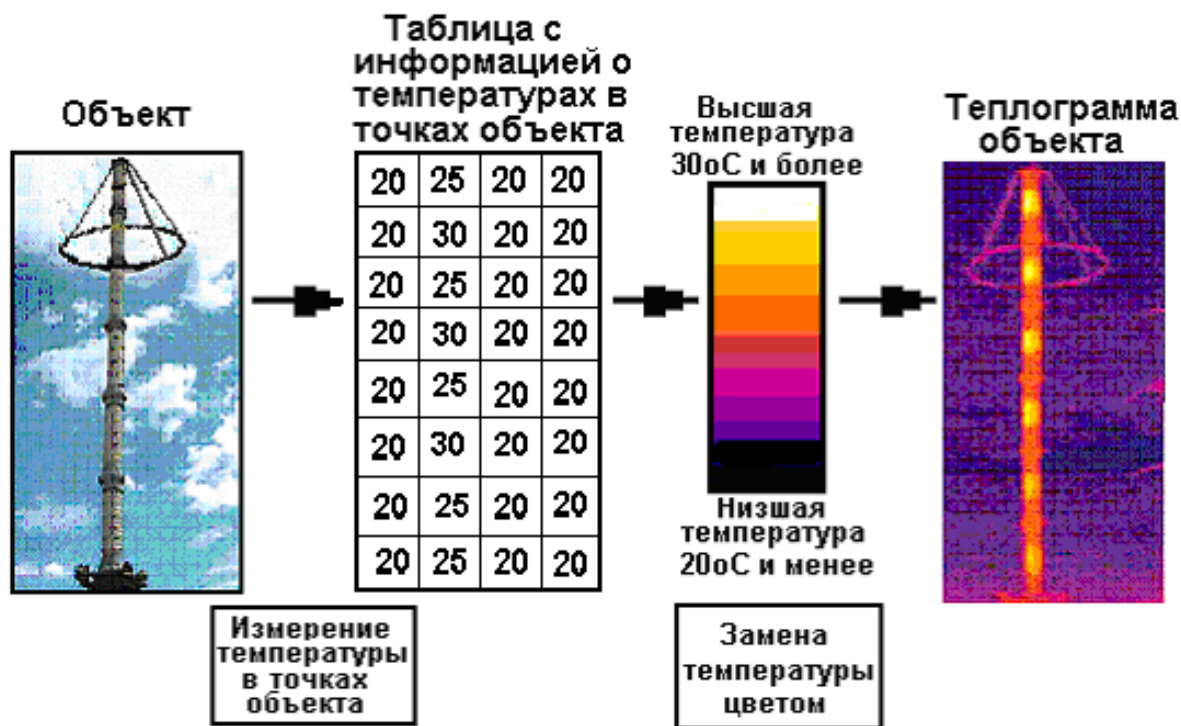


Рис. 1. Этапы получения теплограммы объекта диагностики

Искусственное изображение, несущее цветовую информацию о температурах различных точек электроэнергетического оборудования, называется *теплограммой объекта*, а исследование объектов с помощью тепловизора – *тепловизионным контролем*.

Рассмотрим *тепловизор и его характеристики*. Тепловизор – это прибор, принцип работы которого основан на способности улавливать ИК–излучение от обследуемых объектов и определять температуру, либо преобразовывать его в визуальную картинку распределения тепловых полей по поверхности электроэнергетического оборудования. С помощью тепловизоров решают широкий спектр задач по диагностике электрооборудования подстанций и тепломеханического оборудования станций.

Инфракрасная диагностика электроэнергетического оборудования обладает рядом достоинств и преимуществ по сравнению с традиционными методами испытаний, так как при этом:

- обеспечивается безопасность персонала при проведении измерений;

- не требуется отключение электроэнергетического оборудования;
- не требуется подготовки рабочего места;
- выполняется большой объём выполняемых работ за единицу времени;
- можно определять дефекты на ранней стадии развития;
- выполняется диагностика подстанционного электрооборудования;
- малые трудозатраты на производство измерений;
- обеспечивается достоверность, точность контроля и диагностики.

Важными характеристиками тепловизора, определяющими его технический уровень, являются следующие параметры:

- температурное разрешение – минимальная различимая разность температур объекта и его фона – должна быть не хуже 0,1 град. при температуре +30 град. Большинство приборов удовлетворяют этому требованию, а такой тепловизор, как ИРТИС 200 отечественного производства, имеет этот показатель, равный 0,05 град. при +30 град. Температурное разрешение зависит от температуры объекта, эту зависимость сложно определить, поэтому в паспорте приводят ее значение для одной или нескольких температур объекта;
- пространственное разрешение – телесный угол, которым осуществляется анализ пространства;
- диапазон измеряемых температур, где верхний предел должен быть не менее 200 °С.

При эксплуатации электроэнергетического оборудования применяют тепловизоры, имеющие следующие характеристики:

- спектральный диапазон – рабочая спектральная область тепловизора (спектральный диапазон измерений);
- автокомпенсация от воздействия внешних факторов (предусмотрена компенсация температуры окружающей среды, излучательной способности объекта, расстояния, с которого выполняется съёмка);
- скорость формирования изображения – число изображений, получаемых в секунду (динамичные тепловые процессы при съёмке с автомобиля или вертолёт);
- энергопотребление (расход энергии является основным фактором при выборе параметров батареи для работы в полевых условиях);
- охлаждение ИК-детектора (необходимо уменьшить собственное излучение детектора).

Диагностирование электроэнергетического оборудования с помощью тепловизоров не является «панацеей от всех болезней» и

даёт наибольший эффект только в сочетании с другими методами, например с хроматографическим анализом растворённых газов (ХАРГ) в масле для трансформаторов, методом выявления дефектов под рабочим напряжением и др.

При тепловизионном контроле и диагностике электроэнергетического оборудования должны применяться тепловизоры с разрешающей способностью не хуже 0,1 град. и спектральным диапазоном 8-12 мкм.

Объектами контроля диагностирования электроэнергетического оборудования являются: силовые трансформаторы – их вводы, баки, системы охлаждения; трансформаторы тока (ТТ); трансформаторы напряжения (ТН); конденсаторы связи (КС); высокочастотные заградители; масляные баки и вводы; воздушные выключатели (ВВ); разрядники (Р); ограничители перенапряжений (ОПН); опорные металлические конструкции шинных мостов и экранированных токопроводов; подвесные и опорные фарфоровые изоляторы; все типы контактов и контактных соединений (КС).

*Оборудование и устройства, необходимые для съёмки:* тепловизор (обязательно); фонарь (обязательно); дальномер (желательно); бинокль (желательно); измеритель влажности и температуры воздуха (желательно).

Тепловизионный контроль электроэнергетического оборудования распределительных устройств (РУ) на напряжение до 35кВ должен проводиться не реже 1 раза в 3 года, для оборудования напряжением от 110 до 220кВ – не реже 1 раз в 2 года. Электрооборудование всех напряжений, работающее в зонах с высокой степенью загрязнения атмосферы, должно проверяться ежегодно.

Тепловизионный контроль всех видов соединений проводов воздушных линий электропередачи (ВЛЭП) должен проводиться не реже 1 раза в 6 лет. Ежегодно – ВЛЭП, работающих с предельными токовыми нагрузками, большими ветровыми и гололедными нагрузками, в зонах с высокой степенью загрязнения атмосферы, а также питающих ответственных потребителей на промышленных и сельскохозяйственных объектах.

*Оценка теплового состояния электроэнергетического оборудования и токоведущих частей электроустановок в зависимости от условий их работы и конструкции может осуществляться по:* допустимым температурам нагрева; превышениям температуры; избыточной температуре; коэффициенту дефектности; динамике изме-

нения температуры во времени; сравнению измеренных значений температуры объекта с другим, заведомо исправным электрооборудованием.

*Параметры электроэнергетического оборудования, контролируемые и диагностируемые тепловизором.*

Превышение температуры – разность между измеренной температурой нагрева и температурой окружающего воздуха.

Избыточная температура – превышение измеренной температуры контролируемого узла над температурой аналогичных узлов других фаз, находящихся в одинаковых условиях.

Коэффициент дефектности – отношение измеренного превышения температуры контактного соединения к превышению температуры, измеренному на целом участке шины (провода), отстоящем от контактного соединения на расстояние не менее 1 м.

*Возможные решения по результатам диагностирования электроэнергетического оборудования:*

- заменить оборудование, его часть или элемент;
- выполнить ремонт оборудования или его элемента (после этого желательно провести дополнительное тепловизионное обследование для оценки качества выполненного ремонта);
- оставить в эксплуатации, но уменьшить время между периодическими обследованиями (учащённый контроль);
- провести другие дополнительные испытания.

Диагностированию тепловизором подвергают части электроэнергетического оборудования, представленные в табл. 1.

Организационные и технические мероприятия по контролю и диагностированию электроэнергетического оборудования выполняют в следующем порядке: подготовка документации, техники и работников к выезду; осуществление выезда на объект; работа по тепловизионному обследованию; сбор материалов о подтверждении дефектов электрооборудования и способов их устранения; выполнение отчета и рекомендаций по устранению дефектов; обработка и анализ результатов диагностирования на вычислительных средствах; представление заказчику годового отчета по контролю и диагностированию электроэнергетического оборудования.

*Порядок тепловизионного диагностирования трансформаторов и другого электроэнергетического оборудования.*

*Силовые трансформаторы.*



Тепловизионный контроль и диагностирование трансформаторов напряжением 110кВ и выше производят при решении вопроса о необходимости их капитального ремонта. При эксплуатации, в порядке планового обследования электроэнергетического оборудования, тепловизором снимают теплограммы поверхности бака трансформатора, элементов системы охлаждения, вводов и т.п. Выполняют детальный анализ теплограмм, во время которого сравнивают между собой нагревы вводов разных фаз трансформатора, а также нагревы исследуемого трансформатора с нагревами однотипных трансформаторов. На следующих этапах: проверяют динамику изменения нагревов во времени и в зависимости от нагрузки; определяют расположения мест локальных нагревов; сопоставляют места локальных нагревов с расположением элементов магнитопровода и обмоток; определяют эффективность работы систем охлаждения.

Таблица 1

Допустимые температуры нагрева  $\Theta_{\text{доп}}$  и превышения температуры  $\Delta\Theta_{\text{доп}}$  контролируемых узлов электроэнергетического оборудования

Контролируемые узлы	$\Theta_{\text{доп}}, ^\circ\text{C}$	$\Delta\Theta_{\text{доп}}, ^\circ\text{C}$
Токоведущие неизолированные металлические части	120	80
Контакты из меди и ее сплавов	75	35
Аппаратные выводы из меди, алюминия и их сплавов	90	50
Болтовые контактные соединения	90	50
Предохранители на напряжение 3 кВ и выше	75	35
Встроенные ТТ: обмотки	-	10
магнитопровод	-	15
Жилы силовых кабелей в режиме нормальном/аварийном с изоляцией: -из полихлорвинила и полиэтилена -из сшитого полиэтилена -из резины -из пропитанной бумаги при напряжении, кВ: 1 и 3 6 10 20 35	70/80 90/130 65  80/80 65/75 60 55 50	

### *Маслонаполненные вводы трансформаторов.*

Характер распределения температуры по высоте маслонаполненного ввода показан на рис. 2.

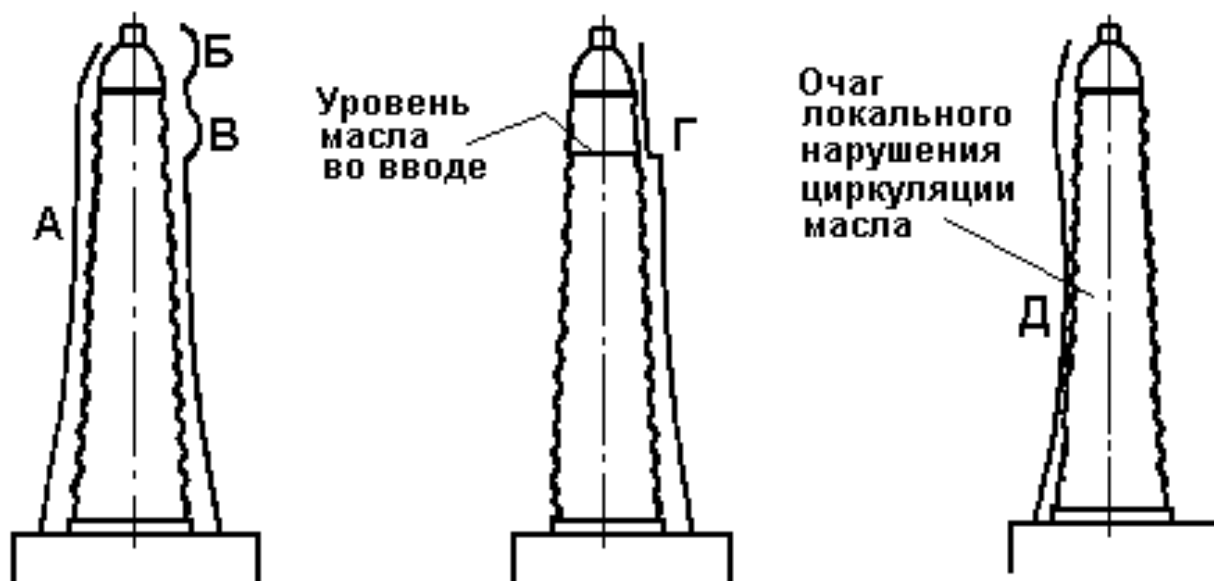


Рис. 2. Схемы распределения температуры по уровням: нормальное распределение температуры (А); распределение температуры при наличии короткозамкнутого контура в расширителе масла (Б); при перегреве внутренних контактных соединений (В); при понижении уровня масла (Г); при нарушении циркуляции масла – разбухание бумажного остова на токоведущем стержне, образование шламов и т.п. (Д).

### *Воздушные линии электропередачи.*

Оценка состояния контактных соединений алюминиевых и сталеалюминевых проводов проводится по коэффициенту дефектности. Нормами устанавливаются следующие степени дефектов в зависимости от величины коэффициента дефектности: до 1,2 – начальная степень неисправности, которую нужно держать под контролем; 1,2...1,5 – развивающийся дефект; следует принять меры по устранению неисправности при ближайшем выводе линии из работы; более 1,5 – аварийный (послеаварийный) дефект; требуется немедленное устранение.

### *Конденсаторы.*

Температуры нагрева корпусов мощных конденсаторов одинаковой мощности при одинаковой нагрузке не должны отличаться между собой более, чем в 1,2 раза.

### *Токоведущие части и контактные соединения.*

При оценке теплового состояния токоведущих частей различают степени неисправности, исходя из следующих значений коэффициента дефектности: до 1,2 – начальная степень неисправности, которую нужно держать под контролем; 1,2...1,5 – развивающийся дефект; следует принять меры по устранению неисправности при ближайшем выводе линии из работы; более 1,5 – аварийный (послеаварийный) дефект; требуется немедленное устранение.

*Аппараты защиты от перенапряжений.*

Признаками исправного состояния вентильного разрядника являются одинаковый нагрев во всех фазах верхних элементов разрядника в местах расположения шунтирующих резисторов; одинаковое распределение температуры по элементам одной фазы разрядника; отличия температур должны находиться в пределах 0,5-5°C в зависимости от количества элементов в разряднике.

Оценка состояния нелинейных ограничителей перенапряжений осуществляется путем пофазного сравнения температур, измеренных по высоте и периметру крыши ограничителя. На крышке не должно быть зон локального нагрева.

Поскольку повреждения выявляются на работающем электроэнергетическом оборудовании, то имеется запас времени для подготовки вывода дефектного оборудования в ремонт, не отключая электроустановку и сокращая время ремонта до минимума.

Таким образом, наряду с другими видами диагностики, в частности с хроматографическим анализом трансформаторного масла, тепловизионный контроль позволяет предупредить возникновение аварийных ситуаций в электрооборудовании и тем самым повысить надёжность электроснабжения потребителей; значительно снизить затраты на ремонты, поскольку повреждения выявляются на ранних стадиях; оценить действительное состояние электрооборудования с определением запаса его работоспособности, что особенно актуально для оборудования, отработавшего 15 лет и более.

*Диагностика и испытания сборных и соединительных шин электроэнергетического оборудования.*

На практике диагностированию и приемо-сдаточным испытаниям сборных и соединительных шин электроэнергетического оборудования предшествует комплекс организационных мероприятий по изучению объекта диагностики, нормативной документации,

объемов и норм испытаний в соответствии с требованиями главы 1.8 «Нормы приемо-сдаточных испытаний».

Диагностику и испытания сборных и соединительных шин электроэнергетического оборудования, находящихся в эксплуатации, производят в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП) п. 3 «Нормы испытания электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей».

Диагностику и приемо-сдаточные испытания сборных и соединительных шин электроэнергетического оборудования выполняют методами измерения сопротивления и испытания повышенным напряжением промышленной частоты опорных одноэлементных (многоэлементных) и подвесных изоляторов, а также способами проверки качества выполнения болтовых и опрессованных контактных соединений шин; испытания проходных изоляторов и контроля сварных контактных соединений.

Перед испытанием ошиновки проводят диагностику методами наружного осмотра, при котором проверяются целостность изоляторов, надежность крепления шин на изоляторах, качество правки и отсутствие перегибов шин, окраску шин и наличие зачищенных мест для наложения переносных заземлений, тепловизионного контроля объекта.

*Диагностику и измерение сопротивления изоляции* выполняют мегаомметром на напряжение 1000В. Сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5МОм.

*Диагностику и испытание штыревых и подвесных изоляторов повышенным напряжением промышленной частоты* выполняют методом визуального осмотра и тепловизионным методом, а испытание проводят аппаратом напряжением 50кВ путем приложения «нормированного» напряжения к каждому элементу изолятора. Испытание изоляции шин распределительных устройств производят через штатный масляный выключатель при отключенном линейном разъединителе.

При испытаниях сборных и соединительных шин проверяют состояние изоляторов, прочность изоляционных воздушных промежутков между фазами и заземленными частями, состояние изоляции электроэнергетического оборудования, связанного с шинами (трансформаторы тока, разъединители, выключатели и другие объекты).

Испытания изоляции шин 3-10кВ сводятся к проверке изоляционных воздушных промежутков между фазами и проверке опорной изоляции каждой фазы относительно земли. Испытание начинают со средней фазы, заземлив при этом обе крайние фазы, т.е. проверяют межфазную изоляцию и отсутствие различных «наброшенных» проводов и посторонних предметов на шинах, а затем – все три фазы объекта относительно земли.

Подключение устройства для испытаний и заземляющего проводника к сборным шинам выполняют гибкими медными проводниками (без скруток) сечением не менее 4мм. Для электробезопасности работников проводник, используемый для подачи испытательного напряжения, жестко подсоединяют к выводу испытательного трансформатора, а проводник, используемый для заземления сборных шин – к заземляющей клемме испытательного трансформатора.

Наличие испытательного напряжения на объекте диагностики устанавливают по показаниям вольтметра аппарата, а также по звуку возникающей в устройстве «короны». Изоляция сборных и соединительных шин считается выдержавшей испытание, если при диагностике объекта не было пробоя или перекрытия изоляторов.

*Диагностику методом проверки качества выполнения болтовых контактных и соединений шин* производят путем контроля качества затяжки контактов и вскрытием 2-3% соединений. Измерение переходного сопротивления проводят выборочно на 2-3% соединений у сборных и соединительных шин на 1000А и выше. Оценку качества соединения осуществляют сравнением падения напряжения или сопротивления, измеренного на участке шины длиной 0,7-0,8м в месте контактного соединения, и на участке той же длины и того же сечения без соединения. Падение напряжения или сопротивление участка с соединением не должно отличаться более чем в 1,2 раза от падения напряжения или сопротивления участка без соединения.

*Диагностика методом проверки качества выполнения опрессованных контактных соединений шин.* Опрессованные контактные соединения бракуют, если их геометрические размеры не соответствуют требованиям инструкции по монтажу соединительных зажимов данного типа, а также, когда на поверхности соединителя или зажима имеются трещины, следы значительной коррозии и механических повреждений; кривизна опрессованного соединителя

превышает 3% его длины; стальной сердечник опрессованного соединителя расположен несимметрично. Диагностику производят выборочным измерением переходного сопротивления 3-5% опрессованных контактных соединений.

*Диагностика и контроль состояния сварных контактных соединений.* Сварные контактные соединения проводов бракуют, если непосредственно после выполнения сварки обнаружен пережог проводов наружного повива или нарушение сварки при перегибе соединенных проводов, а также усадочная раковина в месте сварки глубиной более 1/3 диаметра провода, для сталеалюминевых проводов сечением 150-600мм – более 6мм.

Швы сварных соединений жестких шин не должны иметь трещин, прожогов, кратеров и непроваренных участков длиной более 10% длины шва при глубине более 15% толщины свариваемого металла. В сумме непровары, надрезы, газовые поры, окисные и вольфрамовые включения сварных шин из алюминия в каждом рассматриваемом сечении должны быть не более 15% толщины свариваемого металла.

*Диагностика, проведение периодических проверок, измерений и испытаний сборных и соединительных шин, находящихся в эксплуатации.*

Диагностику и профилактические испытания сборных и соединительных шин проводят при капитальном ремонте (К) и в межремонтный период (М), при этом К выполняют в сроки, установленные нормативной документацией, но не реже 1 раза в 8 лет, а М – в сроки, устанавливаемые нормативной документацией. Диагностика и испытания штыревых изоляторов 6-10кВ шинных мостов, изоляторов ШТ-35, штыревых изоляторов ИШД-35 и других должны производиться не реже 1 раза в 4 года.

Объем диагностики и профилактических испытаний, предусмотренный ПЭЭП, включает проверки состояния: подвесных и опорных изоляторов, вводов и проходных изоляторов; нагрева болтовых соединений сборных и соединительных шин распределительных устройств; качества выполнения болтовых контактных соединений. Диагностику выполняют методами: измерения переходного сопротивления болтовых контактных соединений, а также контроля опрессованных и сварных контактных соединений.

*Диагностику и проверку нагрева болтовых соединений сборных и соединительных шин закрытых распределительных*

устройств выполняют в ремонтах К и М при наибольшем токе нагрузки с помощью стационарных или переносных термоиндикаторов или тепловизоров.

Для проверок температуры контактов сборных и соединительных шин применяют электрические термометры, выполненные на основе неравновесного моста, в одном из плеч которого установлен терморезистор, а в остальных – резисторы. Индикатором термометра является чувствительный прибор магнитоэлектрической системы. Датчик термометра – терморезистор и прибор с измерительной схемой укрепляют на изолированной штанге, которая удовлетворяет требования «Правил пользования и испытания защитных средств, применяемых в электроустановках».

На рис. 3 представлена принципиальная схема термометра на базе моста с гальванометром. В качестве терморезисторов применяются терморезисторы типа ММТ или обычные медные, намотанные в одной плоскости, в виде шайбы из провода диаметром 0,05-0,1 мм.

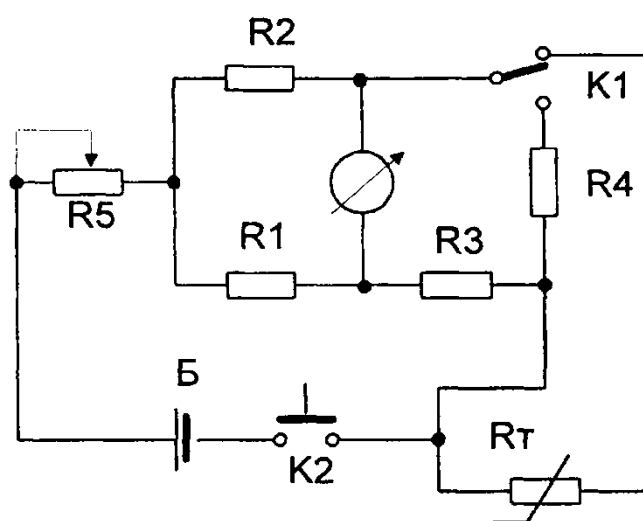


Рис. 3. Схема электрического термометра:  $R1=R2=R3$  – одинаковые сопротивления плеч моста;  $R4$  – сопротивление, равное при  $20^{\circ}\text{C}$  сопротивлению терморезистора;  $R_t$  – сопротивление терморезистора

Диагностику качества контактов по температуре нагрева производят методом сравнения температуры нагрева одинаковых по конструкции контактов по фазам по отношению к нагреву целого места шины (проводника), а также сравнения измеренной с допустимой температурой нагрева или перегрева различных типов контактов.

При эксплуатации для контроля состояния контактных соединений используют специальные термопленочные указатели. Тер-

мопленка – это продукт химического соединения солей ртути с солями меди, скрепленный на клеевой основе и нанесенный на писчую бумагу. Термопленка изготавливается красного цвета. Она начинает заметно изменять свой цвет, начиная с температуры 45 – 60<sup>0</sup>С, при 70<sup>0</sup>С становится темно-вишневой, а при повышении температуры до 100<sup>0</sup>С – черной. Термопленка на бумажной основе способна выдерживать около ста нагреваний до температуры 100<sup>0</sup>С продолжительностью 1 час каждый. При температуре выше 100<sup>0</sup>С термопленка разлагается, приобретая бледный желтый цвет, который больше не восстанавливается. Термопленку применяют для контроля нагрева контактов сборных и соединительных шин, отдельных узлов электрических машин и аппаратов.

Для диагностики рекомендуется располагать термопленку на выводах генераторов и двигателей в местах подсоединения шин; на сборных шинах различного напряжения в местах соединения (компенсаторы, болтовые разъемы); на вилках разъединителей; на местах присоединения шин к электроэнергетическому оборудованию; на баках масляных трансформаторов. Оптимальный размер термопленки для применения 40х10мм. Для удобства контроля и надзора этот размер может быть увеличен.

Работников, производящих наклейку термопленки, обеспечивают резиновыми (хирургическими) перчатками, кисточкой, клеем БФ-4 и инструментом для зачистки мест наклейки. Место наклейки пленки тщательно очищается от грязи, ржавчины и протирается бензином. Затем кисточкой наносится слой клея БФ-4. На подготовленное место накладывается пленка, расправляются ее края и сверху покрывается клеем еще раз.

*Диагностику и измерение переходного сопротивления болтовых контактных соединений* выполняют при К и М. Измерение с помощью термоиндикаторов производят у шин на ток 1000А и более, за контактами которых отсутствует контроль технического состояния в процессе эксплуатации, а также у контактных соединений открытых распределительных устройств напряжением 35кВ и выше. Сопротивление участка шин в месте контактного соединения не должно превышать сопротивление участка шин такой же длины и такого же сечения более чем в 1,2 раза.



## **2. ПРИБОРЫ И ОБОРУДОВАНИЕ**

1. Образцы сборных и соединительных шин электрооборудования.
2. Мегаомметры напряжением 1000В и 2500В.
3. Аппарат испытания изоляции напряжением 70кВ – АИИ - 70М.
4. Комплект электрозащитных средств.
5. Соединительные провода и приспособления.

