

**РАСПОРЯЖЕНИЕ**

06.10.2020

Москва

№ 298р

Об утверждении стандарта организации

В целях реализации Положения ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе», утвержденного Советом директоров Общества (протокол от 08.11.2019 № 378), а также повышения надежности работы электрических сетей, находящихся под управлением ДЗО ПАО «Россети»:

1. Утвердить стандарт организации группы компаний «Россети» «Технические требования по оснащению силовых трансформаторов 35 кВ и выше первичными датчиками контроля автоматизированных систем мониторинга и технического диагностирования» (далее - Стандарт) согласно приложению к настоящему распоряжению.

2. Рекомендовать ДЗО ПАО «Россети» обеспечивать учет требований Стандарта в производственной деятельности.

3. Заместителю главного инженера Гладковскому Г.К. обеспечить учет в системе нормативно-технических документов ПАО «Россети» Стандарта и его включение в статусе «действующий» для распределительных сетей и в статусе «справочный» для магистральных сетей в реестр нормативно-технических документов группы компаний «Россети» по обеспечению надежности и безопасности объектов электросетевого хозяйства, утвержденный приказом ПАО «Россети» от 12.12.2019 № 353.

4. Контроль за исполнением настоящего распоряжения оставляю за собой.

Первый заместитель Генерального директора -  
главный инженер  
Майоров

А.В.

Рассылается: Майорову А.В., Департамент технической политики, Дирекция производственного контроля, Департамент производственной деятельности, ДЗО ПАО «Россети».

Гладковский Г.К.

Иванова В.В.

33-94

Визы: Рожков В.В., Акимов Л.Ю., Терсков А.В., Капустин Д.С., Фомичев Д.Н.

---

ГРУППА КОМПАНИЙ «РОССЕТИ»

---



СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

---

СТО 34.01-12-001-2020

СТО БП 11/09-01/2020

---

## СТАНДАРТ

# **ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ ПО ОСНАЩЕНИЮ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 35 КВ И ВЫШЕ ПЕРВИЧНЫМИ ДАТЧИКАМИ КОНТРОЛЯ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА И ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ**

Москва

## Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании»; объекты стандартизации и общие положения при разработке и применении стандартов организаций Российской Федерации - ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения»; общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению межгосударственных стандартов, правил и рекомендаций по межгосударственной стандартизации и изменений к ним - ГОСТ 1.5-2001; правила построения, изложения, оформления и обозначения национальных стандартов Российской Федерации, общие требования к их содержанию, правила оформления и изложения изменений к национальным стандартам Российской Федерации - ГОСТ Р 1.5-2012.

### Сведения о стандарте организации

#### 1. РАЗРАБОТАН

АО «НТЦ ФСК ЕЭС» при участии Доцента кафедры теоретических основ теплотехники ФГБОУ ВО НИУ «МЭИ» В.В. Бузаева

#### 2. ВНЕСЕН

ПАО «МРСК Центра»

#### 3. УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ

Распоряжением ПАО «Россети» от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_

#### 4. ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Замечания и предложения по НТД следует направлять в ПАО «Россети» согласно контактам, указанным на официальном информационном ресурсе, или электронной почтой по адресу [nto@rosseti.ru](mailto:nto@rosseti.ru).*

*Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения ПАО «Россети». Данное ограничение не предусматривает запрета на присоединение сторонних организаций к настоящему стандарту и его использование в их производственно-хозяйственной деятельности. В случае присоединения к стандарту сторонней организации необходимо уведомить ПАО «Россети».*

## Содержание

Введение.....	6
1. Назначение и область применения стандарта.....	6
2. Нормативные ссылки.....	6
3. Термины, определения, обозначения и сокращения .....	7
3.1 Термины и определения .....	7
3.2 Обозначения и сокращения.....	7
4. Функциональные требования к АСМД.....	8
5. Перечень датчиков первого уровня АСМД, устанавливаемых на силовом трансформаторе .....	8
6. Порядок оснащения и особенности конструктивной подготовки силовых трансформаторов к монтажу датчиков первого уровня АСМД.....	10
6.1. Датчики температуры .....	10
6.2. Датчики ГВС.....	11
6.3. Датчики системы измерения частичных разрядов .....	13
6.4. Устройства присоединения системы контроля высоковольтных вводов .....	14
6.5. Датчики для контроля устройства РПН.....	15
6.6. Специализированные датчики для систем мониторинга, устанавливаемые только на заводе изготовителе трансформаторного оборудования .....	15
Приложение А .....	17
Приложение Б .....	18
Приложение В.....	20
Приложение Г .....	23
Библиография .....	27