## **3. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ**

1. Анализ объекта диагностирования – сборных и соединительных шин электроэнергетического оборудования.
2. Визуальный осмотр и тепловизионный контроль шин оборудования.
3. Диагностика и измерение сопротивления изоляции шин оборудования.
4. Диагностика и испытание сборных и соединительных шин повышенным напряжением выпрямленного тока.
5. Заполнение протоколов диагностики сборных и соединительных шин.

## **4. СОДЕРЖАНИЕ ОТЧЕТА О РАБОТЕ**

1. Цель и краткие сведения из теории тепловизионного контроля объекта.
2. Анализ объекта диагностирования – сборных и соединительных шин электроэнергетического оборудования (Приложение 5).
3. Протокол визуального осмотра и тепловизионного контроля сборных и соединительных шин электрооборудования (Приложение 9).
4. Протокол диагностики и измерения сопротивления изоляции сборных и соединительных шин электрооборудования (Приложение 10).
5. Протокол диагностики и проверки нагрева болтовых соединений шин закрытых распределительных устройств (Приложение 11).
6. Нормы тепловизионного контроля оборудования (Приложение 12).
7. Примеры тепловизионного контроля оборудования (Приложение 13).

5. Схемы диагностики, испытаний и измерений объекта.
6. Выводы по работе.

## **5. ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ**

1. Для чего используют пирометр? Что им определяют?
2. Для чего используют тепловизор?
3. Чем отличается тепловизор от пирометра?
4. Что называется теплограммой объекта и тепловизионным контролем?
5. Опишите принцип работы тепловизора?
6. Каковы достоинства и преимущества инфракрасной диагностики электроэнергетического оборудования?
7. Перечислите основные характеристики тепловизора.
8. Какие характеристики должен иметь тепловизор при эксплуатации электроэнергетического оборудования?
9. Что является объектами контроля при диагностировании электроэнергетического оборудования?
10. Какое оборудование и устройства необходимы для съемки?
11. С какой периодичностью должен проводиться тепловизионный контроль электроэнергетического оборудования распределительных устройств?
12. С какой периодичностью должны проводиться тепловизионный контроль всех видов соединений проводов воздушных линий электропередачи?
13. Как осуществляется оценка теплового состояния электроэнергетического оборудования?
14. Перечислите параметры электроэнергетического оборудования, контролируемые и диагностируемые тепловизором. Опишите их.
15. Какие возможные решения могут приниматься по результатам диагностирования электроэнергетического оборудования?
16. В каком порядке выполняют организационные и технические мероприятия по контролю и диагностированию электроэнергетического оборудования?

17. В каком порядке выполняются тепловизионная диагностика трансформаторов и другого электроэнергетического оборудования?

18. Как производится оценка состояния контактных соединений воздушных линий электропередач?

19. Перечислите степени дефектов, устанавливаемые Нормами, для воздушных линий электропередач.

20. Что является признаками исправного состояния вентильного разрядника?

21. Как осуществляется оценка состояния нелинейных ограничителей перенапряжения?

22. Как осуществляется диагностика и испытания сборных и соединительных шин электроэнергетического оборудования?

23. Какими средствами выполняют диагностику и измерения изоляции трансформатора?

24. Как выполняют диагностику и испытания штыревых и подвесных изоляторов повышенным напряжением промышленной частоты?

25. Как проводят диагностику методом проверки качества выполнения болтовых контактных и соединений шин?

26. Как выполняется диагностика методом проверки качества выполнения опрессованных контактных соединений шин?

27. Как выполняется диагностика и контроль состояния сварных контактных соединений?

28. Как осуществляется диагностика и проведение периодических проверок, измерений и испытаний сборных и соединительных шин, находящихся в эксплуатации?

29. Как выполняют диагностику и проверку нагрева болтовых соединений сборных и соединительных шин закрытых распределительных устройств?

30. Что такое термопленочные указатели? Как выполняется диагностика при помощи термопленки?

31. Как выполняют диагностику и измерение переходного сопротивления болтовых контактных соединений?

## **ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №6. ДИАГНОСТИКА ВНЕШНЕЙ ИЗОЛЯЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

### **Цель работы:**

Ознакомиться с различными методами диагностики внешней изоляции электроэнергетического оборудования.

### **Задачи работы:**

1. Изучить объект диагностирования и испытаний – внешние изоляторы электрооборудования.
2. Знать диагностическую модель, а также методы испытаний и диагностирования изоляции электроэнергетического оборудования.
3. Получить навыки работы с приборами и устройствами для испытаний и диагностики изоляторов электрооборудования.

## **1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ**

### *Типы изоляторов и причины их отказов*

Основными элементами внешней изоляции являются изоляторы как одиночные, так и составные: колонки, гирлянды.

**В зависимости от применяемого диэлектрика** выделяют следующие виды изоляторов:

- С фарфоровым корпусом – отличаются высокой механической прочностью на сжатие, но боятся динамических воздействий. Для предотвращения появления проводящих каналов, из-за оседания пыли и грязи на поверхности, керамический материал покрывается глазурью.
- Полимерные изоляторы – отличаются большим удельным сопротивлением материала, чем фарфоровые. Но мягкая поверхность в большей мере подвержена загрязнению, чем покрытый глазурью фарфор. Помимо этого из-за воздействия ультрафиолета полимер разрушается и утрачивает свойства, поэтому их применяют для внутренней установки.
- Стекланные изоляторы – отличаются не такой высокой прочностью, подвержены сколам при динамических воздействиях. Но, в отличие от других материалов, не подвержены воздействию агрес-

сивных реагентов. Обладают меньшим весом и более просты в обслуживании, чем фарфоровые.

**В зависимости от способа крепления** изоляторы бывают:

- Штыревого типа (рис.1, а) – крепятся посредством металлической арматуры и выступают в роли опоры воздушных ЛЭП, откуда и возникло название опорно-штыревые изоляторы.
- Подвесные (рис.1, б) – выполняются тарельчатыми изоляторами, которые собираются в гирлянды, в зависимости от класса напряжения присоединенных к ним электрических аппаратов.
- Стержневые рис.1, (в) – имеют форму сплошного стержня, который устанавливается в качестве опорного или подвешивается за элементы арматуры в качестве натяжного. Опорно-стержневые изоляторы устанавливаются в распределительных устройствах для изоляции шин. На их краях посредством металлических шапок крепятся токоведущие части.

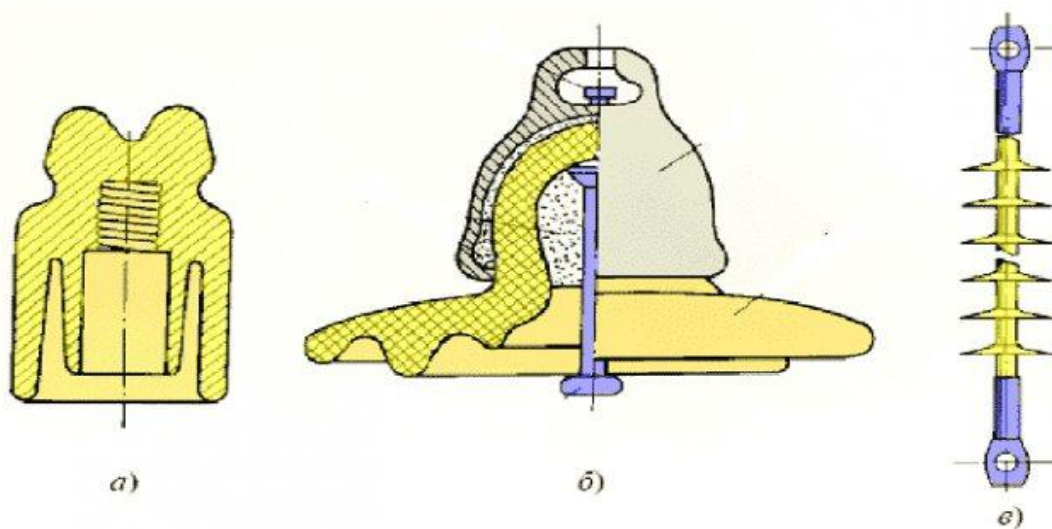


Рис. 1. Виды изоляторов

**По назначению** изоляторы делят на опорные, подвесные и проходные

*Опорные изоляторы* подразделяют на стержневые и штыревые изоляторы. Опорные *стержневые* изоляторы применяют в закрытых и открытых распределительных устройствах для крепления на них токоведущих шин или контактных деталей. Опорные стержневые изоляторы *внутренней установки* конструктивно представляют собой фарфоровое тело, армированное крепежными металлическими деталями. Арматура одновременно явля-

ется внутренним экраном, с помощью которого снижается напряженность электрического поля у края электрода, где она максимальна. Ребро на теле изолятора играет роль барьера, заставляя разряд развиваться под углом к силовым линиям электрического поля, то есть по пути с меньшей напряженностью. Внутренний экран и ребро существенно увеличивают разрядное напряжение изолятора.

Опорные стержневые изоляторы *наружной установки* отличаются большим количеством ребер, чем изоляторы внутренней установки. Ребра служат для увеличения длины пути утечки с целью повышения разрядных напряжений изоляторов при дожде и в условиях увлажненных загрязнений. Изоляторы на напряжение 35...110кВ состоят из сплошного фарфорового стержня, армированного чугунами фланцами.

При эксплуатации электроэнергетического оборудования в качестве опорных применяют полимерные изоляторы.

*Опорные штыревые изоляторы* применяют для наружных установок в тех случаях, когда требуется высокая механическая прочность и не могут быть применены опорные стержневые изоляторы.

Изолирующую деталь опорных штыревых изоляторов на напряжение 6...10кВ выполняют из одного элемента, а на напряжение 35кВ – из двух или трех элементов. Опорные штыревые линейные изоляторы на напряжение 6...10кВ состоят из фарфоровой или стеклянной изолирующей детали, имеющей резьбу для крепления на крюке или штыре (рис. 2).

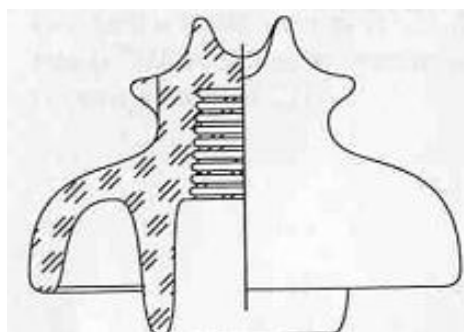


Рис. 2. Штыревой линейный изолятор на напряжение 10кВ

Провод укладывают в бороздки на верхней или боковой поверхности изолятора и крепят проволоочной вязкой или специаль-

ным зажимом. На напряжение 35кВ изоляторы выполняют из двух склеенных между собой изолирующих деталей, что увеличивает их электрическую и механическую прочность.

На практике причиной отказов опорных штыревых изоляторов является их пробой (перекрытие) от действия внешних грозовых и внутренних перенапряжений, а также высокой температуры, которая обусловлена электрической дугой. К характерным дефектам штыревой изоляции относят трещины, некачественную армировку, импульсный пробой от токов молнии.

*Подвесные изоляторы* в электроустановках 35кВ и выше используют тарельчатого и стержневого типов. Эти изоляторы широко применяются на воздушных линиях электропередачи высших классов напряжения.

Подвесные изоляторы *тарельчатого типа* (рис. 1, б) состоят из изолирующей детали (стеклянной или фарфоровой), на которой при помощи цемента укрепляется металлическая арматура-шапка и стержень. Верхняя часть тарелки подвесного тарельчатого изолятора имеет гладкую поверхность, наклоненную под углом  $5...10^0$  к горизонтали, что обеспечивает стекание воды во время дождя. Нижняя поверхность тарелки для увеличения длины пути утечки выполняется ребристой.

Заданного уровня выдерживаемых электрооборудованием напряжений достигают соединением необходимого количества изоляторов в гирлянду путем введения головки стержня в гнездо на шапке другого изолятора и закрепления его замком. Гирлянды, благодаря шарнирному соединению изоляторов, работают только на растяжение. Однако изоляторы сконструированы так, что внешнее растягивающее усилие создает в изоляционном теле, в основном, напряжения сжатия. Тем самым используется высокая прочность фарфора и стекла на сжатие.

Наиболее частой причиной отказа тарельчатых изоляторов является пробой фарфора (стекла) между шапкой и стержнем, однако механическая прочность изолятора при этом не нарушается и падения провода на землю не происходит.

Подвесной *стержневой полимерный изолятор* (рис. 1, в) представляет собой стержень из изолирующего материала с выступающими на нем ребрами, армированный с обоих концов металлическими шапками. Стержневые изоляторы из фарфора не применяют вследствие невысокой механической прочности, а

также возможности полного разрушения с падением провода на землю.

Характерными дефектами подвесных изоляторов является некачественное изготовление, наличие сколов под шапкой изоляторов, трещины, некачественная армировка, загрязнение поверхности токопроводящими частицами, снижение напряжения перекрытия вследствие загрязнения поверхности.

*Проходные изоляторы* применяют для изоляции токоведущих частей при прохождении их через стены, потолки и другие элементы конструкций распределительных устройств и аппаратов. Проходной изолятор в самом простом случае состоит из полового фарфорового элемента с токоведущим стержнем (шиной), через который осуществляется ввод напряжения, и фланца для механического крепления изолятора к конструкции. Проходные изоляторы, предназначенные для наружной установки, имеют более развитую поверхность той части изолятора, которая располагается вне помещения. В последнее время налажен выпуск качественных проходных полимерных изоляторов (вводов) (рис. 3).

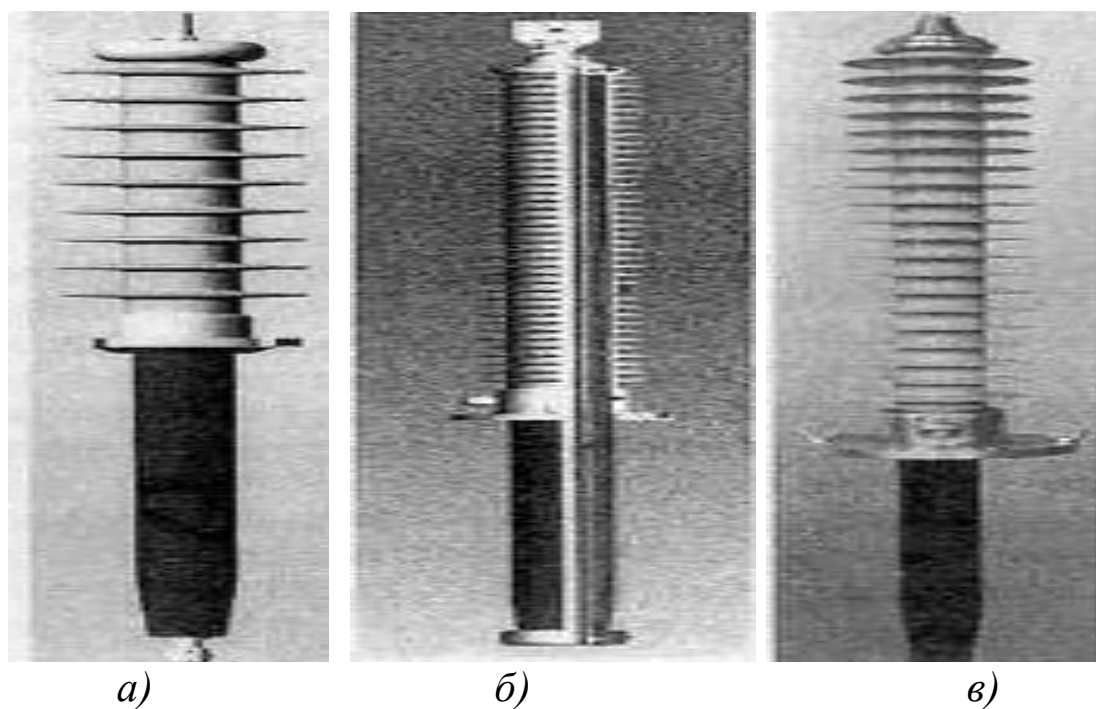


Рис. 3. Проходные изоляторы на напряжение:  
а) – 35кВ; б) – 110кВ; в) – 220кВ

Проходные аппаратные изоляторы (вводы) электроустановок на напряжения 110кВ и выше имеют значительно более сложную



конструкцию. Основными причинами отказов проходных изоляторов служат недостаточная электрическая прочность узла «фланец-токоведущая часть», наличие трещин, разрушение защитной глазури. Отказы изоляторов по типам изоляции распределяются следующим образом: фарфоровые – 25% от общего числа, стеклянные – 75%.

Фарфоровые изоляторы становятся неработоспособными (в 90...99% случаев) в результате механических повреждений или электрического пробоя. При малых токах замыкания на землю в сетях 10кВ с изолированной нейтралью образовавшаяся дуга приводит к оплавлению фарфора и появлению в изоляторах сквозных отверстий диаметром 3...5 мм.

В условиях длительной эксплуатации из-за загрязнения, старения, наличия воздушных полостей и других причин электрическая прочность изоляции с течением времени уменьшается, что приводит к перекрытию или пробоем изоляторов. Механические или электрические повреждения диэлектрика возникают не как следствие одного воздействия, а как результат определенной комбинации внешних и внутренних воздействий.

Важной характеристикой изолятора служит его механическая и электрическая прочность при длительном приложении нагрузки или длительная механическая прочность, определяющая уровень допустимой рабочей нагрузки и устойчивость изолятора против внешних воздействий, что свойственно штыревым изоляторам воздушных линий. Для опорных изоляторов разъединителей 10кВ проявляются воздействия знакопеременных нагрузок при их коммутациях.

*Диагностику внешней изоляции электроэнергетического оборудования* начинают с визуального осмотра изоляторов. При диагностировании изоляторов методом осмотра проверяют: целостность фарфора, металлической арматуры, глазури, надежность армировки металлических деталей изоляторов, параллельность колпачка и фланца у опорных изоляторов, исправность армировки и влагостойкого покрытия.

Изоляторы считаются непригодными к эксплуатации в случае обнаружения у них сквозных и поверхностных трещин, скола фарфора (более 25%), стойкого загрязнения поверхности фарфора и т.п.

*Диагностику внешней изоляции электроустановок* выполня-

ют при положительных температурах окружающего воздуха, так как влага, попавшая из окружающей среды в микроскопические трещины фарфора изолятора, при отрицательных температурах замерзает, превращаясь в лед, который является хорошим диэлектриком и увеличивает трещины.

Буквы и цифры в обозначениях типа подвесных и опорных изоляторов, применяемых в электроустановках, означают: *О* – опорные, *Ф* – фарфоровые, *Р* – ребристые, *Н* – наружной установки, *М* – модернизированные, *С* – стержневые, *Ш* – штыревые, *У* – усиленные с увеличенной длиной пути утечки, *ВП* – с внутренней полостью, *ов* – овальный фланец, *кв* – квадратный фланец, *кр* – круглый фланец, первая цифра – номинальное напряжение (кВ), вторая цифра – минимальная разрушающая нагрузка при изгибе, кгс (может быть третьей цифрой, тогда вторая – номинальный ток), *А, Б, В, Г, Д, Е* – в конце буквенного обозначения характеризуют механическую прочность.

Например: *ОНШ-35-2000* – опорный, наружной установки, штыревой, номинальное напряжение 35кВ, разрушающая нагрузка 2000кгс.

*Диагностическая модель внешней изоляции электроэнегетического оборудования.* При эксплуатации происходит ухудшение электрических свойств изоляции из-за опасного нагрева за счет диэлектрических потерь, а также токов утечки, потерь на переходном сопротивлении контактов. Появление трещин в объекте вызывает вибрацию, увеличение токов утечки, снижение сопротивления, изменение емкостных параметров, появление частичных разрядов, различного вида излучений, изменение распределения напряжения вдоль гирлянды и т.п.

Эквивалентная схема замещения внешней изоляции элементов электроустановок показана на рис. 4.

При отсутствии дефектов схема включает: геометрическую емкость изоляции  $C_1$ , емкости отдельных элементов изоляции  $C_0...C_n$ ; абсорбционную ветвь изолятора  $C_2$  и  $R$ ; сопротивление изоляции постоянному току  $R_1$ ; приложенное напряжение  $U$ .

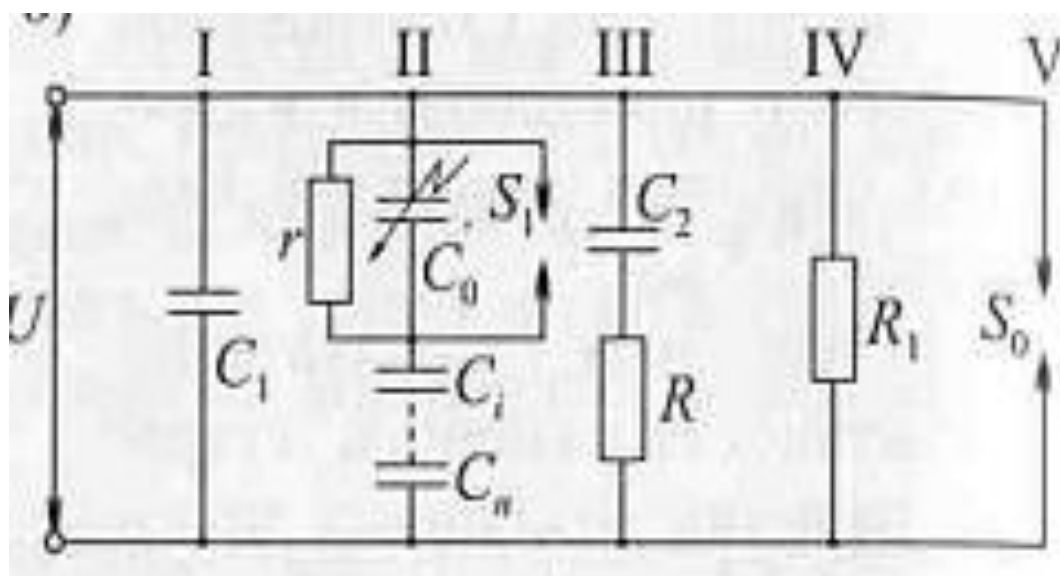


Рис. 4. Эквивалентная схема замещения внешней изоляции с дефектом объекта диагностики

При возникновении дефектов в схеме замещения появляются дополнительные элементы: пробитый (нулевой) изолятор  $C_0^1$ ; сопротивление дефектного изолятора  $r$ ; воздушный промежуток (скол, трещина), в котором возникают частичные разряды  $S_1$ , воздушный промежуток, в котором возникает искровой пробой  $S_0$ . В результате изменяются другие параметры схемы: емкость  $C_2$  увеличивается, сопротивления  $R$  и  $R_1$  уменьшаются.

В эквивалентных схемах можно выделить пять ветвей.

Ветвь I, содержащая емкость  $C_1$ , характеризует геометрическую емкость изоляции и обуславливает зарядный ток.

Ветвь II, характерная для многоэлементных изоляционных конструкций, содержит емкости отдельных элементов  $C_0...C_n$ . Для одиночного изоляционного элемента (например, штыревого изолятора) в схеме элементы  $C_1...C_n$  будут отсутствовать. На примере емкости  $C_0^1$  поясняется наличие дефектного элемента в многоэлементных колонках, подвесных или натяжных гирляндах изоляторов на анкерных опорах.

Дефект в изоляторе характеризуется разрядным промежутком  $S_1$  или сопротивлением изоляции  $r$ . Эта ветвь позволяет определять распределение напряжения по элементам изоляции, а также регистрировать параметры частичных разрядов (ЧР) при возникновении разрядных процессов в промежутке  $S_1$ .

Ветвь III, содержащая емкость  $C_2$  и сопротивление  $R$ ,

характеризует степень неоднородности изоляции, наличие воздушных полостей, трещин, увлажнений, загрязнений. Ветвь определяет начальное значение и постоянную времени спада тока абсорбции, а также емкость и диэлектрические потери при переменном токе.

Ветвь IV, содержащая сопротивление  $R_1$ , определяет сопротивление изоляции постоянному току и току сквозной проводимости (ток утечки).

Ветвь V характеризует разрядные процессы в дефектных изоляционных элементах и позволяет регистрировать параметры высокочастотных электромагнитных излучений.

Рассмотрим практическое применение схемы замещения изоляции. Например, измерение сопротивления изоляции или тока проводимости позволяет контролировать ветвь, содержащую сопротивление  $R_1$ , а с учетом абсорбционной зависимости тока – также ветвь с емкостью  $C_2$  и сопротивлением  $R$ . Изменение распределения напряжения по отдельным элементам изоляции проверяют измерением емкостей  $C_0...C_n$ . Наличие промежутка  $S_1$  позволяет регистрировать возникающие в изоляции частичные разряды, а  $S_0$  – возникновение высокочастотных электромагнитных излучений (дуговой разряд).

*Методы диагностирования, измерения и контроля состояния внешней изоляции*

При эксплуатации электроэнергетического оборудования для диагностирования состояния внешней изоляции используют следующие методы измерения и контроля:

- измерение сопротивления изоляции;
- измерение тока утечки, постоянно протекающего через изоляцию;
- измерение распределения напряжения вдоль изоляционных элементов;
- регистрация инфракрасного (ИК) излучения;
- измерение оптического излучения по поверхности изоляции;
- диагностирование изоляции на основе регистрации частичных разрядов и высокочастотных электромагнитных излучений;
- анализ виброграмм опорной изоляции.

*Диагностика и измерение сопротивления изоляции*

В электроэнергетическом оборудовании опасное снижение сопротивления изоляции происходит из-за пробоя изоляции с

образованием сквозных каналов большой проводимости, увлажнения всего объема изолятора (открытая пористость фарфора), снижения поверхностного сопротивления защитного покрытия (глазури) под действием загрязнения и увлажнения.

Контроль сопротивления изоляции предполагает сравнение измеренного значения  $R_{из}$  с допустимым значением  $R_{доп}$  и проверку условия работоспособности  $R_{из} > R_{доп}$ .

При контроле сопротивления изоляции устанавливают минимально допустимое значение, определяемое практикой на основе большого числа измерений. В частности, минимально допустимое значение сопротивления изоляции для опорных стержневых изоляторов составляет 300 МОм на каждый элемент.

В общем случае сопротивление изоляции  $R_{из}$  определяется через приложенное напряжение  $U$  и протекающий через изолятор ток  $I$  зависимостью  $R_{из} = U/I$ . На рис. 7 показан характер изменения тока  $I$  через изолятор и составляющие тока.

Суммарный ток  $I$  через изоляцию при подаче постоянного напряжения имеет следующие составляющие (рис. 5):

$$I = I_c + I_{абс} + I_{пр}, \quad (1)$$

где  $I_c$  – ток заряда геометрической емкости  $C_l$  ( $I_c \approx 0$ ),

$I_{абс} = \left(\frac{U}{R}\right)e^{-\frac{t}{T}}$  – ток абсорбции,  $I_{пр} = \frac{U}{R_l}$  – ток сквозной

проводимости.

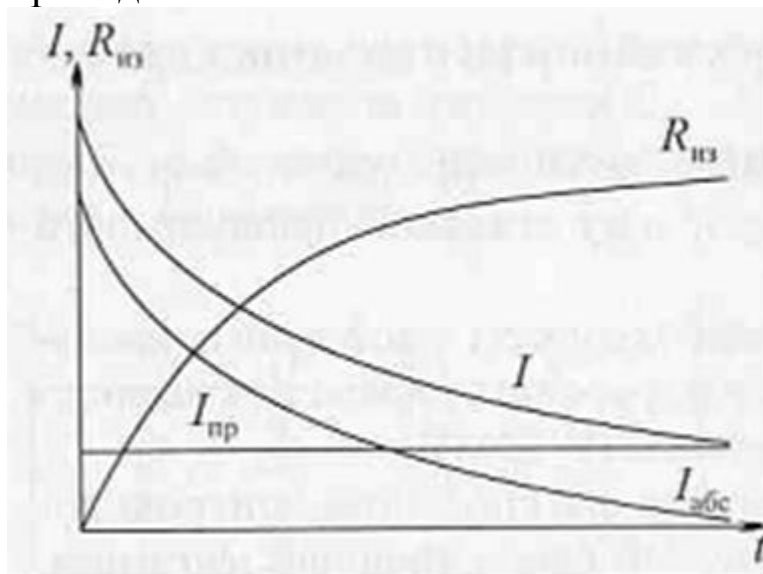


Рис. 5. Временная зависимость изменения тока  $I$  через изолятор, его составляющие и сопротивления изоляции

$$A = \pi r^2$$

Изменение суммарного тока  $I$  во времени имеет вид:

$$I = \left( \frac{U}{R} \right) e^{-\frac{t}{T}} + \frac{U}{R_1}, \quad (2)$$

где  $T = RC_2$  – постоянная времени ( $T < 1$  мин), а сопротивление изоляции

$$R_{из} = \frac{U}{I} = \frac{R_1}{1 + \frac{R_1}{R} e^{-\frac{t}{T}}}. \quad (3)$$

Полученное значение сопротивления  $R_{из}$  сопоставляют с данными предыдущих измерений или заводскими данными, сопротивление должно быть более 300 МОм.

Для изоляционных элементов из органических материалов оценивается коэффициент абсорбции  $K_{абс}$  (представляющий собой отношение сопротивления изоляции в два различных момента времени: 60 и 15 секунд,  $K_{абс} = R_{60}/R_{15}$  при температуре не ниже  $20^0\text{C}$ ) с помощью мегаомметра.

Значение коэффициента абсорбции нормируется:

$K_{абс} \geq 1,3$  – состояние изоляции удовлетворительное,

$K_{абс} < 1,3$  – изоляция не соответствует требованиям.

Контроль изоляции методом измерения сопротивления  $R_{из}$  заключается в сопоставлении измеренных и начальных (заводских или предыдущих результатов проверок) величин. Однако, как следует из рис. 5, даже для одной и той же изоляционной конструкции можно получить совершенно различные значения сопротивления, если проводить измерения в различные моменты времени, предшествующие установившемуся режиму. Поэтому для электроустановок с большой емкостью выдержка времени с момента приложения напряжения до момента измерения принята равной одной минуте.

Токи абсорбции и сквозной проводимости, а также сопротивление изоляции зависят от температуры, поэтому измерения приводят при температуре  $+20^0\text{C}$ . Однако линейные и подстанционные изоляторы обладают сравнительно малой емкостью, и поэтому при измерении их сопротивления абсорбционные явления не учитываются.

Диагностику методом измерения сопротивления внешней изоляции применяют для быстрой оценки состояния объекта. Величина сопротивления изоляции не может служить окончательным критерием работоспособности внешней изоляции электроустановок, так как нельзя определить наличие дефекта, например, трещины (скола).

При измерении сопротивления получают суммарное сопротивление:

$$R = \frac{R_V R_S}{R_V + R_S} \quad (4)$$

где  $R_V$  – объемное (внутреннее) сопротивление;  $R_S$  – поверхностное сопротивление, причем его влияние весьма существенно.

Для устранения влияния сопротивления  $R_S$  применяют экранирующие электроды, отводящие токи с поверхности в обход измерительной схемы. При использовании этого метода надо помнить, что показания прибора могут быть завышены в период жаркой погоды, когда трещины в изоляторах находятся в сухом состоянии.

Схема реализации метода имеет вид, представленный на рис. 6.

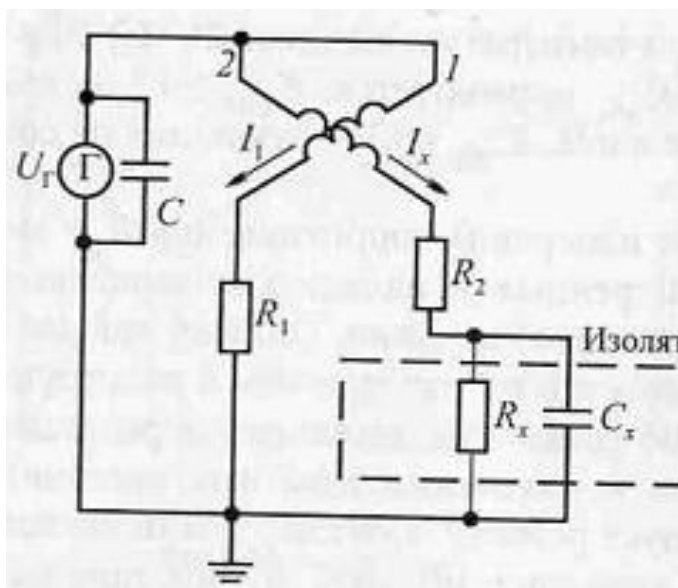


Рис. 6. Схема измерения сопротивления изоляции мегаомметром

К изолятору с помощью зажимов подключают мегаомметр, который позволяет получить измеренное значение сопротивления изолятора. Работник (например, электроэнергетик) сравнивает измеренное значение  $R_{из}$  с допустимым  $R_{доп}$ , проверяя условие работоспособности, и принимает решение о состоянии изолятора. Для измерения сопротивления внешней изоляции электрооборудования используют мегаомметры на напряжение 500, 1000 и 2500В.

Диагностика электроэнергетического оборудования методом измерения сопротивления изоляции – малоэффективный способ проверки, т.к. требует отключения объекта на время измерения и определения  $R_{из}$  каждого изолирующего элемента. Данный способ обладает высокой погрешностью при проведении измерения в жаркую или холодную погоду. При использовании метода измерения сопротивления изоляции пропускается 10...30% дефектных изоляторов и определяется только общее состояние внешней изоляции. Делать качественную оценку процессов в изоляции, имеющей трещины и включения других материалов, не представляется возможным, так как применяемые при измерении невысокие напряжения (не более 2500В) не могут обеспечить пробой даже небольших промежутков в трещинах изолятора, если они находятся в сухом состоянии.

Область применения метода: выходной контроль при проверке изоляторов перед установкой их на объект после ремонта (хранения).

*Диагностирование гирлянды изоляторов на основе тока утечки.*

При эксплуатации воздушной линии через гирлянды изоляторов протекает ток утечки, значение которого определяется состоянием поверхности объекта диагностики – внешней изоляции. При наличии дефектных изоляторов ток утечки через изоляционную конструкцию на землю отличается от значения тока при отсутствии таких объектов.

При использовании метода для отыскания отказавших изоляторов диагностическое устройство должно иметь высокую чувствительность для измерения малых токов утечки через внешнюю изоляцию при воздействии рабочего напряжения. В эксплуатационной практике в качестве измерительного устройства используют прибор типа штанга.



Прибор регистрирует ток утечки через изолятор (рис. 7) и работает на принципе намагничивания стального сердечника током.

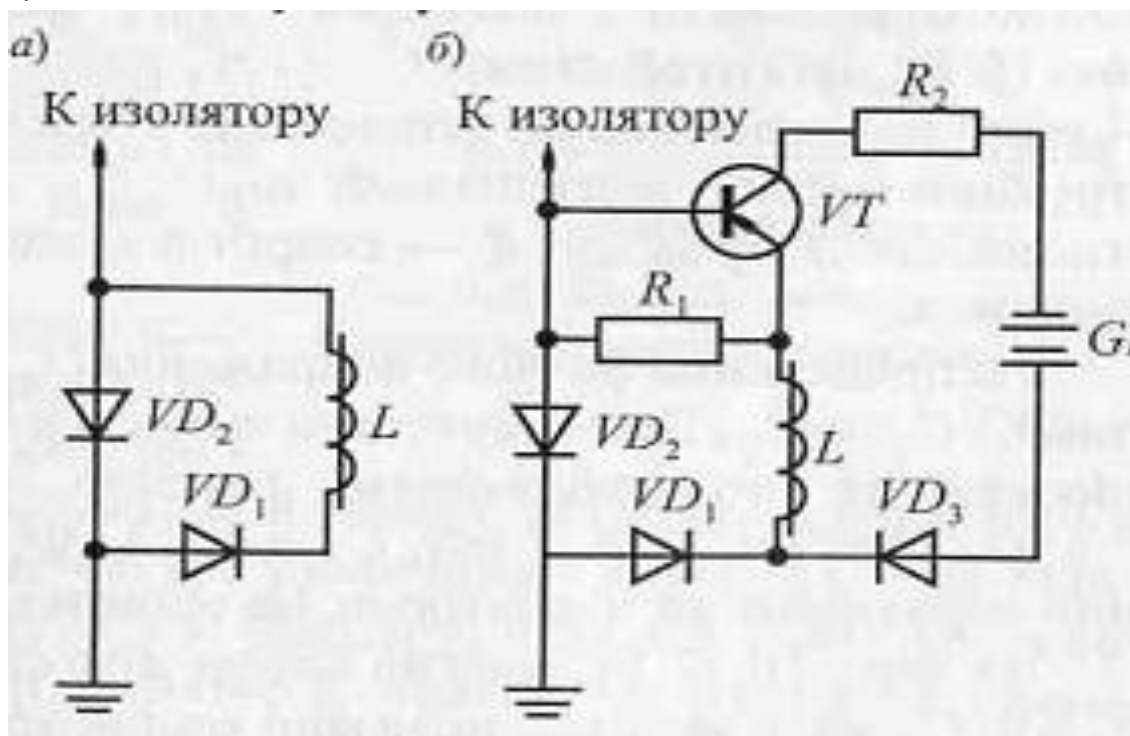


Рис. 7. Принципиальная схема магнитного регистратора тока утечки: а) без усилителя; б) с усилителем

Сердечник помещают в дроссель  $L$ , который включают последовательно с диодом  $VD_1$  и изолятором (рис. 7, а), где диод шунтирует полуволну входного тока. Затем сердечник вынимают из дросселя и размагничивают в специальном устройстве, а по кривой намагничивания сердечника находят искомую величину тока утечки.

Работник сравнивает измеренное значение тока утечки  $I_{UT}$  с допустимым  $I_{UT.доп}$ , проверяет условие работоспособности  $I_{UT} < I_{UT.доп}$  и принимает решение о состоянии проверяемого изолятора. Для повышения чувствительности прибора в схему вводят усилитель на транзисторе  $VT$  (рис. 7, б).

Недостаток этого метода – при токах, равных 1...20мА, прибор не регистрирует дефекты на ранней стадии их развития. Современные устройства для регистрации токов утечки позволяют проводить измерения и связывать полученные результаты диагностики с необратимыми процессами старения внешней изоляции.

Другим недостатком является существенная методическая

погрешность и сложность разработки достоверных норм для отбраковки дефектных изоляторов. Следовательно, при определении состояния изоляции его привязывают к другому методу диагностики для определения дефектных изоляторов.

Область применения метода: отыскание дефектного изолятора в гирлянде воздушной линии электропередачи.

*Диагностирование изоляторов на основе анализа распределения напряжения на элементах гирлянды*

Переменное напряжение распределяется по изоляторам гирлянды воздушной линии электропередачи неравномерно, а с увеличением числа изоляторов в гирлянде оно возрастает. Распределение напряжения по изоляторам гирлянды длиной  $L$  определим с помощью схемы замещения (рис. 8).

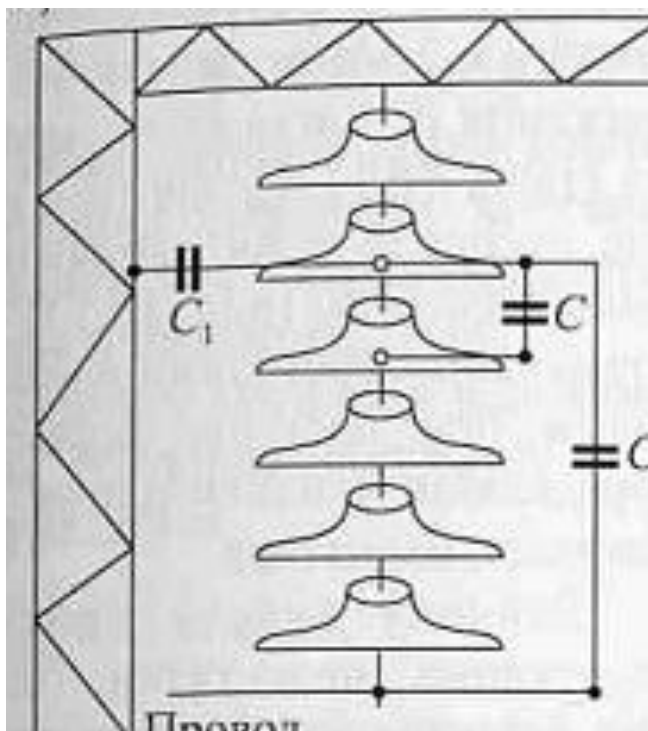


Рис. 8. Схема гирлянды из шести изоляторов:

$C$  – собственная емкость изолятора;

$C_1$  – емкость изолятора по отношению к заземленным элементам конструкции (опора, заземленный трос);

$C_2$  – емкость изолятора по отношению к проводу;

$R$  – сопротивление утечки по поверхности изолятора

Распределение фазного напряжения  $U_0$  зависит только от емкостей  $C$ ,  $C_1$  и  $C_2$ . При отсутствии емкостей  $C_1$  и  $C_2$  напряжение распределяется по изоляторам линейно. В реальных условиях  $C = 50...70$  пФ,  $C_1 = 4..5$  пФ,  $C_2 = 0,5...1,0$  пФ, поэтому ток, протекающий через емкости изоляторов, не остается постоянным (рис. 9).

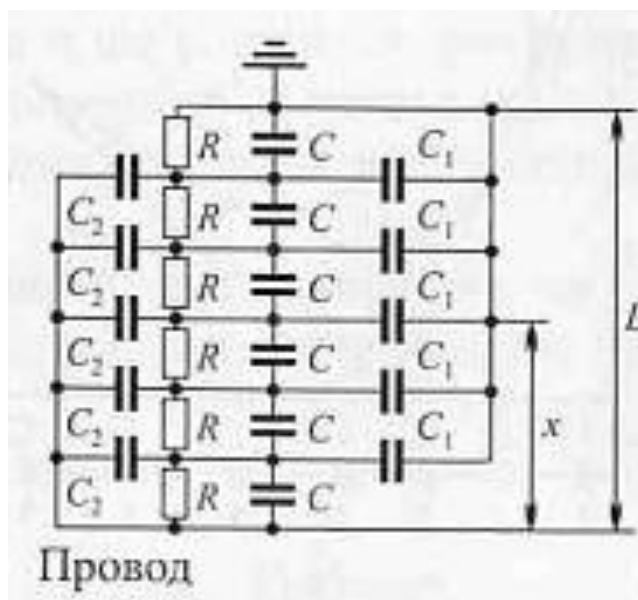


Рис. 9. Влияние емкости  $C_1$  на распределение напряжения вдоль гирлянды

Через емкость изолятора у фазного провода ( $C_2$ ) протекает наибольший ток, а у конструкции (земля) ( $C_1$ ), – наименьший. Отношение напряжений  $U/U_0$  вдоль гирлянды неравномерно, так как на распределение напряжения вдоль гирлянды оказывают влияние емкости  $C_1$  и  $C_2$ . В результате изоляторы, расположенные в средней части гирлянды, оказываются менее нагруженными, чем изоляторы у ее концов, а так как  $C_1 > C_2$ , наибольшее падение напряжения приходится на изоляторы, ближайšie к проводу (рис. 10).

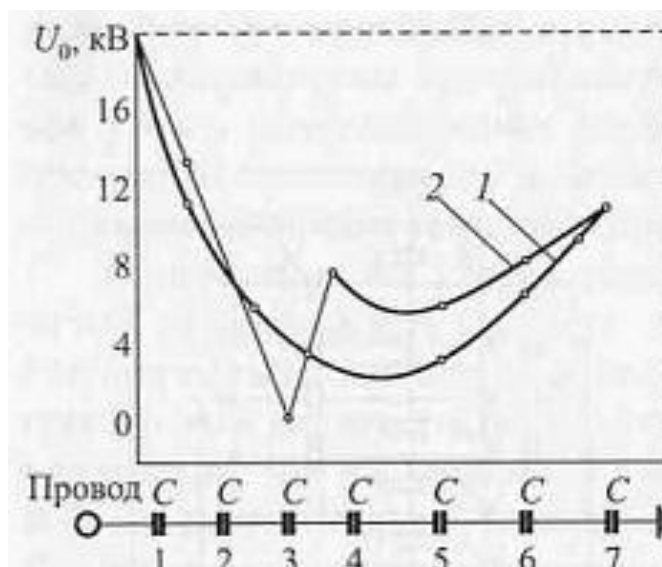


Рис. 10. Распределение падения напряжения вдоль гирлянды:  
1 – при нормальном состоянии изоляторов;  
2 – при дефектном третьем изоляторе

В процессе эксплуатации на воздушных линиях и трансформаторных подстанциях осуществляют диагностирование изоляторов в гирляндах и колонках с помощью

киловольтметра, расположенного на штанге (рис. 11).

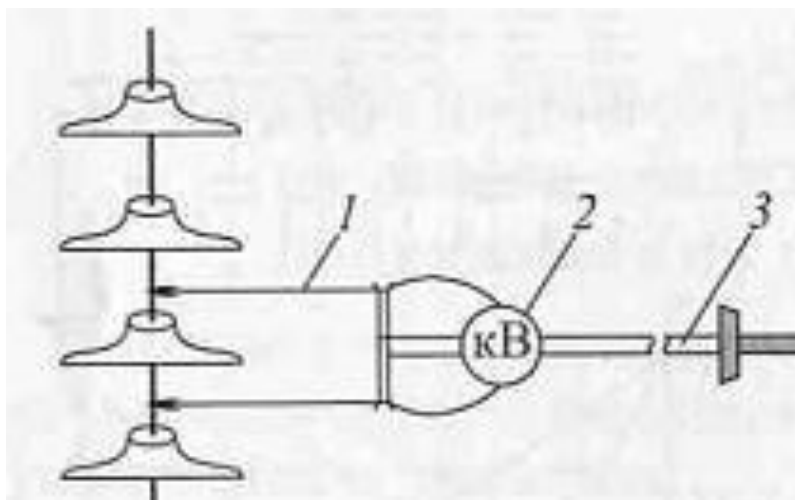


Рис. 11. Измерение распределения напряжения вдоль гирлянды с использованием измерительной штанги:  
1 – щуп,  
2 – киловольтметр,  
3 – штанга

Для выравнивания распределения напряжения применяют арматуру в виде колец, восьмерок и овалов, которую укрепляют на подвеске каждого провода. Арматура увеличивает емкость  $C_2$  изолятора у фазы и уменьшает падение напряжения на этом изоляторе. Аналогичное влияние оказывает расщепление проводов каждой фазы линии.

Для диагностирования объекта рассмотрим кривую распределения напряжения по элементам гирлянды (табл. 1).

Таблица 1

Распределение напряжения вдоль гирлянды изоляторов

Падение напряжения	Изоляторы гирлянды						
	1	2	3	4	5	6	7
Нормальная гирлянда	19	14	6	3,5	4,5	7,5	11,5
С дефектным третьим изолятором	19	10	1,5	7,3	7,7	9	11,5

Сравнивая кривые распределения напряжения вдоль гирлянды (рис. 12) при нормальном состоянии изоляторов и при наличии дефектов, определяют расположение дефектного изолятора.

Недостатки метода диагностики: большая погрешность, значительная трудоемкость, высокие требования к квалификации персонала, повышенная опасность при выполнении работ.

Область применения метода: изоляция воздушных линий

напряжением 35кВ и выше; натяжные гирлянды шинных мостов открытых распределительных устройств подстанций 35кВ и выше.

*Диагностирование опорной изоляции вибрационным методом.*

В процессе эксплуатации опорные изоляторы открытых распределительных устройств и трансформаторных подстанций подвергаются знакопеременным ветровым нагрузкам и нагрузкам, возникающим при переключениях разъединителей. Первые вызывают изгиб изоляторов, вторые – изгиб с кручением. Соответственно, к механическим напряжениям, возникающим в изоляторе электроустановки, при перечисленных выше нагрузках, относятся напряжения при изгибе и при кручении. Контроль механической жесткости изолятора осуществляют вибрационным методом. При этом контролируют либо частоты свободных колебаний, либо резонансные частоты колебаний изолятора. По частотному спектру колебаний изолятора (виброграммам) судят о его работоспособности.

Степень повреждения изолятора можно представить в форме отношения предельной нагрузки поврежденного изолятора к предельной нагрузке неповрежденного изолятора:

$$\frac{P_1}{P_0} = \frac{I_1}{I_0} = \left( \frac{\omega_{i1}}{\omega_{i0}} \right)^2 \quad (5)$$

где  $P_0$  – предельная нагрузка неповрежденного изолятора;  $P_1$  – предельная нагрузка поврежденного изолятора;  $I_0$  – статический момент инерции опасного сечения неповрежденного изолятора;  $I_1$  – статический момент инерции опасного сечения поврежденного изолятора;  $\omega_{i0}$ ,  $\omega_{i1}$  – частоты собственных колебаний неповрежденного и поврежденного изоляторов соответственно. Из соотношения (5) следует, что повреждение можно обнаружить в широком диапазоне частот колебаний изолятора.

Таким образом, для оценивания технического состояния опорного изолятора достаточно отследить поведение его собственных частот во времени. Для этого нужно иметь описание начального состояния изолятора и несколько промежуточных описаний его состояния в различные моменты времени.

Состояние опорного изолятора определяют по его

виброграмме. Фактически определяется состояние механической жесткости изолятора. Критерием работоспособности изолятора выступает неизменность во времени его жесткости, а следовательно, неизменность виброграммы.

На графике (рис. 14) приведена виброграмма изолятора в работоспособном состоянии, а на рис. 15 – в неработоспособном состоянии. На оси ординат отложены амплитуды колебаний в относительных единицах, а по оси абсцисс – значения частот в герцах.

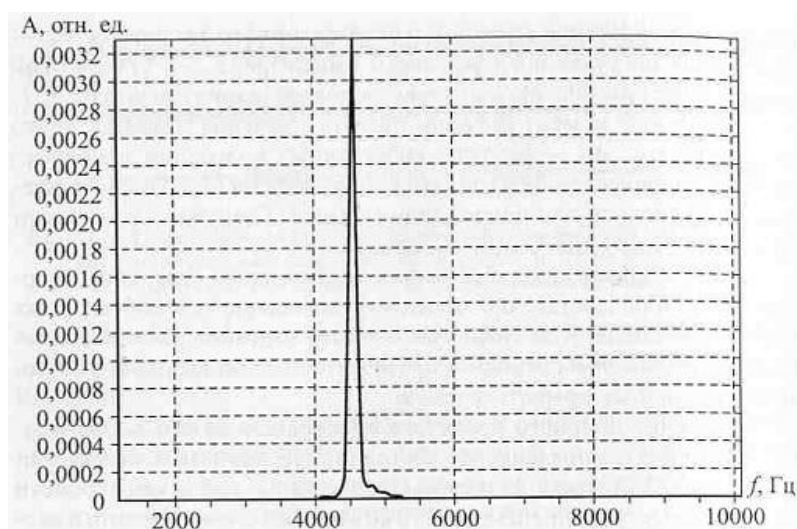


Рис. 14. Виброграмма изолятора шинного разъединителя 110кВ в работоспособном состоянии

Работоспособный изолятор – условно однородное тело, поэтому все элементы его конструкции колеблются с одной частотой: на виброграмме (рис. 15) виден один высокий пик: колебания на одной частоте с большой амплитудой. При появлении дефектов (трещин, сколов) однородность нарушается, и элементы конструкции колеблются с различной частотой. На рис. 15 это выглядит как появление дополнительных пиков различной амплитуды на различных частотах.

Недостатки вибрационного метода диагностирования: сложность измерительной аппаратуры, неполная информативность при одиночных проверках, сложная цифровая обработка для селекции полезного сигнала даже при непрерывном контроле из-за переотражения сигналов.

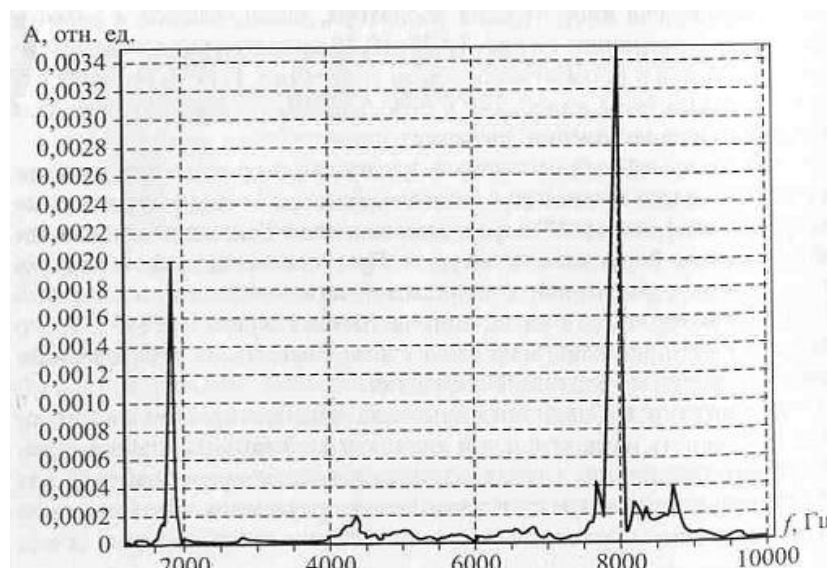


Рис. 15. Виброграмма опорного изолятора в неработоспособном состоянии

Область применения метода: диагностирование опорных изоляторов подстанционного оборудования напряжением 110...220 кВ.

## 2. ПРИБОРЫ И ОБОРУДОВАНИЕ

1. Образцы внешней изоляции электроэнергетического оборудования.
2. Мегаомметры напряжением 1000В и 2500В.
3. Аппарат испытания изоляции напряжением 70кВ – АИИ-70М.
4. Комплект электрозащитных средств.
5. Соединительные провода и приспособления.