## **Введение**

Настоящий стандарт (далее - СТО) разработан во исполнение п. 4.5 Дорожной карты реализации Концепции развития системы технического диагностирования электросетевого оборудования группы компаний ПАО «Россети» (распоряжение ПАО «Россети» от 18.11.2016 № 495р) в целях совершенствования нормативно-технической базы в области технического диагностирования силовых трансформаторов 35 кВ и выше для формирования унифицированного подхода к составу и структуре автоматизированных систем мониторинга и технического диагностирования (далее - АСМД) и обеспечения возможности оснащения контролируемого оборудования первичными датчиками и/или АСМД в соответствии с Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» как на этапе производства, так и на этапе капитального ремонта (реконструкции).

### **1. Назначение и область применения стандарта**

1.1. Требования настоящего СТО определяют:

- объем и номенклатуру датчиков первого уровня АСМД силового трансформаторного оборудования в соответствии с СТО 56947007-29.200.10.011-2008 [1], классом напряжения 35 кВ и выше (для классов напряжения 6-20 кВ - справочно), способом регулирования напряжения, типом системы охлаждения, типом изоляции (маслонаполненная или литая);

- порядок оснащения и особенности конструктивной подготовки силовых трансформаторов для монтажа датчиков первого уровня АСМД, включая требования к местам подключения линий отбора и возврата масла приборов измерения концентраций газов, растворенных в трансформаторном масле.

1.2. В части выбора объема и номенклатуры датчиков первого уровня АСМД в зависимости от мощности контролируемого оборудования должны выполняться рекомендации Положения ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» [2].

1.3. В части структуры, состава и требований к АСМД (мобильной АСМД) по уровням, а также технических требований к датчикам входной информации (датчикам первого уровня), требований к нормам и погрешностям измерений следует применять СТО 56947007-29.200.10.011-2008 [1].

1.4. Положения настоящего СТО являются едиными для заводоизготовителей, поставляющих силовые трансформаторы для нужд ПАО «Россети». Все поставляемые трансформаторы должны быть конструктивно подготовлены для монтажа первичных датчиков АСМД.

### **2. Нормативные ссылки**

В настоящем СТО использованы нормативные ссылки на следующие документы:

ГОСТ 27.002-2015 Надежность в технике (ССНТ). Термины и определения.

ГОСТ 12179-76 Кабели и провода Метод определения тангенса угла диэлектрических потерь.

ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP).

ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды.

ГОСТ 17516.1-90 Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к механическим внешним воздействующим факторам.

ГОСТ 20911-89 Техническая диагностика Термины и определения.

ГОСТ 30805.22-2013 (CISPR 22:2006) Совместимость технических средств электромагнитная. Оборудование информационных технологий. Радиопомехи промышленные. Нормы и методы измерений.

ГОСТ Р 50739-95 Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования.

ГОСТ Р 51317.6.5-2006 (МЭК 61000-6-5:2001) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний.

ГОСТ Р 55191-2012 (МЭК 60270:2000) Методы испытаний высоким напряжением. Измерения частичных разрядов.

ГОСТ Р 58651.1-2019 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Основные положения.

*Примечание: при использовании настоящего стандарта целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования - на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.*

### **3 Термины, определения, обозначения и сокращения**

#### **3.1 Термины и определения**

В настоящем СТО использованы термины и определения, предусмотренные ГОСТ 20911, ГОСТ 27.002, ГОСТ 12179, ГОСТ 15150, ГОСТ 14254, ГОСТ 17516.1, ГОСТ Р 51317.6.5, ГОСТ Р 55191, СТО 56947007-29.200.10.011-2008, СТО 56947007-29.180.01.207-2015, СТО 56947007-25.040.40.226-2016, СТО 59347007-29.240.01.195-2014, СТО 56947007-29.240.01.244-2017.