## 3. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ

1. Анализ объекта диагностирования – внешней изоляции электроэнергетического оборудования.
2. Визуальный осмотр и тепловизионный контроль изоляции оборудования.
3. Диагностика и измерение сопротивления изоляции оборудования.
4. Диагностика и испытание внешней изоляции электрооборудования повышенным напряжением выпрямленного тока.

5. Заполнение протоколов диагностики внешней изоляции оборудования.

#### **4. СОДЕРЖАНИЕ ОТЧЕТА О РАБОТЕ**

1. Цель и краткие сведения из теории тепловизионного контроля объекта.
2. Анализ объекта диагностирования – внешней изоляции электроэнергетического оборудования (Приложение 6).
3. Протокол визуального осмотра и тепловизионного контроля внешней изоляции электрооборудования (Приложение 9).
4. Протокол диагностики и измерения сопротивления внешней изоляции электроэнергетического оборудования (Приложение 10).
5. Протокол диагностики и испытания внешней изоляции электрооборудования повышенным напряжением выпрямленного тока (Приложение 11).
6. Нормы тепловизионного контроля оборудования (Приложение 12).
5. Схемы диагностики, испытаний и измерений объекта.
6. Выводы по работе.

#### **5. ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ**

1. Какие типы изоляторов вы знаете?
2. Где применяются опорные стержневые изоляторы и для чего?
3. Чем отличаются опорные стержневые изоляторы наружной установки от изоляторов внутренней установки?
4. Где используются подвесные изоляторы и из чего они состоят?
5. Какова основная причина отказа тарельчатых изоляторов?
6. Какие характерные дефекты подвесных изоляторов вы знаете?
7. Где используются проходные изоляторы и из чего они состоят?
8. Какие основные причины отказов проходных изоляторов вы знаете?



9. В каких случаях фарфоровые изоляторы становятся не-работоспособными?
10. Опишите, с чего начинают диагностику внешней изоляции электроэнергетического оборудования?
11. При каких условиях можно выполнять диагностику внешней изоляции электроустановок?
12. Что означают буквы и цифры в обозначениях типов подвесных и опорных изоляторов? Расшифруйте тип изолятора ОНШ-35-2000?
13. Какие методы используют при диагностировании, измерении и контроле состояния внешней изоляции?
14. Поясните работу эквивалентной схемы замещения внешней изоляции с дефектом объекта диагностики.
15. Из-за чего происходит опасное снижение сопротивления изоляции в электроэнергетическом оборудовании?
16. Как осуществляется диагностика и контроль изоляции методом измерения сопротивления?
17. Как выполняют измерения сопротивления внешней изоляции электрооборудования?
18. Как выполняется диагностирование гирлянды изоляторов на основе тока утечки?
19. Каковы недостатки диагностирования гирлянды изоляторов на основе тока утечки?
20. Как выполняется диагностирование изоляторов на основе анализа распределения напряжения на элементах гирлянды?
21. Каковы недостатки и область применения диагностирования изоляторов на основе распределения напряжения на элементах гирлянды?
22. Как выполняют диагностирование опорной изоляции вибрационным методом?
23. Какие недостатки и область применения вибрационного метода диагностирования?

## **ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №7. ДИАГНОСТИКА МАСЛЯНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ**

### **Цель работы:**

Ознакомиться с различными методами диагностики масляных выключателей.

### **Задачи работы:**

1. Изучить объект диагностики – масляные выключатели электроэнергетического оборудования.
2. Знать диагностическую модель, методы испытаний и диагностирования выключателей.
3. Получить навыки работы с приборами и устройствами для диагностики и испытаний масляных выключателей электрооборудования.

## **1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ**

На практике диагностированию и испытаниям выключателей предшествует комплекс организационных мероприятий по изучению объекта диагностики, нормативной документации, объемов и норм испытаний; данных о качестве масла в соответствии с требованиями глав 1.8 «Нормы приемо-сдаточных испытаний» Правил устройства электроустановок (ПУЭ).

Диагностика и испытания масляных выключателей, находящихся в эксплуатации, производится в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП), приложение 3 «Нормы испытания электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей».

При эксплуатации электроустановок применяют *выключатели масляные баковые* с большим объемом масла, у которых масло работает дугогасящей средой и изоляцией, а также *выключатели маломасляные* – с малым объемом масла, масло служит только дугогасящей средой, но не изоляцией.

В электроустановках напряжением 35-220кВ применяются в основном масляные баковые, а на напряжение до 10кВ – маломасляные выключатели.

Достоинствам масляных выключателей являются простота конструкции, большая отключающая способность и независимость от атмосферных явлений. Основными недостатками, особенно ба-

ковых выключателей, является наличие большого количества масла, что приводит к большим габаритам и массам как самих выключателей, так и распределительных устройств, повышенной пожарной и взрывоопасности, необходимости специального масляного хозяйства.

*Выключатели масляные баковые* на напряжение до 20кВ и малые токи отключения выполняют однобаковыми (три полюса в одном баке), а на напряжение 35кВ и выше – трехбаковыми (каждая фаза в отдельном баке) с общим или индивидуальными приводами. Выключатели снабжают электромагнитными или пневматическими приводами и автоматическим повторным включением (АПВ).

Основой конструкции выключателя является бак, внутри которого и на нем монтируют контактную и дугогасительную системы, вводы и привод (рис. 1). Бак заливается трансформаторным маслом, а между поверхностью масла и крышкой бака оставляют свободный объем (30% объема бака) – воздушную буферную подушку, которую соединяют с газоотводной трубкой. Воздушная подушка снижает давление, передаваемое на стенки бака при отключении, исключает выброс масла из бака и предохраняет выключатель от взрыва при чрезмерном давлении.

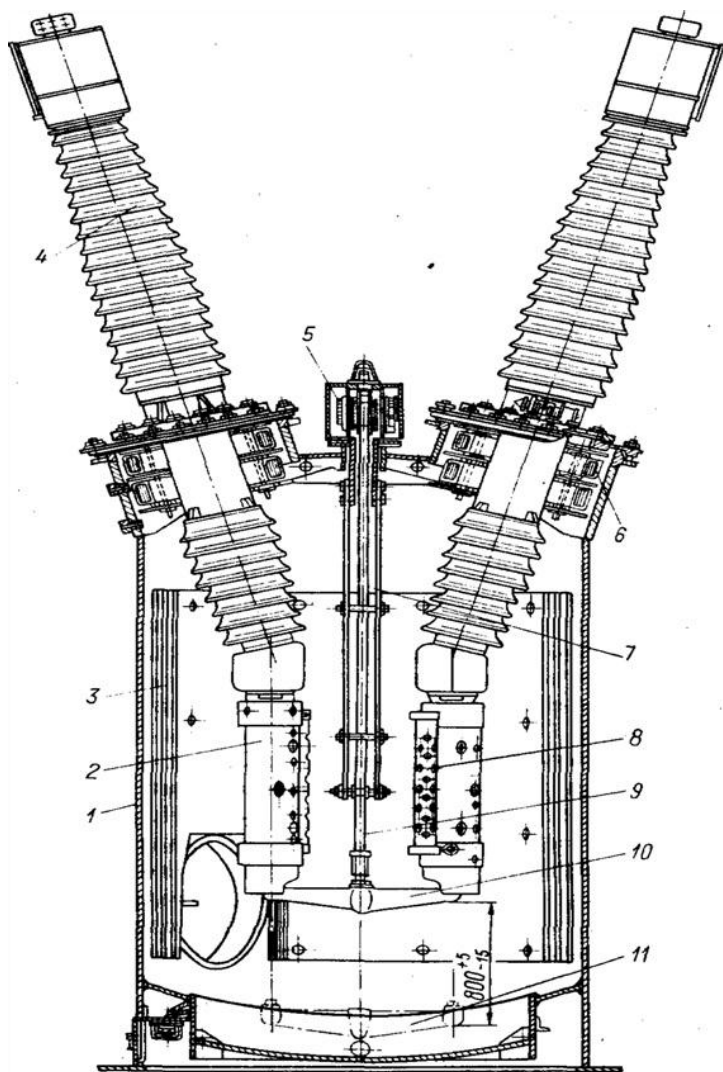


Рис.1. Полнос масляного бакового выключателя на 220кВ:

- 1 – бак;
- 2 – дугогасительные камера с неподвижными контактами и шунтирующим резистором;
- 3 – изоляция бака;
- 4 – ввод;
- 5 – приводной механизм;
- 6 – трансформатор тока;
- 7 – направляющее устройство;
- 8 – шунтирующий резистор;
- 9 – изоляционная тяга;
- 10 – траверса с подвижными контактами;
- 11 – положение траверсы после отключения

Высота уровня масла над местом разрыва контактов исключает выброс в воздушную подушку горячих газов. Прорыв этих газов может привести к образованию взрывчатой смеси (гремучего газа) и взрыву бакового масляного выключателя.

В выключателях при напряжениях 3-6кВ и малых отключаемых токах применяют простой разрыв в масле, а при напряжениях 10-35кВ и выше используют дугогасительные устройства с продольным, поперечным, продольно-поперечным дутьем, с одно- и многократным разрывом.

Масляные баковые выключатели на напряжение 35кВ и выше имеют встроенные трансформаторы тока. На внутреннюю часть проходного изолятора надеты и укреплены под крышкой выключателя сердечники со вторичными обмотками. Токоведущий стержень проходного изолятора служит первичной обмоткой.

У выключателей маломасляных (горшковых) масло служит дугогасящей средой, а изоляцию токоведущих частей и дугогаси-

тельного устройства относительно земли осуществляют с помощью твердых изоляционных материалов (керамика, текстолит, эпоксидные смолы и т.п.). Меньшая, чем у бакового выключателя, прочность корпуса по отношению к давлениям, создаваемым при отключении предельных токов короткого замыкания, ограничивает отключающую способность маломасляного выключателя (рис. 2).

Проведению испытаний и диагностике предшествует тщательный наружный осмотр выключателя. Если в результате осмотра обнаружат дефекты, которые могут вызвать повреждение объекта диагностики или испытательной аппаратуры, опыты проводят после устранения дефектов.

Заключение о пригодности масляного выключателя к эксплуатации производят на основании анализа данных, полученных при испытаниях и диагностике объекта. Выключатели, забракованные при внешнем осмотре, независимо от результатов испытания, меняют или ремонтируют.

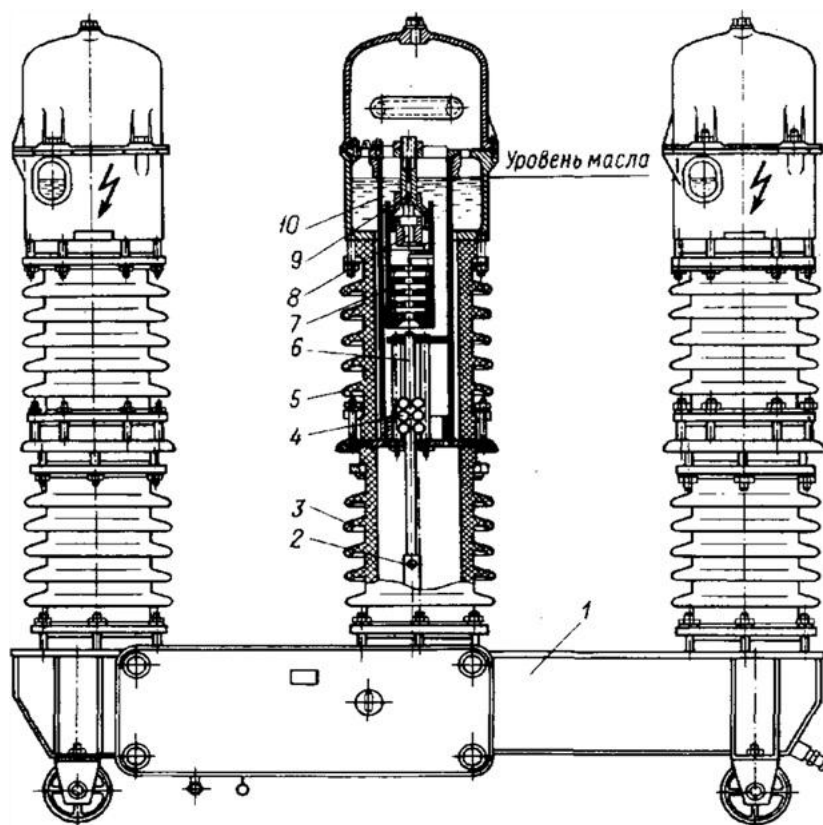


Рис. 2. Выключатель маломасляный колонковый для внешней установки:

- 1 – основание;
- 2 и 9 – неподвижные контакты;
- 3 – опорная изоляционная колодка;
- 4 – роликовый токовый подвод;
- 5 – фарфоровая рубашка;
- 6 – подвижный контакт;
- 7 – дугогасительное устройство;
- 8 – промежуточный контакт;
- 10 – изоляционный цилиндр

*Диагностика и приемо-сдаточные испытания выключателей.*

Диагностику выключателей выполняют следующими методами:

- измерение сопротивления изоляции подвижных и направляющих частей, вторичных цепей, электромагнитов включения и отключения, а также испытания изоляции вводов, внутренней баковой и дугогасительных устройств;
- испытание изоляции повышенным напряжением промышленной частоты относительно корпуса или опорной изоляции, а также изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов включения (отключения);
- диагностика и измерение сопротивления постоянному току: контактов масляных выключателей; шунтирующих резисторов дугогасительных устройств; обмоток электромагнитов включения и отключения. Измерение скоростных и временных характеристик выключателей;
- диагностика и измерение хода подвижных частей выключателя, входа контактов при включении, одновременности замыкания и размыкания контактов. Проверка регулировочных и установочных характеристик механизмов, приводов и выключателей;
- диагностика и проверка действия механизма свободного расцепления. Проверка напряжения срабатывания приводов выключателя. Испытание выключателя включениями и отключениями. Испытания масла выключателей и встроенных трансформаторов тока.

*Диагностику выключателя и измерение сопротивления изоляции* проводят методом визуального осмотра подвижных и направляющих частей из органических материалов, а измерения выполняют методом «мегаомметра», прибором напряжением 2500В, при этом сопротивление изоляции не должно быть менее значений, указанных в табл. 1.

Таблица 1

Сопротивления изоляции выключателей

Номинальное напряжение выключателя, кВ	3-10	15-50	220-500
Сопротивление изоляции, Мом	1000	3000	5000

Первое измерение производят при включенном положении выключателя. Измеряется суммарное сопротивление изоляции вводов, подвижных и направляющих частей выключателя. Если изме-

ренные сопротивления окажутся ниже указанных в табл. 1 значений, проводится второе измерение при отключенном выключателе и соединенных между собой вводах каждой фазы выключателя. Сопротивление изоляции подвижных и направляющих частей определяется по результатам двух измерений из выражения:

$$R_{изм} = \frac{R_{вкл} R_{откл}}{R_{откл} - R_{вкл}}, \quad (1)$$

где  $R_{вкл}$  и  $R_{откл}$  – сопротивления изоляции, измеренные соответственно при включенном и отключенном положениях выключателя.

В тех случаях, когда масло в баки выключателя не залито или есть возможность осушить баки, для измерения сопротивления изоляции присоединяют мегаомметр к подвижным и направляющим частям.

Для вторичных цепей, электромагнитов включения и отключения сопротивление изоляции измеряют мегаомметром на напряжение 1000В и оно должно быть не менее 1МОм.

*Диагностика и измерения внутренней баковой изоляции и изоляции дугогасительных устройств.*

Диагностику производят для выключателей 35кВ с установленными вводами методом измерения тангенса угла диэлектрических потерь изоляции, который измеряют для вводов всех типов, кроме фарфоровых. Поскольку измерения производят на внешних вводах из твердой изоляции, на общий результат оказывает влияние как состояние самого ввода, так и состояние внутренней баковой изоляции (деионные решетки, экраны, направляющие камер и т.п.).

На первом этапе оценку состояния внутренней баковой изоляции производят в том случае, если при измерении  $tg\delta$  вводов на собранном выключателе получены значения, превышающие установленные нормы.

На втором этапе повторяют измерение с исключением влияния внутренней баковой изоляции: опускают баки, сливают масло, закорачивают дугогасительные камеры и производят измерения. Если значение  $tg\delta$  в 2 раза превышает  $tg\delta$  вводов, измеренное при полном исключении влияния внутренней баковой изоляции дугогасительных устройств, т.е. до установки вводов в выключатель, изоляция подлежит сушке. Если же  $tg\delta$  остается выше нормы, то такой ввод должен быть заменен.

На третьем этапе после сушки внутренней баковой изоляции и повторной заливки выключателя маслом, производят проверку сопротивления изоляции в соответствии с вышеизложенными требованиями и измерение  $tg\delta$  при включенном и отключенном выключателе.

Измерения  $tg\delta$  производят при помощи мостов переменного тока типа МД-16, Р-571, Р-595, Р502б по перевернутой схеме.

*Диагностика и испытание изоляции повышенным напряжением промышленной частоты.*

Диагностирование объекта проводят методом визуального осмотра и тепловизионного контроля выключателя, а измерения изоляции выключателей относительно корпуса производят для выключателей напряжением до 35кВ специальным устройством, где напряжение для опыта принимается в соответствии с данными табл. 2.

Таблица 2

Испытательное напряжение промышленной частоты  
для внешней изоляции выключателей

Класс напряже- ния, кВ	Испытательное напряжение, кВ, для аппаратов с изоляцией			
	Нормальной керамической	Нормальной из органических материалов	Облегченной керамической	Облегченной из органических материалов
3	24	21,6	13	11,7
6	32	28,8	21	18,9
10	42	37,8	32	28,8
15	55	49,5	48	43,2
20	65	58,5	-	-
35	95	85,5	-	-

Продолжительность приложения нормированного испытательного напряжения 1 мин. Изоляцию масляного выключателя испытывают повышенным напряжением после окончания всех работ на данном выключателе. Масляные выключатели КРУ для диагностики выкачивают из ячеек КРУ.

В опытах испытательное напряжение прикладывают: к среднему полюсу выключателя во включенном положении при заземленных крайних полюсах – проверяется междуфазовая изоляция; ко всем трем полюсам выключателя при включенном положении относительно «земли» – проверяется основная изоляция выключате-



ля; между разомкнутыми контактами одного и того же полюса при положении «отключено» – проверяется изоляция внутреннего разрыва. Если при испытании и диагностике прослушиваются потрескивания, «ненормальные» шумы, испытания прекращают и принимают меры к выявлению и устранению причин (рис. 3).

На втором этапе диагностику объекта проводят методом осмотра и тепловизионного контроля выключателя, а изоляции вторичных цепей, обмоток электромагнитов включения и отключения – мегаомметром с испытательным напряжением 1000В. Продолжительность испытания 1 мин.

*Диагностику сопротивления постоянному току контактов выключателей* выполняют путем измерения сопротивления токоведущей системы полюса выключателя и отдельных его элементов. Значение сопротивления контактов постоянному току определяют по данным завода-изготовителя.

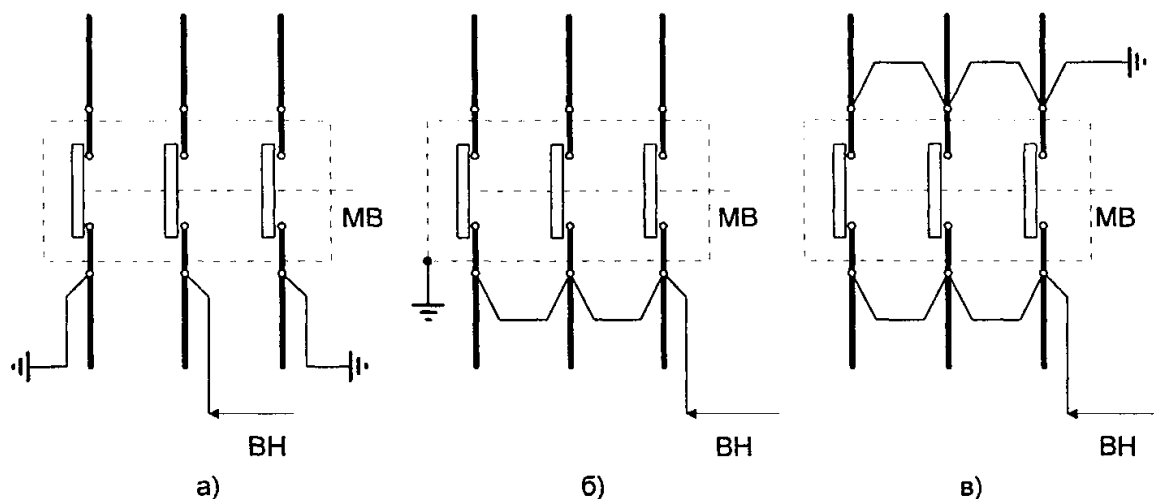


Рис. 3. Схемы испытаний масляных выключателей повышенным напряжением: а) – средней фазы; б) – каждой из трех фаз; в) – контактного разрыва

Измерения омического сопротивления контактов выключателей производят на постоянном токе, так как измерения на переменном токе приводят к большим искажениям результатов. Повышенное значение омического сопротивления контактов масляных выключателей приводит к обгоранию, оплавлению, привариванию контактов, что может привести к отказу электрооборудования. Схема измерения сопротивления постоянному току контактной системы выключателя представлена на рис. 4.

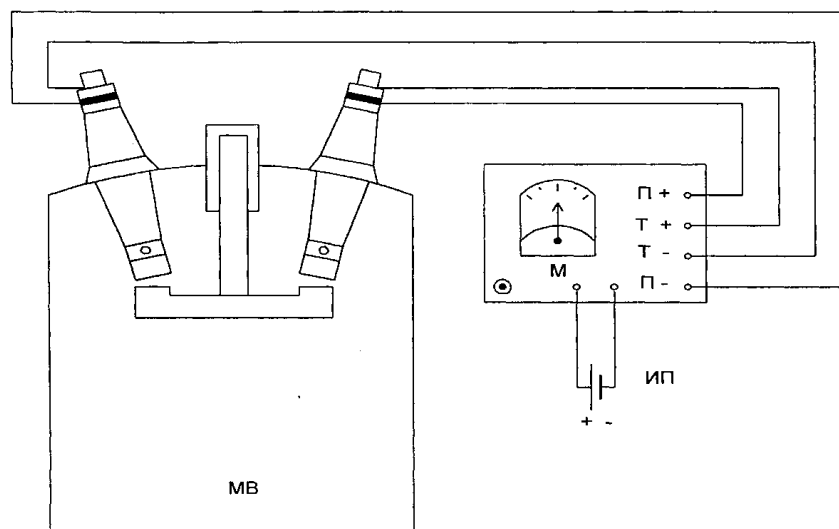


Рис. 4. Схема измерения сопротивления постоянному току контактной системы выключателя: МВ – масляный выключатель; М – измерительный мост; ИП – источник питания; Т – зажимы для подключения потенциальных проводников; П – зажимы для подключения токовых проводников

При изменении площади соприкосновения изменяется переходное сопротивление контактного соединения, которое становится тем меньше, чем больше сила нажатия, но до определенного давления. Дальнейшее увеличение силы нажатия контактов не приводит к заметному снижению переходного сопротивления.

Существенное влияние на переходное сопротивление контактов оказывает чистота контактных поверхностей. Загрязненные, покрытые окислами поверхности имеют более высокое переходное сопротивление, так как окислы большинства металлов обладают малой проводимостью. На величину сопротивления, особенно при небольшой силе взаимного нажатия контактов, влияет способ обработки поверхности.

Измерение сопротивления контактов масляных выключателей производят по фазам с помощью микроомметров типа Ф-415, контактомеров КМС-68, КМС-63, мостов постоянного тока типа Р-239, а также методом «амперметра-вольтметра». Для измерений применяют микроомметры с различными способами регулирования тока на базе метода «амперметра-вольтметра». По величине переходного сопротивления фазы выключателя трудно судить о состоянии контактов, входящих в цепь токоведущего контура выключателя. Установлено, что неисправность какого-либо контакта в большей части приводит к резкому увеличению общего сопротивления кон-

тура. Измеренное сопротивление должно соответствовать данным, представленным в табл. 3.

Таблица 3

Сопротивления постоянному току токоведущего контура

Тип выключателя	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Сопротивление контактов фазы выключателя, мкОм
ВМП-10; ВМП-10К; ВМПЭ-10	10	600 1000 1500 5000	55 40 30 15; 300 <sup>1)</sup>
ВЭМ-6; ВЭМ-10	6-10	2000 3200	45 45
М-10	10	5000	10; 300 <sup>1)</sup>
МГГ-10	6-10	2000 3000	30 20
Остальные типы	3-10	200 600 1000 2000	350 150 100 75
МГ-20	20	6000	15; 300 <sup>1)</sup>
МГГ-20	20	2000 3000	30; 250 <sup>1)</sup>
ВМ-35; ВБ-35; ВМД-35	35	600	550
С-35	35	630 3200	310; 9 <sup>2)</sup> 55; 14 <sup>2)</sup>
ВМТ-110	110	1000	130
МКП-110: с киритовыми пласти- нами	110	600	~600, 540 <sup>2)</sup>
без киритовых пластин	110	600	1100
ВМ-125	110	600	500
ВМТ-220	220	1000	130
МКП-220	220	600	1200; 260 <sup>2)</sup>
У-220-10	220	600	1400; 600 <sup>2)</sup>
МКП-500	500	1500	2350; 350 <sup>2)</sup> ; 500 <sup>3)</sup>
ВМГ-10	6-10	630	75

*Примечание:* 1) дугогасительные контакты; 2) одна камера; 3) подвижные контакты.

При измерении «не норма» рекомендуется произвести двух-трехкратное включение и отключение выключателя, т. к. после нескольких операций включения и отключения происходит самостоятельная отчистка контактных поверхностей и снижение общего омического сопротивления. Такая очистка является нормальной и рекомендована для всех выключателей.

Критерием надежности контактов выключателей служит величина вытягивающего усилия подвижного контакта собранного полюса до заливки маслом (при не доходе к «мертвому» положению не более, чем на 10 мм). Так, для выключателей типа ВМП-10-20-22 измеренные значения сопротивлений не должны отличаться от заводских данных более, чем на 3%.

*Масляные выключатели типа ВМП-10 и ВМГ-10.* Измерение переходных сопротивлений контактов фазы выключателя типа ВМП-10 производится между полюсами выключателя. Ввиду того, что нормально переходные сопротивления контактов в месте подсоединения шин к выключателю имеют малые сопротивления по сравнению с переходными сопротивлениями контактов выключателя, измерительные щупы следует подключать непосредственно к шинам, отходящим от выключателя.