#### **3.2 Обозначения и сокращения**

В настоящем СТО применены следующие сокращения:

**АСМД** - автоматизированная система мониторинга и технического диагностирования;

**ВН** - высокое напряжение;

**ГВС** - газовлагодержание в масле силовых трансформаторов;

**ИТ** - информационные технологии;

**НТД** - нормативно-технический (руководящий) документ;

**ПС** - подстанция;

**РПН** - устройство регулирования напряжения под нагрузкой;

**СВЧ** - сверхвысокочастотный, сверхвысокочастотные;

**УВЧ** - ультравысокие частоты;

**УП** - устройство присоединения;

**ЧР** - частичные разряды;

**СИМ** - общая информационная модель;

**DN** - номинальный диаметр;

**tgδ** - тангенс угла диэлектрических потерь.

#### **4. Функциональные требования к АСМД**

4.1. Функциональные требования к АСМД, перечень возможных расчетно-аналитических моделей и требования к АСМД определены в СТО 56947007-29.200.10.011-2008 [1].

4.2. Расчетно-аналитические модели, которые могут быть реализованы в рамках конкретной конфигурации АСМД, определяются перечнем доступных диагностических показателей.

4.3. Перечень доступных диагностических показателей определяется составом датчиков первого уровня в зависимости от вида/типа контролируемого оборудования и порядка монтажа датчиков в соответствии с разделом 5 настоящего СТО.

4.4. При формировании перечня диагностических данных в техническом задании для конкретной конфигурации АСМД, следует исключить дублирование сигналов уже имеющихся в ИТ-системах на различных иерархических уровнях, предусмотреть сквозную передачу данных в технологические и корпоративные информационные системы и обратно на базе единой цифровой модели сети (СИМ-модели) для реализации Концепции цифровой трансформации 2030, принятой ПАО «Россети» [3] в части перехода от планово-предупредительной к адресной диагностике контролируемого оборудования.

4.5. При формировании перечня диагностических данных в техническом задании для конкретной конфигурации АСМД следует предусмотреть возможность прогнозирования технического состояния контролируемого оборудования.

#### **5. Перечень датчиков первого уровня АСМД, устанавливаемых на силовом трансформаторе**

5.1. Оптимальный набор датчиков первого уровня АСМД, определяющий информативность работы диагностических алгоритмов, связан с технологической значимостью и стоимостью трансформатора. В формализованном виде состав набора датчиков в максимальной степени зависит от величины рабочего напряжения обмотки ВН.

5.2. Перечень датчиков в зависимости от рабочего напряжения маслонаполненных силовых трансформаторов, приведен в таблице 5.1.

Таблица 5.1.

Перечень рекомендуемых датчиков для мониторинга параметров силовых  
маслонаполненных трансформаторов

№	Контролируемый параметр - тип датчика	Монтаж датчиков		Напряжение обмотки ВН, кВ				
		на заводе	на месте <sup>2)</sup>	6-20 <sup>1)</sup>	35	110	220	>220
<b>1. Датчики контроля температуры трансформатора</b>								
1.1.	Контроль температуры верхних слоев масла	+	+	+	+	+	+	+
1.2.	Контроль температуры нижних слоев масла	+	+			+	+	+



1.3.	Контроль температуры масла на входе и выходе охладителя	+	+				+ <sup>1)</sup>	+
<b>2. Датчики контроля ГВС</b>								
2.1.	Датчик ГВС на кране бака (с одной точкой подключения)	+	+		+	+	+	+
2.2.	Датчик ГВС проточного типа (с двумя точками подключения)	+	+		<sup>3)</sup> +	+	+	+
2.3.	Датчик контроля влагосодержания в масле	+	+	<sup>3)</sup> +	<sup>3)</sup> +	+	+	+
<b>3. Датчики измерения частичных разрядов</b>								
3.1.	Контроль ЧР в баке трансформатора	+				+	+	+
<b>4. Датчики контроля высоковольтных вводов</b>								
4.1.	Контроль высоковольтных вводов (величина емкости ввода С1, тангенс угла потерь в изоляции,)	+	+			+	+	+
<b>5. Датчики контроля устройства РПН</b>								
5.1.	Контроль температуры масла в баке контактора РПН	+	+			+	+	+
5.2.	Контроль влагосодержания в масле бака РПН	+	+			+	+ <sup>3)</sup>	+ <sup>3)</sup>
5.3.	Контроль растворенных газов в баке РПН с вакуумным контактором	+	+				+ <sup>3)</sup>	+ <sup>3)</sup>
<b>6. Датчики контроля параметров трансформатора, встраиваемые внутрь бака</b>								
6.1.	Оптоволоконные датчики контроля температуры наиболее нагретой точки <sup>1)</sup>	+					+	+

5.3. Перечень датчиков, используемых в АСМД силовых трансформаторов с литой изоляцией, приведен в таблице 5.2.