При капитальных ремонтах выключателей с разборкой измерение переходных сопротивлений каждой камеры и полюса целиком производится в процессе регулировки. У шунтирующих резисторов дугогасительных устройств измеренное значение сопротивления должно отличаться от заводских данных не более, чем на 3%, а для обмоток электромагнитов включения и отключения значение сопротивлений обмоток должно соответствовать данным заводоизготовителей.

*Измерение скоростных и временных характеристик выключателей* производят для выключателей всех классов напряжений. Измерение скорости включения и отключения производят для выключателей 35кВ и выше, а также независимо от класса напряжения в тех случаях, когда это требуется инструкцией заводоизготовителей. Измеренные характеристики должны соответствовать данным заводоизготовителей.

Причиной уменьшения скорости движения контактов выключателей является ослабление отключающих пружин, заедание, перекосы, повышенное трение в механизме выключателя. Кроме того, неисправная работа механизма выключателя может быть следствием нечеткой работы привода, пониженного напряжения на электромагните включения выключателя в момент включения или несоответствия включающей катушки.

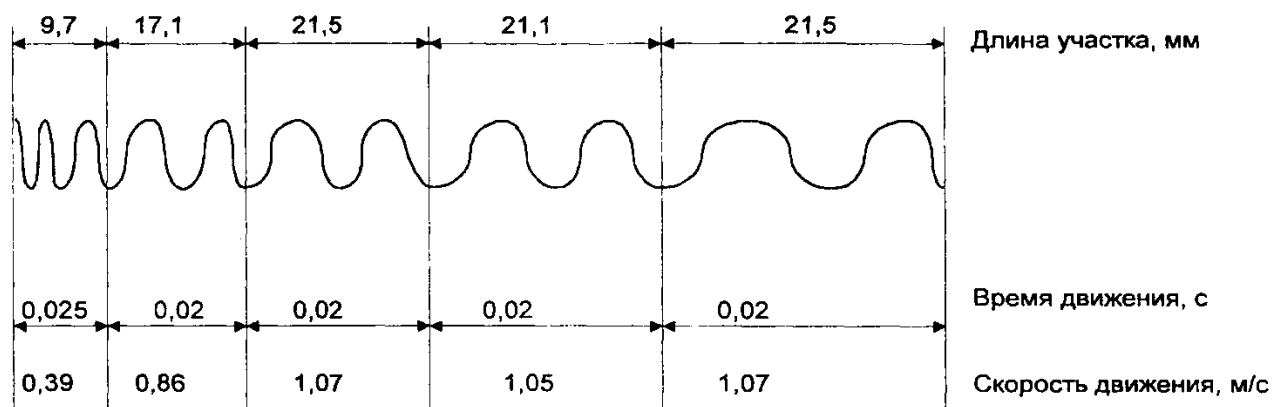
Прибором для измерения скорости работы механизмов выключателя служит электромагнитный виброграф с приспособлениями. Виброграф представляет собой электромагнит с пишущим устройством на конце якоря. Катушка вибрографа подключается к источнику переменного тока с частотой 50 Гц и напряжением 12 В. Якорь и стальная пластина, на которых закреплен карандаш, совершают 100 колебаний в секунду.

Измерение скоростных характеристик масляных выключателей производится при полностью залитом масле, температуре окружающей среды  $+10^{\circ}\text{C}$ , номинальном напряжении оперативного тока на зажимах обмоток электромагнитов включения и отключения, а также при напряжении  $0,8U_{ном}$  на зажимах электромагнитов включения и  $0,65U_{ном}$  на зажимах электромагнитов отключения.

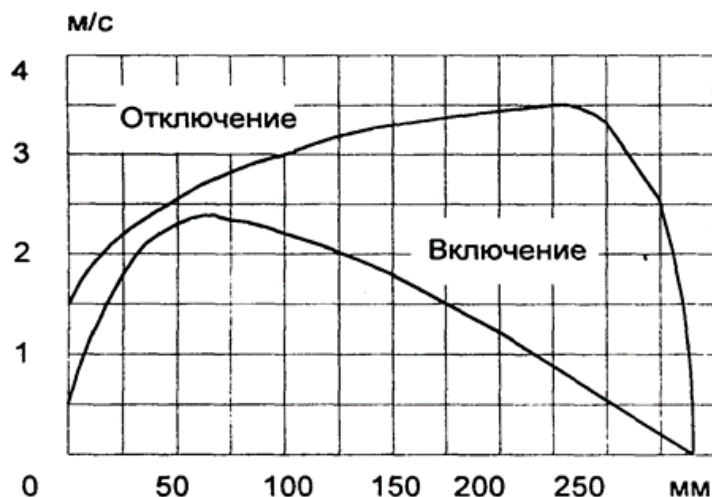
Для определения средней скорости на любом участке движения траверсы необходимо длину этого участка делить на время, за которое этот участок был пройден траверсой (рис. 5):

$$V_{cp} = \frac{L_{уч}}{t},$$

где  $L_{уч}$  — длина участка, м;  $t$  — время движения на участке, с.



а)



б)

Рис. 5. Скоростные характеристики масляных выключателей:  
а – обработка виброграммы; б – зависимость скорости движения траверсы выключателя МКП-35 от пройденного пути

Время, за которое проходит любой участок траверса, определяют подсчетом числа периодов синусоиды (по максимумам или минимумам). Так как частота вибрации вибрографа равна 100Гц, то время одного периода  $T$  равно 0,01с. Следовательно, измерив расстояние между двумя точками и поделив его на число периодов синусоиды, вписанных в него, получаем среднюю скорость на данном участке:

$$v_{\text{ср}} = \frac{L_{\text{уч}}}{nT},$$

где  $n$  – число периодов синусоид;  $T$  – время одного периода, с.

Для определения скорости движения траверсы в какой-либо точке ее хода вычисляют среднюю скорость за интервал двух периодов, прилегающих к этой точке

$$v_{\text{ср}} = \frac{v_{1\text{уч}} + v_{2\text{уч}}}{2}.$$

По виброграммам включения и отключения определяют скоростные характеристики выключателей в тех точках, которые для каждого вида выключателя указываются заводом-изготовителем. Последними даются значения скорости в моменты замыкания и размыкания контактов и в момент выхода контактов из гасительных камер, а также значения максимальной скорости при включе-

нии и отключении выключателя. Эти данные являются отправными для диагностирования работы выключателя.

На каждой виброграмме записывают тип выключателя, название присоединения, где он установлен, дату снятия виброграммы, напряжение постоянного тока на электромагните выключателя в момент включения выключателя, наличие или отсутствие масла в баках выключателя.

*Диагностика и методы испытаний масляных выключателей, находящихся в эксплуатации.*

Выключатели, находящиеся в эксплуатации, подвергаются периодическому диагностированию, измерениям и испытаниям в объеме и в сроки, предусмотренные нормативной документацией.

Диагностирование и профилактические испытания проводят при проведении капитального ремонта (К), текущего ремонта (Т) и в межремонтный период (М) в сроки, согласно нормам, но не реже 1 раза в 8 лет.

*Объем диагностирования и профилактических испытаний выключателей, предусмотренных ПТЭЭП, включает – измерение сопротивления изоляции: подвижных и направляющих частей, выполненных из органических материалов; вторичных цепей, в том числе включающей и отключающей катушек; диагностирование внутренней баковой изоляции масляных выключателей 35кВ и дугогасительных устройств. Испытание повышенным напряжением промышленной частоты: изоляции выключателей; изоляции вторичных цепей и обмоток включающей и отключающей катушек.*

В работу также входят – измерение сопротивления постоянному току: контактов масляных выключателей, шунтирующих резисторов дугогасительных устройств, обмоток включающей и отключающей катушек; диагностика и проверка времени движения подвижных частей выключателя, а также измерение хода подвижной части выключателя, вжима (хода) контактов при включении, контроль одновременности замыкания и размыкания контактов; проверка действия механизма свободного расцепления и срабатывания привода при пониженном напряжении.

В опыты с выключателями также входят диагностика и испытание многократными включениями и отключениями; испытание масла из баков выключателя и встроенных трансформаторов тока.

*Диагностика методом измерения сопротивления изоляции подвижных и направляющих частей, выполненных из органических*

материалов, проводится при ремонте К. Измерение производят мегаомметром на напряжение 2500В. Результаты измерения должны соответствовать табл. 4.

Таблица 4

Наименьшее допустимое сопротивление изоляции подвижных и направляющих частей выключателей, выполненных из органического материала

Номинальное напряжение, кВ	Сопротивление изоляции, МОм	Номинальное напряжение, кВ	Сопротивление изоляции, МОм	Номинальное напряжение, кВ	Сопротивление изоляции, МОм
3-10	300	15-150	1000	220	3000

*Диагностику методом измерения сопротивления изоляции вторичных цепей, в том числе включающей и отключающей катушек, проводят при ремонтах К и М и оно должно быть не менее 1МОм. Измерения производят мегаомметром на напряжение 1000В.*

*Диагностирование внутренней баковой изоляции выключателей 35кВ и дугогасительных устройств проводится при ремонте К. Оценку состояния внутренней баковой изоляции выполняют, если  $\tan \delta$  вводов повышен, а изоляция подлежит сушке.*

*Диагностику и испытание повышенным напряжением промышленной частоты проводят при ремонте К. Длительность испытания 1 мин.*

*Диагностику и испытание изоляции выключателей. Величина испытательного напряжения должна соответствовать данным табл. 5.*

Таблица 5

Испытательное напряжение промышленной частоты для аппаратов, измерительных трансформаторов, изоляторов и вводов

Класс напряжения, кВ	Испытательное напряжение, кВ	
	Аппараты, трансформаторы тока и напряжения	
	Фарфоровая изоляция	Другие виды изоляции*



до 0,69	1	1
3	24	22
6	32	29
10	42	38
15	55	50
20	65	59
35	95	86

\* Под другими видами изоляции понимается бумажно-масляная изоляция, изоляция из органических твердых материалов, кабельных масс, жидких диэлектриков, а также изоляция, состоящая из фарфора в сочетании с перечисленными диэлектриками.

У малообъемных выключателей 6-10кВ испытывают также изоляцию контактного разрыва. Испытанию повышенным напряжением подвергают изоляцию тяг и направляющих выключателей после их ремонта, лакировки и сушки. Для этого тяга делится на участки по 100мм плотно наложенными станиолевыми бандажами шириной 5-10мм, к которым подается испытательное напряжение 40кВ.

Длительность испытания каждого участка 5 мин. Тяга считается выдержавшей испытание, если не наблюдалось сплошное перекрытие или перекрытие скользящими разрядами участков, а после испытания отсутствуют местные перегревы и потемнение поверхности (рис. 6).

*Диагностику и испытания изоляции вторичных цепей и обмоток включающей и отключающей катушек производят напряжением 1000В. При проведении испытания мегаомметром на 2500В можно не выполнять измерений сопротивления изоляции мегаомметром 500-1000В.*

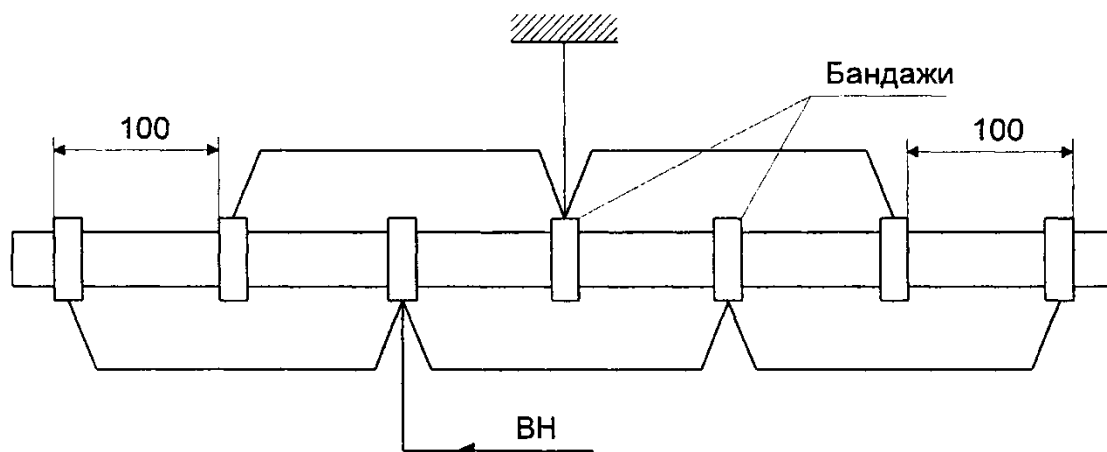


Рис. 6. Схема испытания тяг и направляющих выключателя

*Диагностику методом измерения сопротивления постоянно-му току контактов выключателей* проводят при ремонтах К, Т, М. Сопротивление токоведущего контура и его частей должно соответствовать заводским нормам. Одновременно сопротивление сравнивается с измеренным на аналогичном оборудовании. Если сопротивление контактов возросло против нормы в 1,5 раза, контакты должны быть улучшены.

Сопротивление шунтирующих резисторов дугогасительных устройств может отличаться от заводских данных не более, чем на 3 %. Сопротивление обмоток включающей и отключающей катушек должно соответствовать заводским данным.

*Проверку времени движения подвижных частей выключателя* выполняют при ремонтах К и Т. Полученные значения времени от подачи команды до момента замыкания (размыкания) контактов масляных выключателей должны отличаться от паспортных данных не более, чем на  $\pm 10\%$ .

Данную проверку осуществляют с помощью секундомера или осциллографа. При определении времени включения цепь питания измерительного прибора подключают параллельно контактам выключателя, а при измерении времени отключения – последовательно.

Одновременно подают питание на электромагнит включения (отключения) выключателя и измерительный прибор. При включении выключателя его контакты шунтируют обмотку измерительного прибора, а при отключении питание с нее снимается (рис. 7).

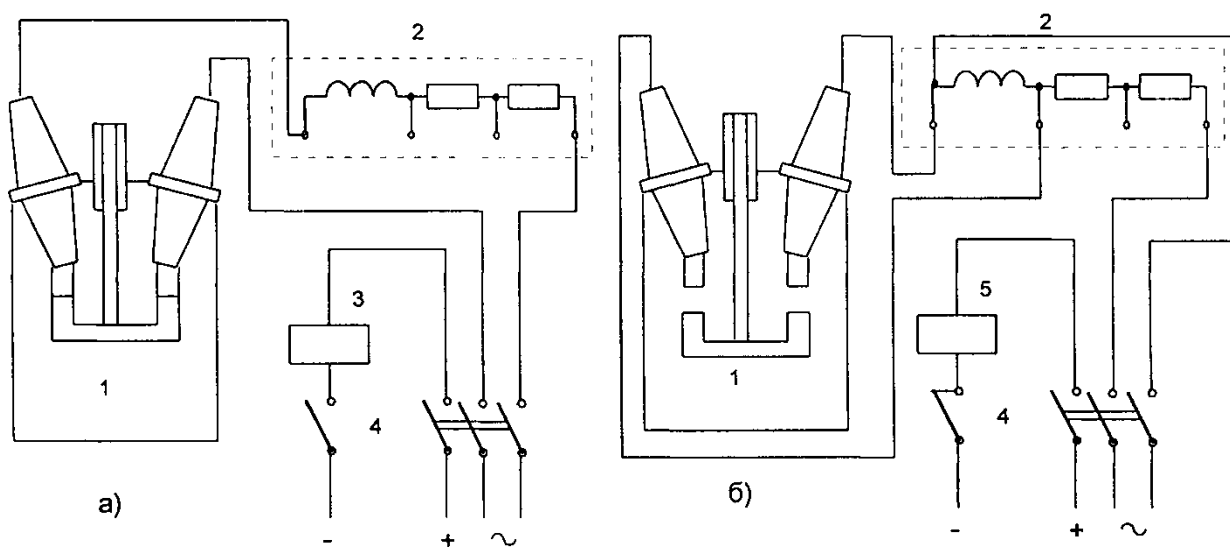


Рис. 7. Схемы измерения времени отключения (а) и включения (б) масляного выключателя: 1 – масляный выключатель; 2 – секундомер; 3 – электромагнит отключения; 4 – вспомогательный контакт; 5 – электромагнит включения

*Диагностику и измерение хода подвижной части выключателя, вжима (хода) контактов при включении, контроль одновременности замыкания и размыкания контактов* проводят при ремонтах К и М. Измеренные значения должны соответствовать данным, приведенным в заводских инструкциях.

*Проверку действия механизма свободного расцепления* выполняют при ремонтах К и М. Механизм свободного расцепления проверяют в работе при включенном положении привода, в двух-трех промежуточных его положениях и на границе зоны действия свободного расцепителя.

*Проверку срабатывания привода при пониженном напряжении* проводят при ремонтах К. Минимальное напряжение срабатывания катушек отключения приводов выключателя должно быть не менее 35% номинального, а напряжение их надежной работы не более 65% номинального. Напряжение для надежной работы контактов выключателя должно быть не более 80% номинального. Фактическое давление срабатывания пневмоприводов должно быть на 20-30% меньше нижнего предела рабочего давления. Наименьшее напряжение срабатывания электромагнитов управления выключателей с пружинными приводами должно определяться при рабочем грузе включающих пружин согласно указаниям заводских инструкций. Напряжение срабатывания – наименьшее напряжение действия привода независимо от времени его работы. Напряжение надежной работы – то же, но с заданным временем работы.

*Диагностику и испытания выключателя многократными включениями и отключениями* выполняют при ремонте К. Включение и отключение выключателя при многократном опробовании проводят при напряжениях в момент включения на зажимах катушки привода 110, 100, 90 и 80% номинального. Число операций для каждого режима опробований – три-пять.

Если по условиям работы источника питания оперативного тока не представляется возможным провести испытание при напряжении от 1,1 до 1,3 номинального, то допускается проведение его при максимальном напряжении на зажимах катушки привода,

которое может быть получено. Выключатели, предназначенные для работы в цикле АПВ, должны быть подвергнуты двух- трехкратному опробованию в цикле 0-В-0 при номинальном напряжении на зажимах катушки привода.

*Диагностику и испытание масла из баков выключателя* проводят при ремонтах К и М после отключения из-за короткого замыкания мощностью больше половины паспортного значения разрывной мощности выключателей независимо от напряжения, а для малообъемных выключателей напряжением 110кВ и выше выполняют испытание на наличие взвешенного угля. У выключателей напряжением до 35кВ масло не испытывают, а заменяют свежим при капитальном ремонте, а также после трехкратных отключений короткого замыкания мощностью больше половины паспортного значения разрывной мощности выключателя.

## **2. ПРИБОРЫ И ОБОРУДОВАНИЕ**

1. Элементы масляных выключателей электрооборудования.
2. Мегаомметры напряжением 1000В и 2500В.
3. Аппарат испытания изоляции напряжением 70кВ – АИИ-70М.
4. Комплект электрозащитных средств.
5. Соединительные провода и приспособления.

## **3. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ**

1. Анализ объекта диагностирования – масляного выключателя электроэнергетического оборудования.
2. Визуальный осмотр и тепловизионный контроль выключателя электрооборудования.
3. Диагностика и измерение сопротивления изоляции выключателя.
4. Диагностика и испытание масляного выключателя электрооборудования повышенным напряжением выпрямленного тока.
5. Заполнение протоколов диагностики выключателя оборудования.

## **4. СОДЕРЖАНИЕ ОТЧЕТА О РАБОТЕ**

1. Цель и краткие сведения о баковых и маломасляных выключателях.
2. Анализ объекта диагностирования – маломасляного выключателя электроэнергетического оборудования (Приложение 7).

3. Протокол визуального осмотра и тепловизионного контроля масляных выключателей электрооборудования (Приложение 9).
4. Протокол диагностики и измерения сопротивления масляных выключателей электроэнергетического оборудования (Приложение 10).
5. Протокол диагностики и испытания выключателей электрооборудования повышенным напряжением выпрямленного тока (Приложение 11).
7. Нормы тепловизионного контроля оборудования (Приложение 12).
8. Схемы диагностики, испытаний и измерений масляных выключателей.
9. Выводы по работе.

## **5. ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ**

1. В соответствии с требованиями каких нормативных документов осуществляют диагностику масляных выключателей в процессе подготовки, монтажа и проведения приемо-сдаточных испытаний, и масляных выключателей, находящихся в эксплуатации?
2. Какие масляные баковые выключатели применяются при эксплуатации электроустановок? Какие из них применяют на напряжение до 10кВ и на напряжение 35кВ и выше?
3. Какова конструкция выключателя масляного бакового?
4. Перечислите методы диагностики и приемо-сдаточных испытаний выключателей.
5. Как проводят диагностику выключателя и измерение сопротивления изоляции?
6. Как производят диагностику и измерение внутренней баковой изоляции и изоляции дугогасительных устройств?
7. Как проводят диагностику и испытание изоляции повышенным напряжением промышленной частоты?
8. Как выполняют диагностику сопротивления постоянному току контактов выключателя (поясните работу схемы)?
9. Как производится измерение переходных сопротивлений контактов фазы масляных выключателей типа ВПМ-10 и ВМГ-10?
10. Как осуществляется измерение скоростных и временных характеристик выключателей всех классов напряжений?

11. Что является причиной уменьшения скорости движения контактов выключателей?
12. Что включают в себя диагностирование и профилактические испытания выключателей, находящихся в эксплуатации, предусмотренные ПТЭЭП?
13. Как проводится диагностика методом измерения сопротивления изоляции подвижных и направляющих частей, выполненных из органических материалов?
14. Как проводят диагностику методом измерения сопротивления изоляции вторичных цепей, в том числе включающих и отключающих катушек?
15. Как проводится диагностирование внутренней баковой изоляции выключателей 35кВ и дугогасительных устройств?
16. Какова величина испытательного напряжения при диагностике и испытании изоляции выпрямленным напряжением?
17. Как производят диагностику и испытания изоляции вторичных цепей и обмоток включающих и отключающих катушек?
18. Как проводят диагностику методом измерения сопротивления постоянному току контактов выключателей?
19. Как выполняют проверку времени движения подвижных частей выключателя (поясните работу схемы)?
20. Как выполняют проверку действия механизма свободного расцепления?
21. Как проводят проверку срабатывания привода при пониженном напряжении?
22. Как выполняют диагностику и испытания выключателя многократными включениями и отключениями?
23. Как проводят диагностику и испытание масла из баков выключателя?

## **ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №8.**

### **ДИАГНОСТИКА ВЕНТИЛЬНЫХ РАЗРЯДНИКОВ**

#### **Цель работы:**

Ознакомиться с различными методами диагностики вентильных разрядников.

#### **Задачи работы:**

1. Изучить объект диагностирования – вентильные разрядники.
2. Знать диагностическую модель, методы диагностики и испытания вентильных разрядников.
3. Получить навыки работы с приборами и устройствами для испытаний и диагностики вентильных разрядников.

### **1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ**

На зажимах электроэнергетического оборудования при коммутациях электрических цепей, разрядах молнии могут возникать перенапряжения, представляющие опасность потери электрической прочности для внешней и внутренней изоляции объекта диагностики. Основным средством ограничения перенапряжений электрооборудования служат вентильные разрядники (ВР), а также ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН).

Защитное действие разрядника (ограничителя) обусловливается тем, что при появлении опасного для изоляции перенапряжения происходит пробой искрового промежутка (полупроводника) разрядника, а протекающий через разрядник импульсный ток вследствие нелинейности рабочего сопротивления не создает опасного для изоляции повышения напряжения.

На практике применяют вентильные разрядники различной конструкции. Приняты следующие буквенные обозначения типов разрядников: Р – разрядник; В – вентильный; О – облегченный; С – стационарный; М – вентильный магнитный или модернизированный; Т – с токоограничивающими искровыми промежутками или тропического исполнения (если Т стоит после цифры); П – повышенное напряжение гашения; Г – грозовой; РД – с растягивающейся дугой; У – для работы в районах с умеренным климатом; число после дефиса – номинальное напряжение, кВ; число после номинального напряжения, цифра 1 – для работы на открытом воздухе.

Например, РВМГ-110МТ1 разрядник вентильный, с магнитным гашением, грозовой, на напряжение 110кВ, модернизированный, с токоограничивающими искровыми промежутками, для работы на открытом воздухе.

По назначению вентильные разрядники делятся: для защиты электрооборудования от атмосферных перенапряжений (РВО, РВС, РВМГ, РВМК, РВП); для защиты машин и оборудования от атмосферных и кратковременных внутренних перенапряжений (РВРД, РВМК, РВВМ, РВМ); для защиты тягового электрооборудования от перенапряжений (РМВУ).

Для защиты электрооборудования высокого напряжения (60кВ и выше) от грозовых перенапряжений разрядники комплектуются из типовых элементов (разрядники типа РВС – из элементов напряжением 15, 20, 30, 33 или 35кВ; разрядники типа РВМГ – из унифицированных рабочих элементов РВМГ-30). РВП – разрядник вентильный подстанционный, облегченной конструкции и не имеющий шунтирующих сопротивлений. Вентильный разрядник типа РВС-15 показан на рис. 1.

На практике приемо-сдаточным испытаниям и диагностированию разрядников предшествует комплекс организационных мероприятий по изучению объекта диагностики, нормативной документации, объемов и норм испытаний в соответствии с требованиями главы 1.8 «Нормы приемо-сдаточных испытаний» Правил устройства электроустановок (ПУЭ).

Диагностику и испытания разрядников, находящихся в эксплуатации, производят в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП), п. 3 «Нормы испытания электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей».



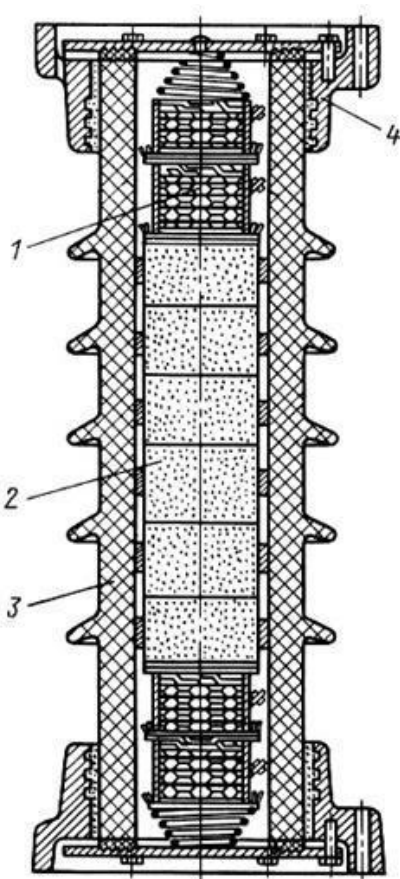


Рис. 1. Вентильный разрядник типа РВС-15:

- 1 – блок искровых промежутков;
- 2 – блок нелинейных резисторов;
- 3 – фарфоровая рубашка;
- 4 – фланец

*Диагностика и приемо-сдаточные испытания разрядников* включает работы по измерению: сопротивления элемента разрядника; тока проводимости (тока утечки); пробивных напряжений при промышленной частоте.