Таблица 5.2

№		Монтаж датчиков		Напряжение, кВ.		
		на заводе	на месте <sup>2)</sup>	6-10	35	110
<b>1. Датчики контроля температуры трансформатора</b>						

1.1.	Контроль температуры обмоток фаз трансформатора.	+	-	+	+	+
1.2.	Контроль температуры магнитопровода трансформатора	+	-		+	+
<b>2. Датчики контроля частичных разрядов</b>						
2.1.	Контроль ЧР в обмотках трансформатора	-	+	+ <sup>3)</sup>	+ <sup>3)</sup>	+ <sup>3)</sup>

1) справочная информация;

2) для трансформаторов, находящихся в эксплуатации;

3) параметр рекомендуемый, устанавливается по решению заказчика при наличии технической возможности и в соответствии с технико-экономическим обоснованием.

5.4. Для датчиков АСМД, которые должны устанавливаться на силовых трансформаторах, настоящим СТО определяются конструктивные и технологические особенности монтажа как в условиях завода-изготовителя при производстве или капитальном ремонте силового трансформаторного оборудования, так и на месте эксплуатации, если это возможно.

5.5 Для оперативного и безопасного монтажа датчиков АСМД в конструкции трансформатора должны быть заранее предусмотрены соответствующие конструктивные элементы и специальные посадочные места, обеспечивающие оперативный и безопасный монтаж необходимых датчиков технологических параметров. Установка датчиков первого уровня АСМД на посадочных местах не должна сопровождаться дополнительными изменениями конструкции трансформатора.

5.6 Установка датчиков первого уровня АСМД, уже находящихся в эксплуатации, изготовленных в соответствии с требованиями настоящего СТО, может быть оперативно произведена на выведенном из работы оборудовании, а для некоторых типов датчиков - и на работающем трансформаторе. Типовые варианты установки датчиков приведены в приложениях А - Г к настоящему СТО.

## **6. Порядок оснащения и особенности конструктивной подготовки силовых трансформаторов к монтажу датчиков первого уровня АСМД**

### **6.1. Датчики температуры**

6.1.1. Датчики контроля температурных режимов работы имеют большое значение для определения технического состояния, как отдельных подсистем, так и всего трансформатора в целом.

6.1.2. Использование значений температуры в расчетно-аналитических моделях АСМД позволяет контролировать эффективность работы системы охлаждения трансформатора, расчетным методом определять температуру наиболее нагретой точки обмоток трансформатора, определяющей скорость старения главной изоляции, анализировать временные тренды изменения технологических параметров трансформатора в зависимости от температуры для раннего и более достоверного выявления дефектных признаков в подсистемах трансформатора.

6.1.3. Для установки датчиков температуры должны быть подготовлены посадочные места (стаканы), в которые могут быть установлены стандартные датчики температуры.

6.1.4. Количество датчиков температуры, устанавливаемых в АСМД трансформаторного оборудования, и их назначение определяется по таблице 5.1.

6.1.5. Датчик температуры верхних слоев масла должен монтироваться в верхней части бака.

6.1.6. Датчик температуры нижних слоев масла должен монтироваться в нижней части бака, но не ниже выходного патрубка радиатора или охладителя на расстоянии не менее 150 мм от дна бака до датчика.

6.1.7. Датчик температуры масла на входе охладителя устанавливается в верхней части охладителя вблизи входного трубопровода или непосредственно на самом трубопроводе.

6.1.8. Датчик температуры масла на выходе охладителя устанавливается в нижней части охладителя вблизи выходного трубопровода или непосредственно на самом трубопроводе.

6.1.9. Если датчик будет монтироваться не на заводе изготовителе, а непосредственно на месте эксплуатации, или же установка АСМД пока не предусматривается, то посадочное место для датчика температуры должно быть закрыто на заводе-изготовителе трансформатора защитной крышкой.

6.1.10. Для установки датчиков температуры на силовых трансформаторах с литой изоляцией обмоток должны быть подготовлены посадочные места, на которые могут быть установлены датчики температуры специализированной конструкции.

6.1.11. Количество устанавливаемых датчиков температуры и их назначение для трансформаторов с литой изоляцией обмоток определяется по таблице 5.2.

6.1.12. Датчики температуры литой изоляции обмоток трансформатора монтируются в верхней части обмотки.