*Измерение сопротивления элемента разрядника*, как общее, так и составляющих элементов, производят мегаомметром на напряжение 2500В. Сопротивление изоляции диагностируемого элемента не нормируется.

Для диагностирования сопоставляют измеренные значения сопротивлений изоляции элементов одной и той же фазы разрядника; кроме того, эти значения сравнивают с сопротивлением изоляции элементов других фаз комплекта или данными завода-изготовителя. Разрядники типа РВС, собираемые в колонну из отдельных элементов, разделяются по сопротивлению на шесть групп (табл. 1).

Таблица 1

## Характеристики элементов разрядников РВС

Номер группы	Сопротивление, МОм, для элементов		
	РВС-33	РВС-20	РВС-15
0	480-615	240-315	160-215
1	615-810	315-415	215-285
2	810-1100	415-550	285-385
3	1100-1450	550-785	385-515
4	1450-1850	785-965	515-675
5	1850-2450	965-1265	675-885

Для равномерного распределения напряжения собирают разрядники из элементов одной группы. Элемент с меньшим сопротивлением располагают ближе к проводу (шине), находящемуся под напряжением, а элемент с большим сопротивлением устанавливают ближе к земле.

В табл. 2-4 представлены характеристики разрядников типа РВМ, РВМГ и РВМК.

Таблица 2

## Характеристики разрядников РВМ

Тип разрядника	РВМ-6	РВМ-10	РВМ-15	РВМ-20	РВМ-35
Количество элементов	1	1	1	1	2
Сопротивление разрядника, МОм	100-250	170-550	600-2000	1000-10000	600-2000

Таблица 3

## Характеристики разрядников РВМГ

Тип разрядника	РВМГ-110	РВМГ-150	РВМГ-220	РВМГ-330
Количество элементов	3	4	6	8
Сопротивление разрядника, МОм	400-700	700-1000	1000-1500	1500-2500

Таблица 4

## Характеристики разрядников РВМК

Тип разрядника	РВМК-330П	РВМК-400П	РВМК-500П
Количество элементов:	11	13	17
- основных	3	4	5
- вентильных	3	4	5
- искровых			
Сопротивление элементов, МОм:			
- основных	120-250	250-350	350-500
- вентильных	$(5-55) \cdot 10^{-3}$	$(5-55) \cdot 10^{-3}$	$(5-55) \cdot 10^{-3}$
- искровых	300-1600	300-1600	300-1600

Измерение сопротивления разрядников позволяет выявить дефекты – увлажнение внутренних деталей при нарушении герметичности разрядников, обрыв цепи шунтирующих резисторов или другие дефекты, связанные с увеличением тока утечки разрядников РВП или резким изменением величины тока проводимости разрядников РВС, РВМГ или РВВМ.

Сопротивление элементов разрядников не нормируют, поэтому для практики диагностирования принимают данные таблиц 1 - 4. Результаты измерений сравнивают с результатами заводских испытаний.

Сопротивление элементов разрядников измеряют после дождливого периода в сухую погоду без тумана, росы и при температуре окружающего воздуха не ниже  $+5^{\circ}\text{C}$ . Объект диагностирования проверяют на чистоту и отсутствие влаги на фарфоровых покрышках.

При измерениях сопротивления разрядников проверяют сопротивление изоляции изолирующих оснований разрядников и регистраторов срабатывания. Сопротивление изоляции измеряют мегаомметром на 2500В.

*Измерение токов проводимости и утечки разрядников с шунтирующими сопротивлениями позволяет выявить такие же дефекты, как и измерение сопротивления разрядников мегаомметром, но на более ранней стадии их развития. Допустимые токи проводимости (токи утечки) отдельных элементов вентильных разрядников приведены в табл. 5.*

Таблица 5

Ток проводимости (утечки) элементов вентильных разрядников

Тип разрядника	Выпрямленное напряжение, приложенное к элементу разрядника, кВ	Ток проводимости элемента разрядника, мкА	Верхний предел тока утечки, мкА
PBBM-3 PBBM-6 PBBM-10	4 6 10	400-620	
PBC-15 PBC-20 PBC-33, PBC-35	16 20 32	400-620	
PBO-35	42	70-130	
PBM-3	4	380-450	
PBM-6	6	120-220	
PBM-10	10	200-280	
PBM-15	18	500-700	
PBM-20	24	500-700	
PBP-3	4		10
PBP-6	6		10
PBP-10	10		10
Элемент разрядников PBMГ-110, PBMГ-150, PBMГ-220, PBMГ-330, PBMГ-500	30	900-1300	
Основной элемент разрядника серии PBMK	18	900-1300	
Искровой элемент разрядника серии PBMK	28	900-1300	
Основной элемент раз- рядников PBMK-330П, PBMK- 500П	24	900-1300	

Постоянное напряжение для измерения токов проводимости и утечки разрядников получают от кенотронного аппарата АИИ-70 (рис. 2).

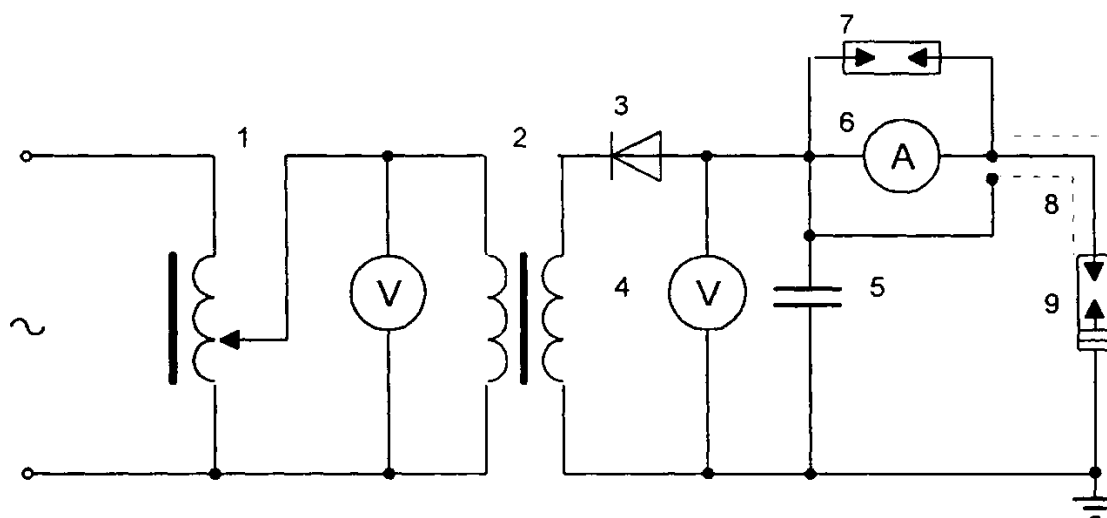


Рис. 2. Схема измерения тока утечки вентильного разрядника: 1 – регулировочный трансформатор; 2 – испытательный трансформатор; 3–выпрямитель; 4 – киловольтметр; 5 – сглаживающий конденсатор; 6–микроамперметр; 7 – разрядник защиты микроамперметра; 8 – экранированным провод; 9 – испытуемый разрядник

Измерения производят для каждого элемента, а пульсация выпрямленного напряжения должна быть не более 10%. Аппарат АИИ-70 имеет однополупериодное выпрямление и для снижения пульсации в измерительную схему включается конденсатор, емкость которого зависит от типа разрядника и должна соответствовать данным табл. 6.

Таблица 6

Емкости для сглаживания выпрямленного напряжения при измерении токов проводимости разрядников

Тип разрядника	Номинальное напряжение, кВ	Наименьшая емкость, мкФ	
		1 п. п. схема	2 п. п. схема
Элементы серии РВМГ, основной и искровой элементы разрядника РВМК	-	0,2	0,1
РВП, РВО	3-20	0,001	0,0005
Другие разрядники	3-10	0,2	0,1
	15-20	0,05	0,025
	30-35	0,03	0,015

Конденсатор уменьшает пульсацию до 3% амплитудного значения напряжения. Выпрямленное напряжение на испытываемый разрядник подают с помощью экранированного проводника с це-

лью исключения из показаний микроамперметра тока утечки по поверхности изолятора.

Токи проводимости вентильных разрядников зависят от напряжения источника питания, поэтому контроль выпрямленного напряжения при измерении токов проводимости производят на стороне высшего напряжения, например, киловольтметром типа С-196 или С-100 или измеряют токи утечки при помощи эталонного элемента, отградуированного для данного типа разрядников.

Для этого в схему измерения токов проводимости вместо испытываемого разрядника устанавливают эталонный элемент СН-2, постепенно увеличивают при помощи регулировочного устройства испытательное напряжение до значения, при котором ток проводимости равен среднему нормированному значению для данного типа разрядника.

Затем в схему устанавливают испытуемый элемент вместо эталонного и измеряют его ток проводимости при том же испытательном напряжении. Если ток проводимости соответствует норме, то элемент разрядника удовлетворяет требованиям. Градуирование эталонного элемента производят для каждого типа разрядника.

При отсутствии эталонного элемента в схему измерения устанавливают один из контролируемых элементов и определяют значение выпрямленного напряжения, при котором ток проводимости равен среднему нормированному для испытываемого типа разрядника.

После этого при том же испытательном напряжении измеряют токи проводимости всех элементов и, сравнивая эти токи, определяют исправность элементов разрядника. Измерение напряжения на низкой стороне недопустимо, так как при этом не учитывается искажение формы кривой напряжения и падение напряжения в трансформаторе, что может привести к заметным погрешностям. Так, например, для разрядников РВС-33 разница напряжений при измерении на низкой стороне и на высокой стороне киловольтметром достигает 15-18%.

Схема, приведенная на рис. 2, имеет большие габариты и неудобна в условиях открытого распределительного устройства. Разработан безопасный малогабаритный источник высокого напряжения постоянного тока, который состоит из преобразователя и умножителя напряжения. Принципиальная схема источника представлена на рис. 3.

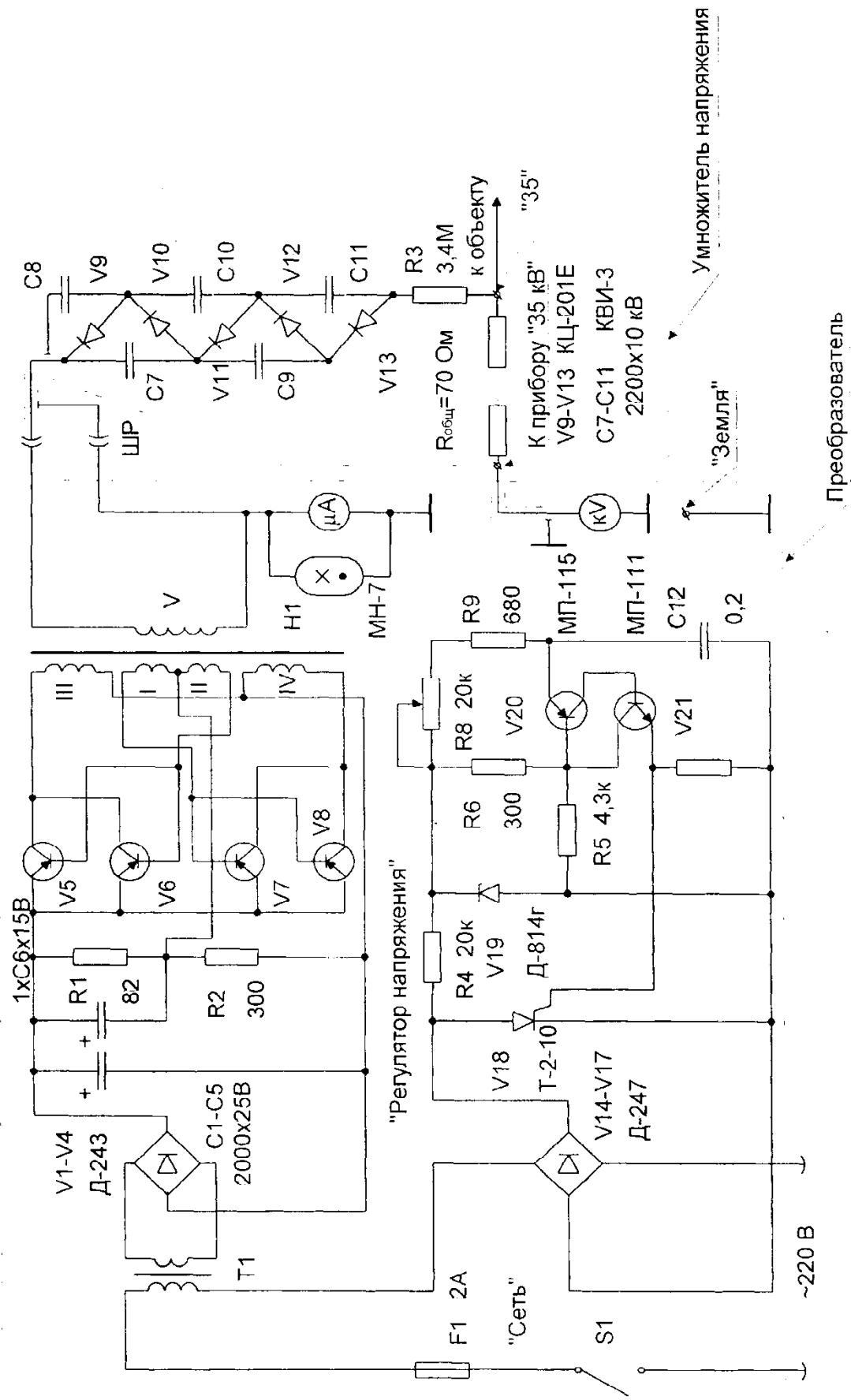


Рис. 3

Рис. 9.2. Схема малогабаритного источника выпрямленного напряжения.

Преобразователь напряжения включает в себя регулируемый выпрямитель на 10-20В, генератор напряжения 2-6кВ частотой 2-5кГц, схему регулирования напряжения. Смонтирован преобразователь в металлическом корпусе, в котором установлены, кроме того, приборы для измерения высокого напряжения с пределом измерения до 35кВ и тока – до 1500мкА.

Напряжение заданной частоты поступает по коаксиальному кабелю на умножитель напряжения. Последний имеет пять ступеней, выполненных на выпрямительных столбиках КЦ-201Е ( $U_{OBR} = 15\text{кВ}$ ) и на конденсаторах типа КВИ-2200пФ, ( $U_H=10\text{кВ}$ ).

Умножитель смонтирован в бакелитовой трубе, в которой также расположен набор ограничительных сопротивлений для измерения напряжения на выходе устройства. На средней части бакелитовой трубы расположена клемма «35 кВ», а в верхней части – клемма «к прибору 35кВ» для измерения выходного напряжения. Вес устройства – 7,8 кг.

Не допускается испытание разрядников, находящихся на открытых подстанциях, в туманную и дождливую погоду, во время выпадения росы, а также при температуре ниже  $+5^{\circ}\text{C}$ . Для подсоединения провода к разряднику непосредственно с земли используют специальные высоковольтные штанги. Запрещается для присоединения проводов влезать на колонку разрядника или прислонять к нему лестницу, т.к. это может вызвать повреждение фарфоровых рубашек, армировки фланцев и падение разрядника.

Перед каждым прикосновением к высоковольтному проводу, конденсатору и выносному прибору, а также перед присоединением проводов, конденсатор разряжают специальной штангой и заземляют. Во избежание повреждения микроамперметра при разряде конденсатора, подключение разрядной штанги производят к вводу конденсатора или к выводу кенотронного аппарата.

При измерениях, проводимых в сооружениях, разрядники располагают в нем не менее на четыре часа в летнее время и не менее чем на восемь часов в зимнее время. Поверхность крыши должна быть чистой и сухой. Применять воду для обмывки фарфора разрядника не рекомендуется, так как при этом требуется длительная сушка и повторное испытание

При измерении тока проводимости разрядников при температуре окружающей среды, отличной от  $20^{\circ}\text{C}$ , следует вносить темпе-



ратурную поправку на результат измерения, составляющую 3% на каждые 10<sup>0</sup>С отклонения температуры. Причем, при положительном отклонении температуры – поправка отрицательная, при отрицательном – положительная.

Существенное уменьшение тока проводимости по отношению к нормальной величине указывает на обрыв в цепи шунтирующих сопротивлений. Увеличение проводимости является, как правило, результатом проникновения внутрь разрядника влаги, при этом значительные повышения проводимости происходят в случаях «закоротки» части шунтирующих сопротивлений каплями влаги или отложения продуктов коррозии между электродами искровых промежутков.

*Измерение пробивных напряжений при промышленной частоте.*

Напряжение «пробоя» искровых промежутков элементов вентиляльных разрядников при промышленной частоте должно быть в пределах значений, указанных в табл. 7.

Таблица 7

Пробивное напряжение искровых промежутков элементов вентиляльных разрядников при промышленной частоте

Тип элемента или разрядника	Пробивное напряжение, кВ
Элемент разрядников РВМГ-110, РВМГ-150, РВМГ-220	59-73
Элемент разрядников РВМГ-330, РВМГ-500	60-75
Основной элемент разрядников РВМК-330, РВМК-500	40-53
Искровой элемент разрядников РВМК-330, РВМК-500, РВМК-500П	70-85
Основной элемент разрядников РВМК-500П	43-54
РВС-20	42-64
РВС-35	71-103
РВМ-6	14-19
РВМ-10	24-32
РВМ-15	35-43
РВМ-20	47-56
РВМ-35	38-45
РВП-6, РВО-6	16-19
РВП-10, РВО-10	26-30,5
РБВМ-6. РВРД-6	15-18

Контроль напряжения производят по вольтметру, установленному в первичной цепи испытательного трансформатора. Скорость подъема напряжения не регламентируется. Ограничивающее сопротивление принимается не менее  $10\text{ кОм}$  на  $1\text{ кВ}$  испытательного напряжения.

Измерение пробивного напряжения для разрядников без шунтирующих резисторов производится по схеме на рис. 4, а.

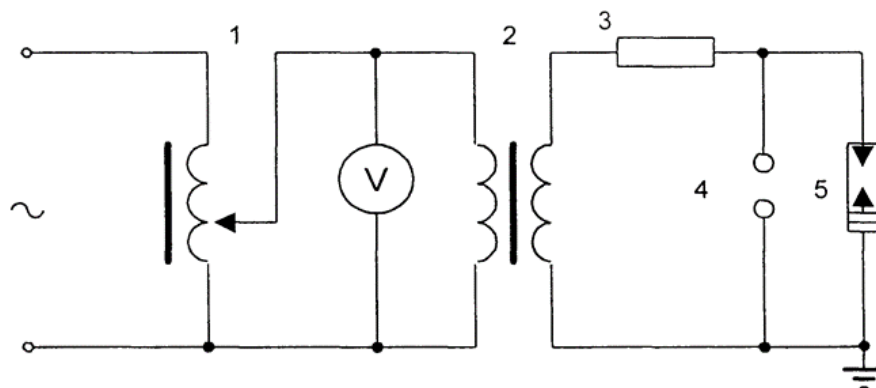


Рис. 4, а. Схема измерения пробивного напряжения разрядника:  
1 – регулировочный трансформатор; 2 – испытательный трансформатор; 3 – токоограничивающий резистор; 4 – искровой разрядник;  
5 – измеряемый разрядник

Измерение пробивного напряжения разрядников с шунтирующими резисторами (РВС, РВМ, РВМГ) производят по методике завода-изготовителя и только при наличии специальной испытательной аппаратуры, позволяющей довести испытательное напряжение на разряднике до пробивного в течение не более  $0,5\text{ с}$ , но не менее  $0,1\text{ с}$  и ограничивающей ток через разрядник до  $0,1\text{ А}$  во избежание перегрева и повреждения шунтирующих сопротивлений. Интервал перед повторным пробоем должен быть не менее  $10\text{ с}$ . Пробивное напряжение измеряется при помощи электронного осциллографа, включенного через емкостной делитель (рис. 4, б).

Отключение установки при пробое разрядника осуществляется посредством реле практически мгновенно, но не более чем через  $0,5\text{ с}$ .

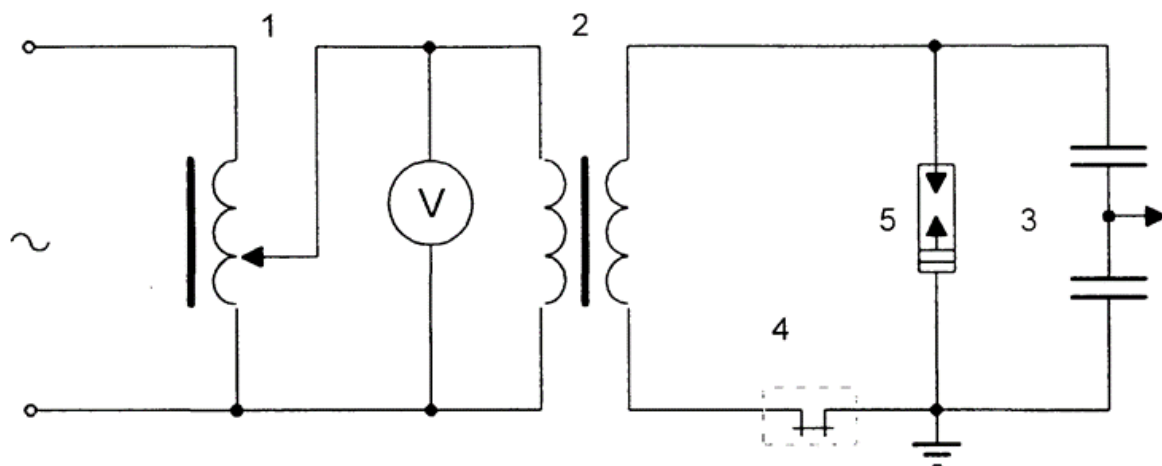


Рис. 4, б. Схема измерения пробивного напряжения разрядника с шунтирующими резисторами: 1 – регулировочный трансформатор; 2 – испытательный трансформатор; 3 – емкостной делитель напряжения; 4 – реле; 5 – измеряемый разрядник

*Проведение диагностики, периодических проверок, измерений и испытаний разрядников, находящихся в эксплуатации.*

В процессе эксплуатации за разрядниками ведут систематический надзор, который состоит из периодических осмотров, плановых ремонтов, диагностики и профилактических испытаний. Перед производством испытаний ventильные разрядники подвергают диагностике методом внешнего осмотра, при котором проверяют целостность фарфоровых покрышек, на которых могут быть сколы и трещины, особенно вблизи фланцев.

Трещины в покрышках могут появляться по разным причинам, например, при упоре подставных лестниц к разрядникам во время их чистки от загрязнений, от перетяжки ошиновки при монтаже (с понижением температуры наружного воздуха натяжение увеличивается и разрушает фарфоровую покрышку), от установки тяжелых переносных заземляющих «закороток» на ошиновку разрядника. Сильные порывы ветра, создающие нагрузку на разрядник, также могут вызвать трещины в фарфоровых покрышках. Наряду с внешними механическими нагрузками на разрядники существенное влияние оказывают и термомеханические усилия, возникающие в разрядниках вследствие различия температурных коэффициентов фарфора, цемента и металла при резких изменениях температуры наружного воздуха, а также усилия от замерзшей воды, проникшей в цементные швы при нарушении их защитного по-

крова. При этих усилиях могут давать трещины как фарфоровая покрывка, так и силуминовые фланцы.

С целью предупреждения попадания влаги в полость разрядника цементные швы между фланцем и фарфоровой покрывкой должны быть целыми и закрашены влагостойкой масляной или эмалевой краской.

Загрязнение поверхности фарфоровых покрывок элементов разрядника вызывает неравномерное распределение напряжения по искровым промежуткам, перегрев шунтирующих резисторов, каскадный пробой искровых промежутков при рабочем напряжении, причем на разрядники, состоящие из нескольких рабочих элементов, загрязнение оказывает большее влияние, чем на одноэлементные разрядники на то же напряжение.

При длительной эксплуатации появляются потеки ржавчины на поверхности фарфоровых покрывок, вследствие несвоевременной покраски головок и гаек крепежа элементов разрядника. Потеки образуют проводящие дорожки по фарфору и могут привести к перекрытию – «пробою» разрядника по поверхности.

Опыт эксплуатации показал, что вентильные разрядники могут иметь также повреждения, которые невозможно выявить наружными осмотрами разрядников, например, при нарушении герметизации разрядников и проникновении влаги во внутреннюю полость. При увлажнении у некоторых промежутков снижается разрядное напряжение вследствие «закоротки» их каплями воды или продуктами коррозии электродов.

Частичное увлажнение шунтирующих резисторов приводит к неравномерному распределению напряжения по искровым промежуткам, снижению пробивного напряжения и дугогасящих свойств разрядника. Разрядники с пониженным пробивным напряжением срабатывают при внутренних перенапряжениях, на которые они не рассчитаны, и разрушаются. У дисковых нелинейных последовательных резисторов при увлажнении значительно изменяются характеристики: повышается коэффициент вентильности и уменьшается их пропускная способность.

На практике возникают разрывы цепи в шунтирующих резисторах и между последовательным резистором и герметизирующей латунной прокладкой. В первом случае лопаются шунтирующие резисторы или заклепки, а во втором сползает резиновая прокладка, и диски последовательных резисторов, упираясь в нее, разрывают

цепь. Такие повреждения появляются в результате некачественной сборки разрядников или при неправильной их транспортировке.

Все перечисленные повреждения вызывают изменение электрических характеристик разрядника, следовательно, для выявления таких повреждений достаточно проверить характеристики разрядника, по которым можно судить о его техническом состоянии.

*Диагностику и испытания разрядников, находящихся в эксплуатации*, проводят при капитальном ремонте (К) и в межремонтный период (М).

Как правило, «К» – проводятся при выводе в ремонт электроэнергетического оборудования, к которому подключены разрядники, но не реже 1 раза в 8 лет (измерение сопротивления разрядников, отключаемых на зимний период, производится ежегодно). Объем профилактических испытаний, предусмотренный ПЭЭП, включает следующие измерения сопротивления: элемента разрядника; имитатора; изоляции изолирующих оснований разрядников с регистраторами срабатывания; а, также – тока проводимости (тока утечки); пробивных напряжений при промышленной частоте; проверку герметичности разрядников.

*Измерение сопротивления элемента разрядника* при «К» и «М» у разрядников напряжением 3кВ и выше выполняют мегаомметром 2500В, а у разрядников напряжением ниже 3кВ – мегаомметром на напряжение 1000В. Сопротивление разрядника или его элемента может отличаться не более, чем на 30% от результатов предыдущих измерений.

*Измерение сопротивления имитатора* производят при «К» и «М» мегаомметром на напряжение 1000В. Сопротивление имитатора должно отличаться не более, чем на 50% от результатов предыдущих измерений.

*Измерение сопротивления изоляции изолирующих оснований разрядников* с регистраторами срабатываний производят при «К» и «М» мегаомметрами на напряжение 1000В и 2500В. Измеренное сопротивление изоляции изолирующих оснований разрядников с регистраторами срабатывания должно быть не менее 1МОм.