6.1.13. Датчик температуры магнитопровода трансформатора монтируется под верхним ярмом сердечника.

6.1.14. Конструктивное исполнение посадочных мест для монтажа датчиков температуры на баке трансформатора соответствует тем посадочным местам, которые уже используют заводы-изготовители трансформаторного оборудования для стандартных датчиков температуры (Приложение А).

## **6.2. Датчики ГВС**

6.2.1. Требования к чувствительности датчиков ГВС и интерпретации результатов измерения - в соответствии с СТО 34.01-23-003-2019 [4].

6.2.2. Датчики ГВС должны измерять отдельные или суммарные концентрации газов, предусмотренных СТО 34.01-23-003-2019 [4].

6.2.3. Для установки приборов ГВС проточного типа к баку трансформатора подключаются два трубопровода, по одному из них масло забирается из бака и поступает в измерительный прибор. По другому трубопроводу масло возвращается обратно в бак. Для монтажа маслопровода таких приборов на заводе-изготовителе трансформатора должны быть предусмотрены два крана с переходными фланцами с кранами. Приборы ГВС проточного типа могут быть установлены: на стенку бака трансформатора, на отдельно стоящей стойке рядом с трансформатором или на стене/колонне помещения ПС.

6.2.4. Датчики ГВС непроточного типа устанавливаются на шаровом кране бака, смонтированном на стенке бака трансформатора.

6.2.5. Для приборов ГВС для установки на кране бака (непроточного типа) предусматривается консольная установка. В этом случае прибор сообщается с внутренней полостью бака трансформатора через соединительный патрубок. В качестве посадочного места для такого монтажа может быть также использован сливной кран бака трансформатора. При производстве на заводе необходимо

предусмотреть специальное дополнительное посадочное место, снабженное защитным шаровым краном.

6.2.6. Для оперативного монтажа встроенных датчиков ГВС на стенке бака трансформатора (охлаждителя, трубопровода охлаждителя) должен быть в заводских условиях смонтирован кран, через который датчик будет вводиться внутрь бака трансформатора. Кран должен снабжаться дополнительным переходным герметизирующим устройством для безопасного монтажа и демонтажа прибора при ремонте и обслуживании. Переходное герметизирующее устройство должно поставляться с датчиком ГВС

6.2.7. При производстве или капитальном ремонте на заводе-изготовителе на баке трансформатора рекомендуется предусмотреть два посадочных места для монтажа навесных приборов контроля параметров масла, или для подключения соединительных трубопроводов для приборов ГВС проточного типа.

6.2.7.1. Одно посадочное место на баке трансформатора должно быть оснащено проточным краном (шарового типа) с размером не менее DN=50. На этом кране может быть смонтирован измерительный прибор непроточного типа или установлен прибор, измерительный датчик которого находится непосредственно в масле бака трансформатора. К этому крану может быть подключен один из трубопроводов прибора ГВС проточного типа. На кране может быть смонтирован комбинированный коаксиальный узел для забора и возврата масла для прибора проточного типа. Комбинированный коаксиальный узел должен поставляться с датчиком ГВС.

6.2.7.2. Второе посадочное место на стенке бака трансформатора должно быть оснащено проточным краном (шарового типа) размером не менее DN=15. К крану подключается второй трубопровод измерительного прибора проточного типа. На этом кране также могут монтироваться приборы, встроенные датчики которых находятся непосредственно в масле, при условии, что диаметр самого датчика меньше 15 мм.

6.2.8. Присоединительные краны для приборов проточного типа должны быть размещены на одной стороне поверхности бака и разнесены между собой на расстояние 1 - 1,5 метра. Это необходимо для обеспечения эффективного обмена и разделения потоков масла при использовании прибора проточного типа.

6.2.9. В месте установки каждого крана с внутренней стороны бака должна быть предусмотрена безопасная зона радиусом не менее 100 мм, в которую может вводиться встроенный датчик параметров масла, корпус которого обычно выполнен из металла. В эту же зону через кран может вводиться датчик для измерения частичных разрядов в СВЧ-диапазоне частот аналогичных размеров. Безопасность этого датчика должна обеспечиваться необходимым расстоянием от внутренних элементов трансформатора, находящихся под напряжением.

6.2.10. Рекомендуется предусмотреть на баке трансформатора рядом с кранами дополнительные конструктивные элементы типа «ушко» с монтажным отверстием не менее 8 мм для надежной фиксации встроенных датчиков, устанавливаемых непосредственно на кранах.

6.2.11. Все установленные на баке трансформатора дополнительные краны, если на заводе на них не будут смонтированы датчики или трубопроводы, при поставке должны быть закрыты герметизирующими заглушками и иметь устройства для опломбирования.

6.2.12. Примеры исполнения посадочных мест для установки приборов

контроля параметров ГВС в масле приведены в приложении Б.

### **6.3. Датчики системы измерения частичных разрядов**

6.3.1. Датчики измерения частичных разрядов в силовых трансформаторах, различаются принципом действия и, как следствие, частотным диапазоном регистрируемых импульсов. Для локации частичных разрядов в баке применяются акустический, электрический и электромагнитный методы [5].

6.3.1.1. Акустические и акустико-эмиссионные датчики работают в диапазоне до 300 кГц. Датчики монтируются на поверхности бака трансформатора без предварительной подготовки бака заводом-производителем, так и, при необходимости, с ней. Расчет количества датчиков выполняется для каждой установки индивидуально.

6.3.1.2. Измерение электрическим методом проводится высокочастотными трансформаторами тока различной конструкции, работающими в ВЧ-диапазоне частот. Для установки таких датчиков не требуется специальная подготовка конструкции бака трансформатора.

6.3.1.3. Электромагнитные антенны СВЧ-диапазона различной конструкции, работают на частотах до 1,5 ГГц. Для обеспечения необходимой помехозащищенности антенны СВЧ-диапазона должны монтироваться внутри бака трансформатора, который выполняет функции экрана от внешних помех. Существует вариант установки антенн на сливной кран трансформатора. Применение электромагнитных СВЧ-антенн позволяет осуществлять локацию зоны развития дефекта. Поскольку датчики должны монтироваться внутри бака трансформатора, для их монтажа необходима дополнительная подготовка бака.

6.3.2. Для монтажа антенны СВЧ-диапазона на стенке бака трансформатора устанавливается специализированный датчик, состоящий из трех составляющих: внутреннего изолирующего колпака, внешнего защитного и экранирующего корпуса и самого чувствительного элемента датчика. Конструкция датчика такова, что позволяет монтировать и демонтировать чувствительный элемент датчика, не нарушая герметичности бака трансформатора. Установка такого датчика определяется конструкторской документацией и может производиться только на заводе-изготовителе трансформатора при производстве или капитальном ремонте. Прочность диэлектрических окон должна превышать порог срабатывания предохранительных устройств бака трансформатора при внутренних повреждениях (предохранительные клапаны, мембраны выхлопных труб).

6.3.3. Возможна установка встроенных датчиков СВЧ-диапазона частот путем создания в стенке бака трансформатора диэлектрических окон и установка накладных антенн. Для нормальной работы накладной электромагнитной антенны диаметр отверстия в стенке бака должен быть не менее 100 мм и покрыт защитной пластиной толщиной 20-30 мм, изготовленной из нейлона или фторопласта. После монтажа антенны она должна быть защищена снаружи от внешних электромагнитных помех дополнительным экраном. Диэлектрическая пластина для установки датчика может быть установлена только на заводе-изготовителе трансформатора при производстве или капитальном ремонте.

6.3.4. Электромагнитная антенна СВЧ-диапазона частот для регистрации частичных разрядов может быть введена внутрь трансформатора через дополнительный кран, установленный на стенке бака. Для этого используется кран шарового типа с DN=50, оснащенный герметизирующим узлом для монтажа и демонтажа датчика на месте эксплуатации трансформатора. Герметизирующий узел

поставляется вместе с СВЧ антенной (при необходимости). Кран согласно конструкции, представленной в п. 5.2.4, используется для ввода внутрь бака встроенных датчиков контроля параметров масла. Внутри бака трансформатора должна быть предусмотрена безопасная зона радиусом 100 мм от токоведущих частей трансформатора. Такой способ использования электромагнитных антенн СВЧ-диапазона частот позволяет проводить измерения частичных разрядов как в режиме непрерывного мониторинга, так и при проведении периодических измерений, так как позволяет оперативно монтировать и демонтировать датчики.

6.3.5. Для проведения контроля наличия дефектов изоляции в баке трансформатора с рабочим напряжением обмотки ВН до 110 кВ достаточно одного датчика частичных разрядов, смонтированного внутри бака или на его поверхности. Для расширения зоны чувствительности датчика его нужно располагать в зоне фазы «В», примерно в середине бака по высоте, в зависимости от расположения ребер жесткости. Для максимальной информативности работы датчика его нужно располагать со стороны установки вводов ВН.