Для регистрации работы ВР и ОПН в цепь заземления этих аппаратов включаются имитаторы и регистраторы срабатывания. Иногда они включаются и на высокой стороне. Применяются два вида приборов: имитатор и регистратор срабатывания.

*Имитатор* – прибор, свидетельствующий о снижении пропускной способности нелинейных резисторов разрядника НРР (рис. 5). Имитатор состоит из ИП (искровой промежутки), шунтированного ШНР (шунтирующий нелинейный резистор), и из шести тервитовых дисков НРР. Диски соединены последовательно-параллельно. С первым диском последовательно соединены два, а затем три диска, соответственно соединенные между собой параллельно

Через ИП и диски проходит полный ток вентильного разрядника. Одиночный диск в имитаторе пропускает полный ток разрядника, то есть подвергается тройной перегрузке по току в сравнении с тремя дисками, включенными параллельно, имитирующими НРР разрядника.

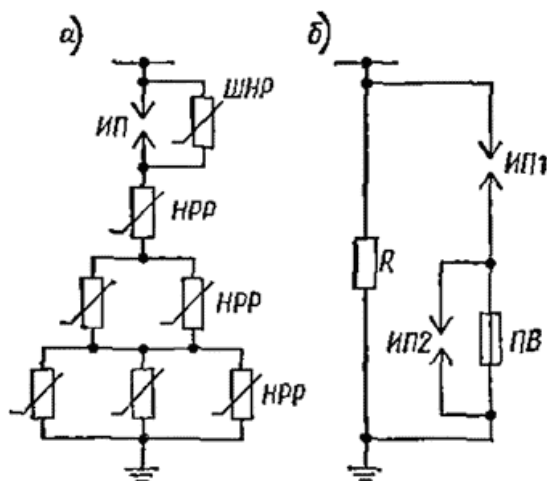


Рис. 5. Схема имитатора

Два диска, включенные параллельно, подвергаются полуторной перегрузке по току. После ряда срабатываний диски теряют свою пропускную способность. В первую очередь пробивается одиночный диск. Это означает, что пропускная способность НРР разрядника утрачена на одну треть. Пробой одного из двух параллельных дисков свидетельствует об утрате примерно двух третей пропускной способности ВР. При последующих срабатываниях ВР начнут пробиваться диски, включенные параллельно по три, имитирующие НРР разрядника, что соответствует пробоем дисков в ВР, грозящему его разрушением. Оценка пропускной способности дисков имитатора производится во время ревизии при отключении ВР. Имитаторы используются только в комбинированных разрядниках

и включаются как в цепь вентильных элементов, так и в цепь искровых элементов.

*Регистраторы срабатывания* служат для учета количества срабатывания вентильных разрядников. По их показаниям в ряде случаев удастся установить причину повреждения оборудования от перенапряжений. Регистраторы срабатывания являются обязательным элементом разрядников на номинальное напряжение 6кВ и выше. Промышленность для этой цели выпускает два типа счетчиков (регистраторов): РВР – регистратор вентильных разрядников и РР – регистратор разрядников (рис. 6).

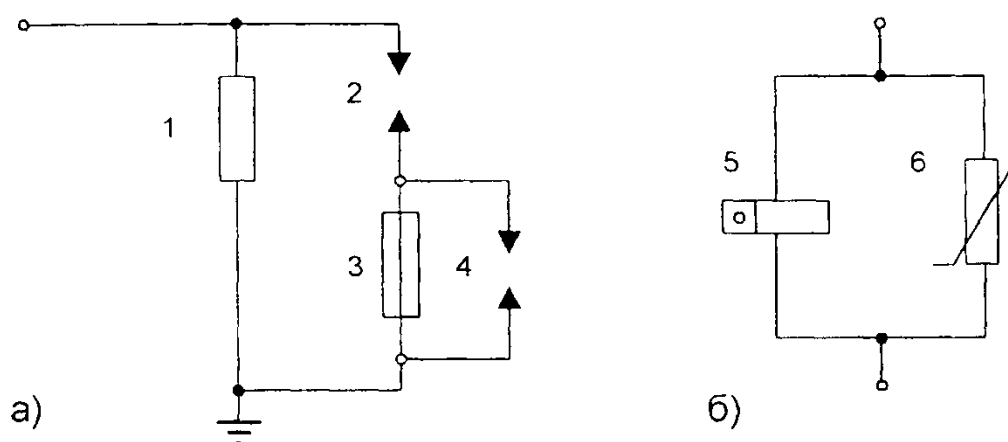


Рис. 6. Схема регистратора срабатывания РВР (а) и РР (б):  
 1 – резистор; 2, 4 – искровой промежуток; 3 – плавкая вставка; 5 – электромагнитный счетчик телефонного типа; 6 – тервитовый диск

При пробое искровых промежутков разрядника (рис. 6, а) через резистор 1 проходит импульсный ток, который создает на нем падение напряжения. При достижении напряжения 2–2,5кВ искровой промежуток 2 пробивается, и ток проходит уже через плавкую вставку 3, вызывая ее расплавление. Регистратор имеет восемь плавких вставок. Плавкая вставка выполняется из нихромовой проволоки диаметром 0,1мм и служит упором для отсчетного барабанчика с циферблатом. При расплавлении одной вставки циферблат счетчика под действием пружины поворачивается на один шаг и на место перегоревшей плавкой вставки подается следующая. Искровой промежуток 4 служит для ограничения величины перенапряжения в счетчике в случае, если произойдет повторное срабатывание разрядника в момент поворота барабанчика, когда сгоревшая плавкая вставка заменяется следующей.

Счетчики типа РР предназначены для применения с разрядниками, амплитуда тока которых не превышает 100А.

Регистратор срабатывания РР (рис. 6, б) представляет собой электромагнитный счетчик 5, катушка которого шунтирована тервитовым нелинейным резистором НР-6. Характеристики катушки и счетчика подобраны таким образом, что обеспечивается срабатывание счетчика при определенных токах. Для импульсного тока (при перенапряжениях) индуктивность электромагнитного счетчика представляет большое сопротивление, поэтому он проходит через тервитовый диск. Электромагнитный счетчик приходит в действие при прохождении по нему сопровождающего тока.

Для импульсного тока индуктивность электромагнитного счетчика представляет большое сопротивление, поэтому импульсный ток проходит через тервитовый диск. Электромагнитный счетчик приводится в действие при прохождении через него сопровождающего тока.

*Измерение тока проводимости (тока утечки)* производят при «К» и «М» с помощью источника выпрямленного напряжения, например аппарата АИИ-70. При этом пульсация выпрямленного напряжения должна быть не более 10%. Периодичность проверки 1 раз в 6 лет, а также в случаях, когда при измерении мегаомметром обнаружено изменение сопротивления разрядника на 30% и более по сравнению с заводскими данными или данными предыдущих измерений. Допустимые пределы проводимости устанавливаются согласно заводским данным или местным инструкциям.

При эксплуатации осуществляют диагностику (контроль состояния) многоэлементных разрядников, находящихся под рабочим напряжением, с помощью специальной штанги. Метод диагностирования основан на измерении тока через нелинейные сопротивления специальной штанги, которые подсоединяются к нижнему, первому от «земли» элементу разрядника.

Набор нелинейных сопротивлений выполнен из шунтирующих полуколец разрядников серии РВС. Количество полуколец подбирают так, чтобы их общее сопротивление, замеренное мегаомметром 2500 В, составляло 800 - 1200 МОм (рис. 7).



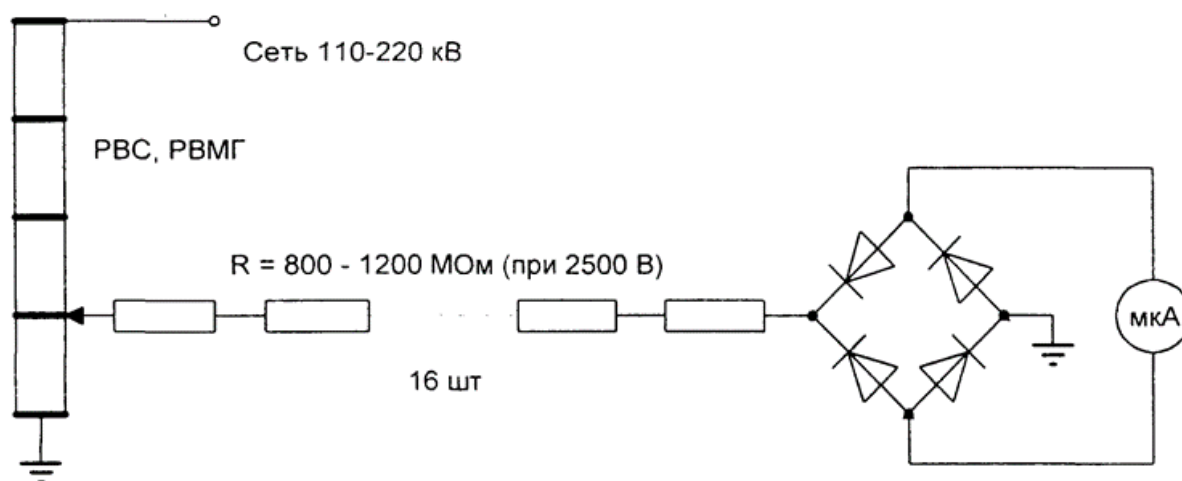


Рис. 7. Схема измерения с помощью специальной штанги

Нелинейность сопротивлений обеспечивает чувствительность схемы при изменении сопротивления элемента контролируемого разрядника. Измерение тока проводят микроамперметром постоянного тока на 200мкА (для разрядников типа PBC) или на 500мкА (для разрядников типа PBM). Прибор включается через выпрямительный мост.

Диагностирование элементов разрядника производят сравнением полученных значений тока с данными предыдущих измерений. Первичные измерения производят на исправных разрядниках.

В случаях значительных (более 15%) изменений показаний прибора по сравнению с данными предыдущих измерений диагностируемый разрядник подвергают обычным испытаниям – измерению сопротивления элементов разрядника мегаомметром на 2500В и, при необходимости, тока проводимости. Только после этого делают окончательное заключение о состоянии элементов разрядника.

На результат измерения влияют изменения температуры воздуха и напряжения на шинах трансформаторной подстанции, которые фиксируют в протоколе замеров. При оценке результатов измерений необходимо учитывать характер изменений показаний прибора по всем фазам данного разрядника, а также и других разрядников подстанции. Измерения производят при температуре воздуха не ниже  $+5^{\circ}\text{C}$ . Перед началом диагностирования снимают вольтамперную характеристику штанги и делают ее сверку с первоначальной характеристикой. Штангой можно прикасаться только к первому от «земли» элементу разрядника.

*Измерение пробивных напряжений при промышленной частоте производят при «К» и «М» только для разрядников, не имеющих шунтирующих сопротивлений, 1 раз в 6 лет. Измеренные пробивные напряжения могут отличаться от данных завода-изготовителя от +5 до -10%.*

## **2. ПРИБОРЫ И ОБОРУДОВАНИЕ**

1. Образцы вентильных разрядников электроэнергетического оборудования и ограничителей перенапряжения нелинейных (ОПН).
2. Мегаомметры напряжением 1000В и 2500В.
3. Аппарат испытания изоляции вентильных разрядников электроэнергетического оборудования напряжением 70кВ – АИИ-70М.
4. Комплект электрозащитных средств.
5. Соединительные провода, устройства и приспособления.

## **3. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ**

1. Анализ объекта диагностирования – вентильных разрядников электроэнергетического оборудования.
2. Визуальный осмотр, проверка на герметичность и тепловизионный контроль вентильных разрядников электроэнергетического оборудования.
3. Диагностика и измерение сопротивления изоляции вентильных разрядников электроэнергетического оборудования.
4. Диагностика и испытание вентильных разрядников электроэнергетического оборудования повышенным напряжением выпрямленного тока.
5. Заполнение протоколов диагностики вентильных разрядников электроэнергетического оборудования.

## **4. СОДЕРЖАНИЕ ОТЧЕТА**

1. Цель и краткие сведения о вентильных разрядниках для электроэнергетического оборудования.
2. Анализ объекта диагностирования – вентильные разрядники для электроэнергетического оборудования. (Приложение 8).

3. Протокол визуального осмотра, проверки на герметичность и тепловизионного контроля вентиляных разрядников электроэнергетического оборудования (Приложение 9).
4. Протокол диагностики и измерения сопротивления вентиляных разрядников электроэнергетического оборудования (Приложение 10).
5. Протокол диагностики и испытания вентиляных разрядников электроэнергетического оборудования повышенным напряжением выпрямленного тока (Приложение 11).
6. Нормы тепловизионного контроля оборудования (Приложение 12).
5. Схемы диагностики, испытаний и измерений объекта.
6. Выводы по работе.

## **5. ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ**

1. Для чего используют вентиляные разрядники, а так же ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН)?
2. Какие буквенные обозначения типов вентиляных разрядников бывают? Расшифруйте РВМГ-110МТ1?
3. На какие типы делятся вентиляные разрядники по назначению?
4. В соответствии с требованиями каких нормативных документов осуществляют диагностику вентиляных разрядников в процессе подготовки, монтажа и проведения приемо-сдаточных испытаний и вентиляных разрядников, находящихся в эксплуатации?
5. В соответствии с требованиями каких документов производят диагностику и испытания разрядников, находящихся в эксплуатации?
6. Из чего состоит вентиляный разрядник типа РВС-15?
7. Что включает в себя диагностика и приемо-сдаточные испытания разрядников?
8. Как производится измерение сопротивления элемента разрядника? Какой прием используется для равномерного распределения напряжения в колонне, состоящей из отдельных элементов?
9. Какие дефекты позволяют выявить измерение сопротивления разрядников?

10. Какие дефекты позволяет выявить измерение токов проводимости и утечки разрядников с шунтирующими сопротивлениями? Поясните работу схемы измерения тока утечки с использованием эталонного элемента и при его отсутствии.

11. Как осуществляется измерение пробивного напряжения на промышленной частоте? Поясните работу схем без шунтирующих резисторов и с шунтирующими резисторами.

12. Как и при каких условиях осуществляется проведение диагностики, периодических проверок, измерений и испытаний разрядников, находящихся в эксплуатации?

13. Как выполняют измерение сопротивления элемента разрядника и измерение сопротивления имитатора при капитальном ремонте и в межремонтный период?

14. Для чего служат имитаторы? Как они работают (поясните схему)?

15. Для чего служат регистраторы срабатывания разрядников? Как они работают (поясните схему)?

16. Как производится измерение тока проводимости (тока утечки) при капитальном ремонте и в межремонтный период? Поясните схему.

## **6. СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Левин В. М. Диагностика и эксплуатация оборудования электрических сетей: учебное пособие. Часть 1 / В. М. Левин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2021. – 116с.

2. Привалов Е. Е. Диагностика и тепловизионный контроль электроэнергетического оборудования: учебное пособие. / Е. Е. Привалов. – Ставрополь: Изд-во ПАРАГРАФ, 2020. – 36с.

3. Малкин В. С. Техническая диагностика: учебное пособие. СПб: Лань, 2019. – 272с.

4. Голиков А. М. Тестирование и диагностика в инфокоммуникационных системах: лаб. работы. – Томск: ТГУ ТСУ и Р, 2022. – 147с.

*Пошаговый анализ объекта диагностирования – проводов, брони и изоляции кабельной линии электропередачи*

*Объект диагностирования – жилы из алюминия с бумажной изоляцией, включая кабельные вставки и выкидки на воздушных линиях.*

*Процессы – механические усталость (хрупкость, текучесть), а также грунтовые нагрузки (движение грунта). Выделение тепловой энергии (нагрев). Электрохимическая коррозия изоляции (полиметаллических конструкций). Электромагнитное излучение.*

*Вероятные нарушения процессов – изломы материала жил; обрыв фаз; вибрация; перегрузка по условию допустимого нагрева (повышение температуры нагрева); пробой изоляционного промежутка (жила-броня).*

*Признаки дефектов – отключение кабельной линии электропередач устройствами автоматики и защиты.*

*Анализ состояния провода.*

*Ведущие процессы, возмущающие состояние бумажной изоляции, включая кабельные вставки и выкидки на воздушных линиях электропередач.*

*Наиболее информативный параметр и динамика его изменения – напряжение пробоя и напряженность электрического поля.*

*Вероятный прогноз состояния – короткое замыкание и отключение кабельной линии электропередач устройствами автоматики и защиты.*

*Выявление вероятных причин нарушения нормального состояния кабельной линии электропередач (экспертное заключение): неправильное применение бумажной изоляции, включая кабельные вставки и выкидки на воздушных линиях по природно-климатическим зонам при проектировании; некачественная прокладка при монтаже; превышение предельных токовых нагрузок при эксплуатации.*

*Пошаговый анализ объекта диагностирования – элементов опор ВЛЭП.*

*Объект диагностирования.* Вертикальные стойки (ствол). Траверсы (горизонтальные части для крепления изоляторов). Фундаменты (подземные части, обеспечивающие устойчивость опор в грунте).

*Процессы (физические).* Вертикальные и горизонтальные механические нагрузки. Усталость (старение) материала. Химические реакции.

*Вероятные нарушения процессов (дефекты).* Механические деформации вертикальной стойки (ствола), разломы, трещины, изгибы. Падение стоек вместе с проводами. Возгорание деревянных опор. Трещины фундаментов, выпучивание из грунта. Ослабление механической прочности деталей опор (старение материала).

*Признаки дефектов.* Наклонное положение стойки опоры. Хрупкость бетона (выкрашиваемость). Окисление металлических деталей опор (белый налет окислов, ржавчина). Падение провода с креплениями.

*Контролируемые параметры состояний.* Размер разрушения материала (фаза развития дефекта), площадь распространения. Изменение положения стационарных частей конструкции опоры относительно нормального. Скорость развития дефекта. Эпицентр (место возникновения дефекта).

*Анализ состояния опоры.* По анализу признаков и соотношению параметров выделяют ведущие патологические процессы, возмущающие состояние (синдромы), например: трещина и окисление, т. е, коррозия. Численно оценивают наиболее информативный параметр, характеризующий процент износа опор, и динамика его изменения, например: скорость разрастания трещины. Определяется прогнозируемое состояние (интервал времени до его наступления), например: падение стойки опоры.

Формулируется заключение, т.е. выявляются причины нарушения нормального состояния с учетом профессиональных позиций при:

- проектировании – неправильное применение типов опор по природно-климатическим зонам; неправильный учет характера грунта

при выборе фундаментов, что приводит к превышению фактических внешних нагрузок по сравнению с расчетными значениями;

- изготовлении – нерасчетные (низкие) марки цемента, металла, нарушение центровки арматуры в железобетонных конструкциях, некачественная пропитка древесины антисептиками;
- монтаже – нарушена технология вывозки, установки и закрепления стоек опор (недостаточное заглубление опор при установке): несоответствие применяемых типов изделий заложенным в проекте;
- эксплуатации – нарушение сроков осмотров, ревизий, испытаний (окраски металлических, пропитки деревянных частей опор, подтяжки креплений), а. также количества восстановительных ремонтных работ.

*Пошаговый анализ объекта диагностирования – проводов и тросов ВЛЭП.*

*Объект диагностирования* – проволока из алюминия (меди), стальной канат.

*Процессы* – механические усталость (хрупкость, текучесть), а также ветровые и гололедные нагрузки. Выделение тепловой энергии (нагрев). Электрохимическая коррозия (полиметаллических конструкций). Электромагнитное излучение.

*Вероятные нарушения процессов* – изломы проволок; обрыв провода или троса в пролете (пролетах); вибрация; пляска и образование льда на проводах; перегрузка по условию допустимого нагрева (повышение температуры нагрева); пробой воздушного промежутка (провод-опора).

*Признаки дефектов* – увеличение стрелы провеса провода (троса); появление пленки окислов алюминия (белый налет); образование льда на проводах и свечения воздушного промежутка вокруг провода; отключение объекта устройствами автоматики и защиты; наблюдение разрядов с провода на другие части конструкции ВЛЭП.

*Анализ состояния провода (троса).* Ведущие процессы, возмущающие состояние провода – увеличение стрелы провеса и появление разрядов на других частях конструкции ВЛЭП.

*Наиболее информативный параметр* и динамика его изменения – разрядная напряженность электрического поля.

*Вероятный прогноз состояния* – короткое замыкание и отключение ВЛЭП устройствами автоматики и защиты.

*Выявление вероятных причин нарушения нормального состояния ВЛЭП (экспертное заключение):* неправильное применение типов проводов (тросов) по природно-климатическим зонам при проектировании; некачественное закрепление провода в зажимах подвески к изоляторам при монтаже; превышение предельных токовых нагрузок при эксплуатации.



*Пошаговый анализ объекта диагностики – изоляции трансформатора*

*Объект диагностики* – диэлектрики жидкие (трансформаторное масло) и твердые (дерево, гетинакс, картон, бумажно-масляная изоляция).

*Процессы* (физические) – химические (восстановление, окисление, образование твердых и газообразных веществ, кислот и щелочей); механические (нарушение твердой изоляции); электрические (разряды, искрение); гидравлические (гидроудар); тепловые (перегревы изоляции).

*Вероятные нарушения процессов* – увлажнение; перегрев конструкции; деформации обмоток (расслоение изоляции); загрязнение примесями (шламом); газовые включения; частичные разряды; старение изоляции.

*Признаки проявления нарушений (дефектов)* – дымный выхлоп; наличие твердых примесей (шлама) в масле; снижение электрической прочности масла; наличие кислот, щелочей и пузырьков газов в масле (образование газообразных продуктов разложения); помутнение (изменение цвета) масла; увеличение температуры нагрева элементов конструкции, давления и ударной волны в масле; работа газовой защиты на сигнал; отключение трансформатора устройствами защиты; изменение температуры вспышки и состава газов, растворенных в масле; изменение состава и горючести газов в газовом реле; изменение характеристик твердой изоляции.

*Контролируемые параметры (характеристики)* – удельное объемное сопротивление изоляции; ток и емкость абсорбции; тангенс угла диэлектрических потерь; электрическая прочность масла (пробивное напряжение); кислотное число; температура вспышки масла; влагосодержание; содержание газов (метан, водород, этан, этилен, ацетилен, оксид углерода, диоксид углерода, кислород, азот, пропилен, пропан).

*Анализ возможных состояний изоляции* (на примере бумажно-масляной изоляции – МБИ) – масло имеет пониженную электрическую прочность (локальный перегрев части барьера МБИ); наличие частичных разрядов в масляном канале между обмоткой и ближайшим к ней картонным барьером; разряд искровой по всей длине масляного канала (поверхностный разряд по МБИ); «ползущий» разряд в барьере МБИ; прогорание материала барьера МБИ вследствие замы-

кания части витков обмотки сетью следов «ползущего» разряда; короткое дуговое замыкание части витков обмотки.

*О тепловом состоянии силового масляного трансформатора* судят посредством выявления температурных аномалий на поверхности его бака или крышки, измерения значений температуры и анализа характера ее распределения, сопоставления мест нагрева с аналогичными участками фазы или других фаз, анализа причин возникновения температурной аномалии с учетом конструктивных особенностей электроэнергетического оборудования и токоведущих частей.

*Пошаговый анализ объекта диагностики – изоляции асинхронных двигателей с короткозамкнутым и фазным ротором.*

*Объект диагностики* – диэлектрики твердые (резина, ПВХП, ПЭВП).

*Процессы* (физические) – химические (восстановление, окисление, образование твердых веществ); механические (нарушение целостности изоляции); электрические (разряды, искрение); магнитные (тепловые, потери на перемагничивание, вихревые потери); тепловые (перегревы изоляции).

*Вероятные нарушения процессов* – увлажнение; перегрев элементов конструкции; деформации обмоток (расслоение изоляции); газовые включения; частичные разряды; старение изоляции.

*Признаки проявления нарушений (дефектов)* – снижение электрической прочности; увеличение температуры нагрева элементов конструкции; работа защит объекта на сигнал; отключение двигателя устройствами защиты; изменение характеристик твердой изоляции.

*Контролируемые параметры (характеристики)* – удельное объемное сопротивление изоляции; ток и емкость абсорбции; тангенс угла диэлектрических потерь; электрическая прочность (пробивное напряжение).

*Анализ возможных состояний изоляции* – объект имеет пониженную электрическую прочность (локальный перегрев); частичные разряды в изоляции между витками обмотки; короткое замыкание части витков обмотки.

*О тепловом состоянии асинхронного двигателя* судят посредством выявления температурных аномалий на поверхности статора, измерения значений температуры и анализа характера ее распределения, сопоставления мест нагрева с аналогичными участками фазы или других фаз клеммной коробки, анализа причин возникновения температурной аномалии с учетом конструктивных особенностей асинхронного двигателя с фазным или короткозамкнутым ротором.

*Анализ объекта диагностирования – сборных и соединительных шин электроэнергетического оборудования.*

*Объект диагностики – стальные сборные и соединительные шины.*

*Процессы – механические усталость, а также ветровые и гололедные нагрузки. Выделение тепловой энергии (нагрев). Электрохимическая коррозия (полиметаллических конструкций). Электромагнитное излучение.*

*Вероятные нарушения процессов – вибрация; пляска и образование льда на шинах; перегрузка по условию допустимого нагрева (повышение температуры нагрева); пробой воздушного промежутка (шина-опора).*

*Признаки дефектов – увеличение стрелы провеса шины; появление пленки окислов стали (бурый налет), образование льда на шинах; отключение объекта устройствами автоматики и защиты; наблюдение разрядов с шины на другие части конструкции.*

*Анализ состояния сборных и соединительных шин.*

*Ведущие процессы, возмущающие состояние шины – увеличение стрелы провеса и появление разрядов на других частях конструкций электроэнергетического оборудования.*

*Наиболее информативный параметр и динамика его изменения – разрядная напряженность и напряжение пробоя электрического поля.*

*Вероятный прогноз состояния – короткое замыкание и отключение объекта устройствами автоматики и защиты.*

*Выявление вероятных причин нарушения нормального состояния сборных и соединительных шин (экспертное заключение): неправильное применение типов шин по природно-климатическим зонам при проектировании; плохое закрепление шин в зажимах подвески к изоляторам при монтаже; превышение предельных токовых нагрузок при эксплуатации.*

*Анализ объекта диагностирования – внешней изоляции электроэнергетического оборудования.*

*Объект* – опорные, подвесные и проходные из фарфора, стекла или полимера.

*Процессы* – электрические (частичные разряды, искрение, потеря электрической прочности, старение); механические (вибрация, потеря механической прочности, нарушение целостности); тепловые (перегрев, старение); химические (электрохимическая коррозия и старение).

*Вероятные нарушения процессов* – загрязнение поверхности; увлажнение; частичные разряды; старение; перегрузка по условию допустимого нагрева (повышение температуры нагрева); пробой воздушного промежутка (изолятор-опора); деформация конструкции (стержень, фланец, шапка, замок, колпачок).

*Признаки появления нарушений (дефектов)* – трещины и сколы фарфора; сколы защитного покрытия (глазури); деформация стержней полимеров; снижение электрической и механической прочности фарфора, стекла или полимера; увеличение температуры нагрева элементов конструкции; изменение диэлектрических характеристик.

*Контролируемые параметры (характеристики)* – электрическая прочность; механическая прочность; амплитуда механических колебаний; тангенс угла диэлектрических потерь, сопротивление изоляции: токи утечки или сквозные токи; инфракрасное (ИК) излучение; оптическое излучение по поверхности изоляции; распределение напряжения вдоль изоляционных элементов.

*Анализ состояния внешней изоляции.*

*Ведущие процессы, возмущающие состояние внешней изоляции* – грязь, трещины, сколы защитного покрытия (глазури); появление частичных разрядов на поверхности опорных, подвесных и проходных изоляторов из фарфора, стекла или полимера; старение; потеря электрической прочности.

*Наиболее информативный параметр и динамика его изменения* – частичные разряды и пробивное напряжение электрического поля.

*Вероятный прогноз состояния* – короткое замыкание и отключение объекта устройствами автоматики и защиты.

*Выявление вероятных причин нарушения нормального состояния внешней изоляции (экспертное заключение):* неправильное применение фарфоровой, стеклянной или полимерной изоляции по природно-климатическим зонам при проектировании; плохое закрепление фарфоровой, стеклянной или полимерной изоляции в зажимах подвески к конструкции при монтаже; превышение предельных токовых нагрузок при эксплуатации опорных, подвесных и проходных изоляторов из фарфора, стекла или полимера.

*Анализ объекта диагностирования – масляного выключателя электроэнергетического оборудования.*

*Объект* – диэлектрики (фарфор и трансформаторное масло).

*Процессы* – электрические (поверхностные частичные разряды, искрение, потеря электрической прочности, старение); механические (вибрация, потеря механической прочности, нарушение целостности); тепловые (перегрев, старение); химические (газовые включения, электрохимическая коррозия и старение).

*Вероятные нарушения процессов* – загрязнение поверхности; увлажнение; частичные разряды; старение; перегрузка по условию допустимого нагрева (повышение температуры нагрева); пробой воздушного промежутка (изолятор-шина); деформация конструкции (элементы крепления, конструкция колонки выключателя).

*Признаки появления нарушений (дефектов)* – трещины и сколы фарфора; сколы защитного покрытия (глазури); снижение электрической и механической прочности фарфора; увеличение температуры нагрева элементов конструкции; изменение диэлектрических характеристик.

*Контролируемые параметры (характеристики)* – электрическая прочность; механическая прочность; амплитуда механических колебаний; тангенс угла диэлектрических потерь, сопротивление изоляции: токи утечки или сквозные токи; инфракрасное (ИК) излучение; оптическое излучение по поверхности изоляции.

*Ведущие процессы, возмущающие состояние масляного выключателя* – грязь, трещины, сколы защитного покрытия (глазури) фарфоровой рубашки; появление частичных разрядов на поверхности опорной колодки из фарфора; старение трансформаторного масла; потеря электрической прочности изоляционного цилиндра.

*Наиболее информативный параметр и динамика его изменения* – частичные разряды и пробивное напряжение электрического поля.

*Вероятный прогноз состояния* – короткое замыкание и отключение объекта устройствами автоматики и защиты.

*Выявление вероятных причин нарушения нормального состояния масляного выключателя (экспертное заключение):* неправиль-

ное применение изоляционного цилиндра по природно-климатическим зонам при проектировании; плохое закрепление опорной колодки из фарфора к конструкции выключателя при монтаже; превышение предельных токовых нагрузок при эксплуатации маломасляного колонкового выключателя.



*Анализ объекта диагностирования – вентильных разрядников электроэнергетического оборудования.*

*Объект* – вентильные разрядники с элементами из стали, фарфора, глазури, силумина, резины и масляной краски.

*Процессы* – электрические (частичные разряды по поверхности, искрение, потеря электрической прочности, старение); механические (вибрация, потеря механической прочности, нарушение целостности); тепловые (перегрев, старение); химические (электрохимическое старение).

*Вероятные нарушения процессов* – загрязнение поверхности; увлажнение; частичные разряды; старение; перегрузка по условию допустимого нагрева (повышение температуры нагрева); пробой воздушного промежутка (изолятор-ошиновка); деформация внутри (блоки искровых промежутков и нелинейных резисторов) и снаружи (фланец, гайки, крепежные элементы) конструкции.

*Признаки появления нарушений (дефектов)* – трещины и сколы фарфора; сколы защитного покрытия (глазури); деформация блоков искровых промежутков и нелинейных резисторов; снижение электрической и механической прочности фарфора, фланца и крепежных элементов; увеличение температуры нагрева элементов конструкции; изменение диэлектрических характеристик; потеря герметичности конструкции.

*Контролируемые параметры (характеристики)* – сопротивление элемента разрядника; электрическая механическая прочность; амплитуда механических колебаний; сопротивление изоляции: токи проводимости или сквозные токи; инфракрасное (ИК) излучение; оптическое излучение по поверхности изоляции; давление (потеря герметичности).

*Анализ состояния вентильных разрядников.*

*Ведущие процессы, возмущающие состояние внешней изоляции* – грязь, трещины, сколы защитного покрытия (глазури); появление частичных разрядов на поверхности опорных, подвесных и проходных изоляторов из фарфора, стекла или полимера; старение; потеря электрической прочности; потеря герметичности (покраска швов).

*Наиболее информативный параметр и динамика его изменения* – частичные разряды в блоках искровых промежутков, нелинейных резисторов и пробивное напряжение электрического поля.

*Вероятный прогноз состояния* – короткое замыкание элементов разрядника и отключение объекта устройствами автоматики и защиты.

*Выявление вероятных причин нарушения нормального состояния вентильных разрядников (экспертное заключение)*: неправильное применение фарфоровой изоляции по природно-климатическим зонам при проектировании; плохое закрепление фарфоровой изоляции элементами крепежа к конструкции при монтаже; потеря герметичности конструкции; превышение предельных токовых нагрузок при эксплуатации вентильных разрядников состоящих из блоков искровых промежутков и нелинейных резисторов.

## Приложение 9

Объект \_\_\_\_\_

Место \_\_\_\_\_

Дата осмотра «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

ПРОТОКОЛ № \_\_\_\_\_

### Визуальный осмотр и тепловизионный контроль электроэнергетического оборудования

№	Контролируемые узлы	Температура узла	Примечание
1	Фланец - рубашка фазы А		
2	Фланец - рубашка фазы В		
3	Фланец - рубашка фазы С		
4	Фарфоровая крышка фазы А		
5	Фарфоровая крышка фазы В		
6	Фарфоровая крышка фазы С		
7	Крепеж элементов фазы А		
8	Крепеж элементов фазы В		
9	Крепеж элементов фазы С		

Выполнил: \_\_\_\_\_ (\_\_\_\_\_)

## Приложение 10

### ПРОТОКОЛ № \_\_\_\_\_ Диагностика и измерение сопротивления электроэнергетического оборудования

Объект диагностики \_\_\_\_\_

Место \_\_\_\_\_ Дата «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Диагностика и измерения выполнены \_\_\_\_\_

Измерения проведены мегаомметром типа \_\_\_\_\_

На напряжение \_\_\_\_\_ заводской № \_\_\_\_\_

Ф.И.О. и должность лица выполнявшего работы \_\_\_\_\_

№	Обозначение	Рабочее напряжение	Сопротивление изоляции блоков вентильных разряд- ников						Примечание
			A-B	A-C	B-C	A-O	B-O	C-O	
1									
2									
3									
4									
5									
6									
7									

Выполнил: \_\_\_\_\_ (\_\_\_\_\_)

## Приложение 11

### ПРОТОКОЛ № \_\_\_\_

Диагностика и испытание электроэнергетического  
оборудования повышенным напряжением выпрямленного  
тока

Место \_\_\_\_\_ Дата «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Диагностика и измерения выполнены \_\_\_\_\_

Измерения проведены мегаомметром типа \_\_\_\_\_

На напряжение \_\_\_\_\_ заводской № \_\_\_\_\_

Ф.И.О. и должность лица выполнявшего работы \_\_\_\_\_

№	Наименование внешнего изолятора	Фаза	Испытательное напряжение		Примечание
			Значение, кВ	Длительность, мин	
1	Вентильный разрядник	А			
2	Вентильный разрядник	В			
3	Вентильный разрядник	С			

Выполнил: \_\_\_\_\_ (\_\_\_\_\_)

# Нормы тепловизионного контроля электроэнергетического оборудования

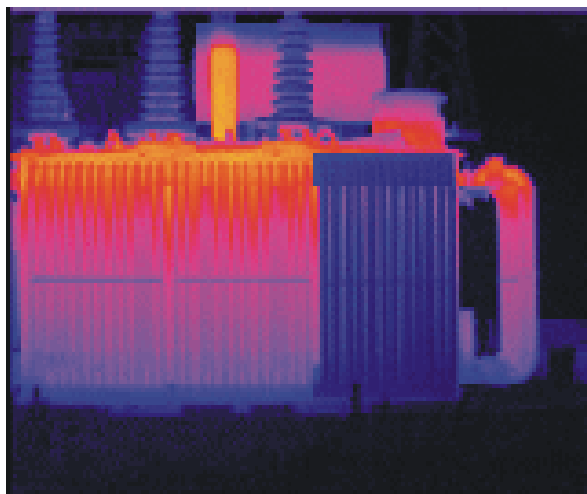
№	Диагностируемые узлы	Максимальные значения температуры, °С	
		Критическая	Рабочая
1	Токоведущие (кроме контактов и контактных соединений) и нетоковедущие металлические части: неизолированные и несоприкасающиеся с изоляционными материалами	120	80
	изолированные или соприкасающиеся с изоляционными материалами классов нагревостойкости	90	50
	У	100	60
	А	120	80
	Е	130	90
	В	155	115
	Ф	180	140
2	Контакты из меди и медных сплавов: без покрытий, в воздухе / в изоляционном масле	75/80	35/40
	с накладными серебряными пластинами, в воздухе / в изоляционном масле	120/90	80/50
	с покрытием серебром или никелем, в воздухе / в изоляционном масле	50/90	65/50
	с покрытием серебром толщиной не менее 24 мкм;	120	80
	с покрытием оловом, в воздухе / в изоляционном масле	130	90
3	Контакты металлокерамические содержащие вольфрам и молибден в изоляционном масле: на основе меди / серебра	85/90	45/50
4	Аппаратные выводы из меди, алюминия и их сплавов, предназначенные для соединения с внешними проводниками электрических цепей:		
	без покрытия	90	50
	с покрытием оловом, серебром или никелем	105	65

5	Болтовые компактные соединения из меди, алюминия и их сплавов: без покрытия, в воздухе / в изоляционном масле с покрытием оловом, в воздухе/в изоляционном масле с покрытием серебром или никелем, в воздухе / в изоляционном масле	90/100 105/100  115/100	50/60 65/60  75/60
6	Предохранители переменного тока напряжением 3кВ и выше: соединения из меди, алюминия и их сплавов в воздухе без покрытий / с покрытием оловом; с разъемным контактным соединением на основе пружин; с разборным соединением с нажатием болтом или винтом, в том числе выводы предохранителя; металлические части, используемые как пружины: из меди из фосфористой бронзы и аналогичных сплавов	115/100  75/95  90/105  75 105	75/60  35/55  50/65  35 65
7	Изоляционное масло в верхнем слое коммутационных аппаратов	90	50
8	Встроенные трансформаторы тока: обмотки магнитопроводы	- -	10 15
9	Болтовое соединение токоведущих выводов съемных вводов в масле/в воздухе	-	85/65
10	Соединения устройств регуляторов под нагрузкой (РПН) трансформаторов из меди (сплавов) и содержащих медь композиций без покрытия серебром при работе на воздухе / в масле: с нажатием болтами или другими элементами, обеспечивающими жесткость соединения; с нажатием пружинами, которые очищаются сами в процессе переключения; с нажатием пружинами, которые сами не очищаются в процессе переключения	- - -	40/25 35/20 20/10
11	Токоведущие жилы силовых кабелей в режиме нормальном / аварийном при наличии изоляции из: ПВХ пластика и полиэтилена; вулканизирующегося полиэтилена; резины ;	70/80 90/130 65/-	- - -

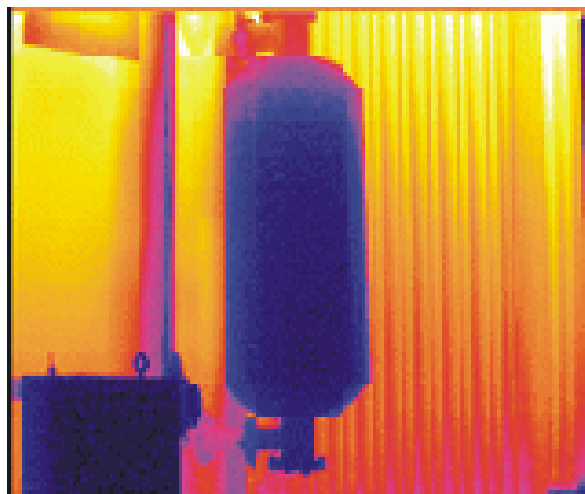




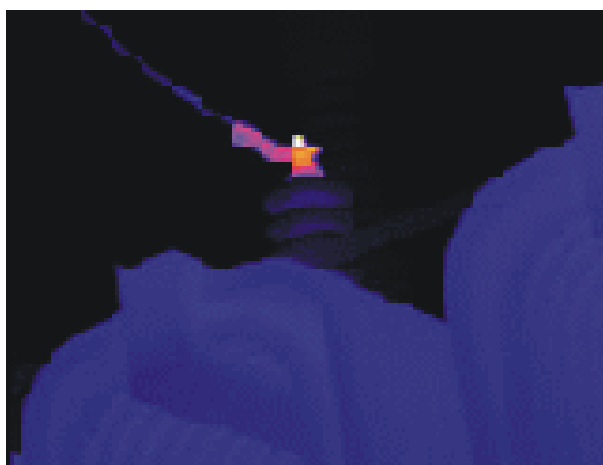
### Примеры тепловизионного контроля электроэнергетического оборудования трансформаторов



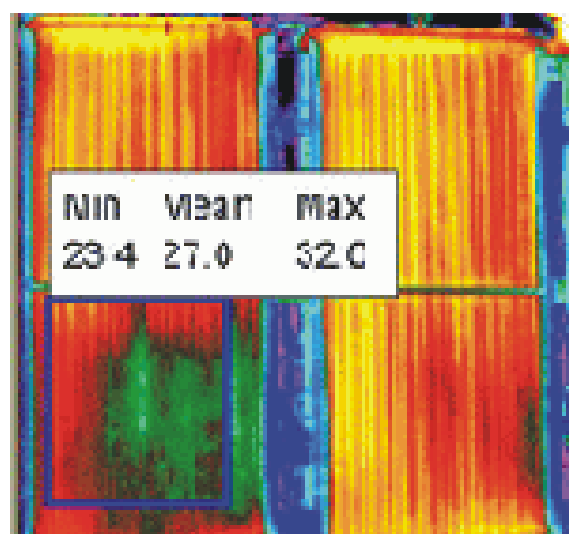
Нарушение циркуляции масла через правый радиатор



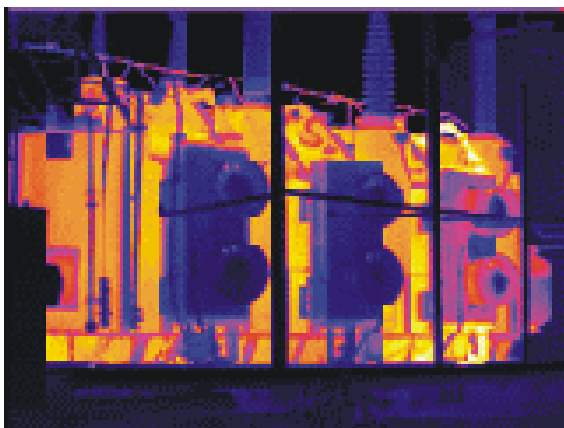
Нарушение циркуляции масла через ТСФ



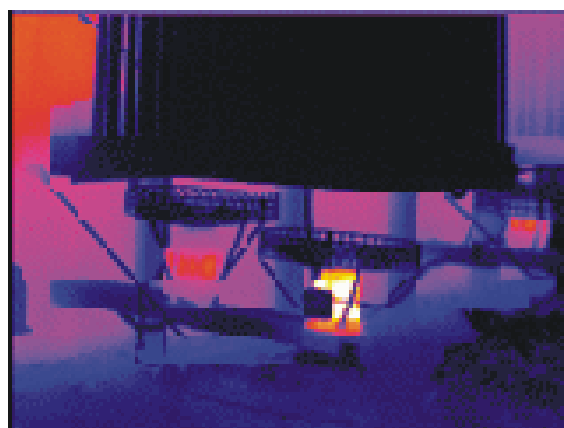
Нагрев шпильки ввода



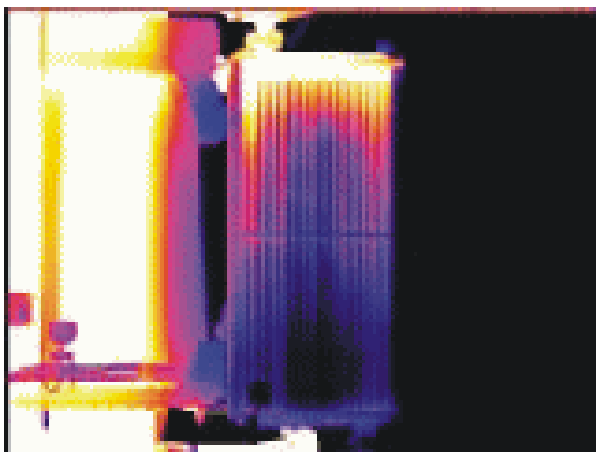
Нарушение циркуляции масла в радиаторе



Отключены электродвигатели  
вентиляторов (тёмные)



Перегрев электродвигателя  
системы охлаждения  
радиатора



Нарушение циркуляции  
масла в радиаторе



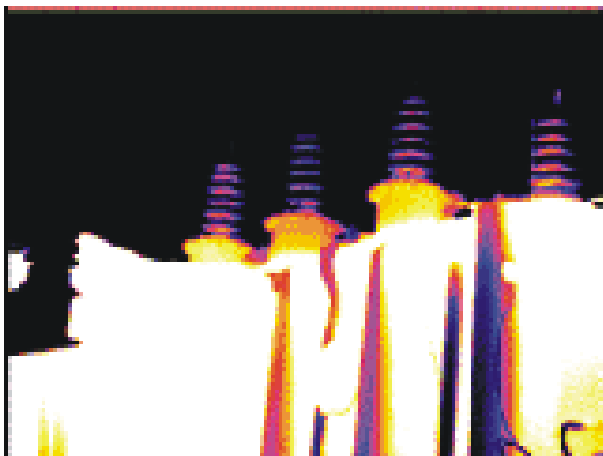
Локальный нагрев в баке  
(слева) со стороны 110 кВ



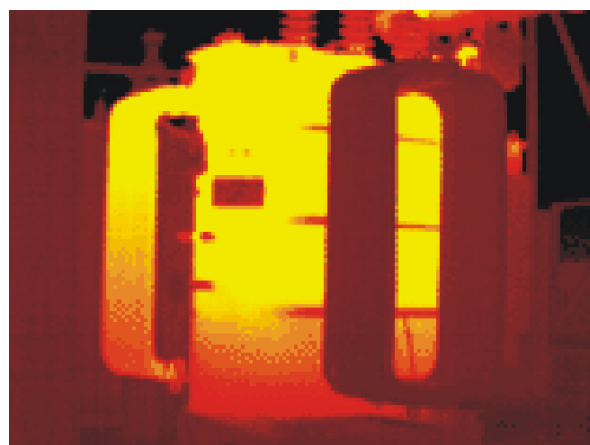
Локальный нагрев в баке  
(слева) со стороны 110 кВ



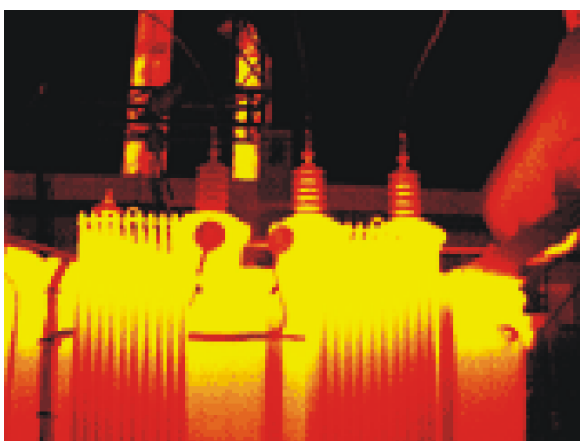
Отсутствует циркуляция  
масла через радиатор



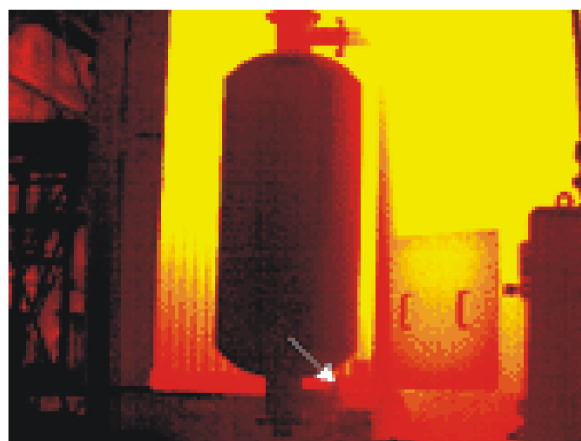
Отсутствие масла во вводе  
35 кВ трансформатора 110 кВ  
(средний ввод)



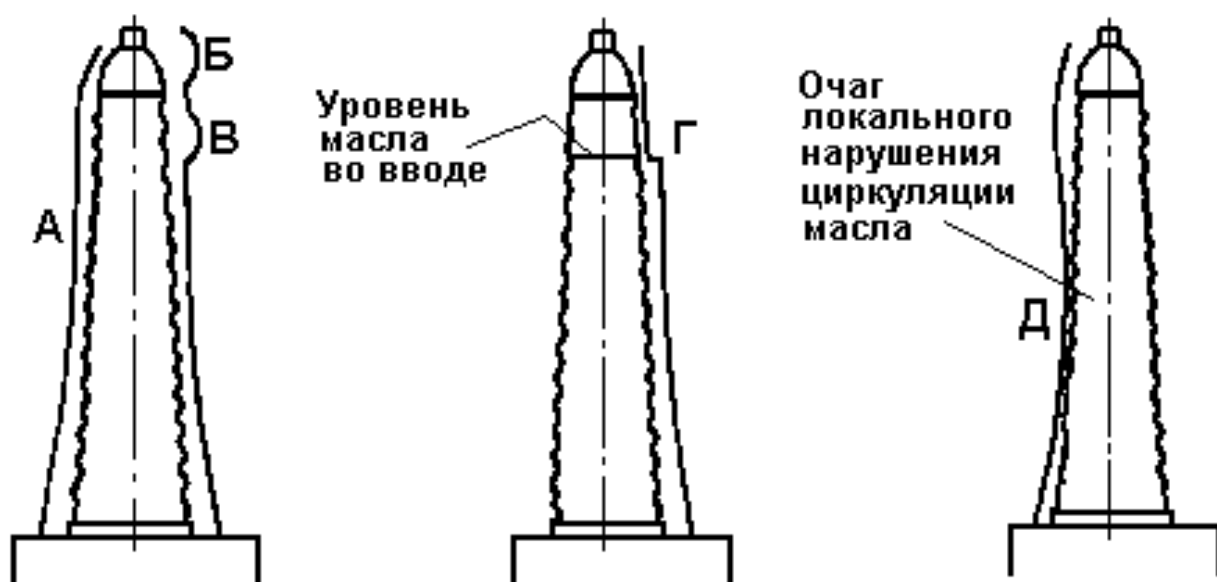
Отсутствует циркуляция  
масла через радиатор



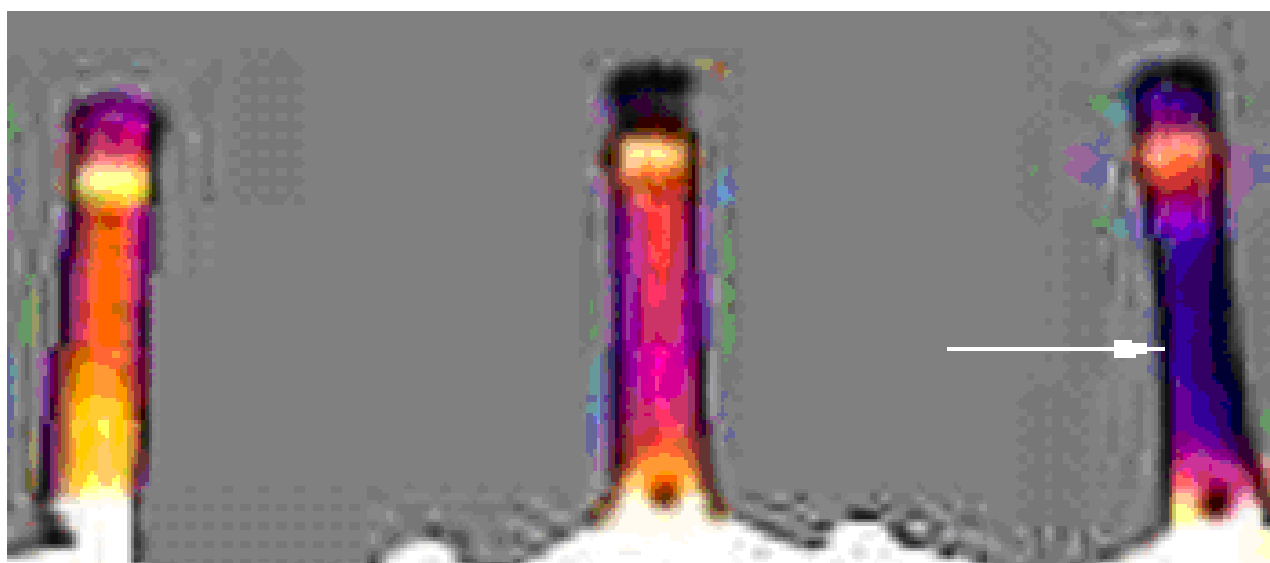
Отсутствие масла во вводе  
35 кВ трансформатора 35 кВ  
(крайний левый ввод)



Нарушение циркуляции  
масла через ТСФ



Распределение температуры по высоте маслонаполненного ввода при: А – нормальном распределении температуры; Б – наличии короткозамкнутого контура в маслорасширителе; В – перегреве внутренних контактных соединений; Г – понижении уровня масла; Д – нарушении циркуляции масла (разбухание остова на стержне).



Теплограмма вводов трансформатора