6.3.6. Для трансформаторов с рабочим напряжением 220 кВ и выше необходима установка 6 и более датчиков частичных разрядов в зависимости от размеров бака трансформатора. Использование такого количества датчиков позволяет локализовать зону (область) возникновения дефекта внутри бака трансформатора.

6.3.7. Для проведения локализации мест возникновения дефектов внутри бака трансформатора датчики следует располагать с двух сторон бака в районе фаз «А» и «С», равномерно распределяя по стенкам. Дополнительным условием для проведения успешной локализации места возникновения дефекта внутри бака трансформатора является расположение датчиков не в одной плоскости, а со смещением. В месте установки датчика внутри бака трансформатора в радиусе 250 мм не должно быть экранирующих препятствий, таких как рамы, шунты или углы бака.

6.3.8. Конструктивные решения, используемые при установке датчиков частичных разрядов внутри бака трансформатора, приведены в приложении В.

#### **6.4. Устройства присоединения системы контроля высоковольтных вводов**

6.4.1. Устройства присоединения предназначены для измерения токов утечки основной изоляции вводов, на основании которого производится вычисление основных параметров изоляции вводов: тангенса угла потерь основной изоляции ввода  $\operatorname{tg} \delta$ , емкости основной изоляции ввода  $C_1$ .

6.4.2. УП монтируются на измерительных выводах высоковольтных вводов контролируемого трансформатора.

6.4.3. УП представляет собой специализированное контактное устройство с элементами защиты, предназначенное для передачи емкостного тока ввода с измерительного вывода высоковольтного ввода трансформатора во внешнее измерительное устройство.

6.4.4. УП для контроля высоковольтных вводов должны обеспечивать надежную герметизацию измерительного вывода высоковольтного ввода, для чего корпус УП должен иметь соответствующую конструкцию. Для высоковольтных вводов различных производителей конструкция корпуса УП различается.

6.4.5. УП должны обеспечивать защиту высоковольтного ввода от повреждения при обрыве сигнального провода от датчика к измерительному

прибору.

6.4.6. УП должны обеспечивать защиту от высоковольтных импульсных перенапряжений, возникающих при грозовых и коммутационных воздействиях.

6.4.7. Дополнительную подготовку силового трансформатора для установки УП для систем контроля высоковольтных вводов на заводе-изготовителе производить не требуется. Монтаж оперативно осуществляется на месте эксплуатации на отключенном трансформаторе.

6.4.8. В Приложении Г приведены размеры посадочных мест для установки УП на высоковольтных вводах, наиболее часто используемых на отечественных трансформаторах.

6.4.9. АСМД должны комплектоваться УП, тип посадочного места которого соответствующего типу измерительного вывода, или универсальным датчиком и набором переходных устройств для установки датчика на разных типах измерительных выводов высоковольтных вводов.

### **6.5. Датчики для контроля устройства РПН**

6.5.1. Контроль состояния устройств РПН силовых трансформаторов под рабочим напряжением может осуществляться несколькими методами. Часть методов базируется на использовании информации от датчиков, стандартно установленных в цепях управления и контроля устройства РПН и трансформатора. В системах мониторинга силовых трансформаторов (устройств РПН) используются методы контроля и диагностики, которые требуют предварительной подготовки бака трансформатора на заводе изготовителе для установки дополнительных датчиков.

6.5.2. Для контроля температуры в составе систем мониторинга силовых трансформаторов в верхней части бака РПН должно быть подготовлено место для установки встроенного стандартного датчика температуры. Место для установки датчика температуры устройства РПН должно соответствовать всем требованиям, описанным в подразделе 6.1. для датчиков температуры.

6.5.3. В силовых трансформаторах с рабочим напряжением от 110 кВ для контроля состояния РПН используется контроль состояния на основании измерения концентрации растворенной влаги в масле бака РПН. Для практического использования этого диагностического метода на баке устройства РПН должен быть установлен кран для подключения прибора контроля влагосодержания. Рекомендуется, что кран должен иметь проходное отверстие не менее DN=50, условия установки кранов должны соответствовать требованиям, приведенным выше в подразделе 6.2.

6.5.4. В силовых трансформаторах с рабочим напряжением от 220 кВ для контроля состояния РПН с вакуумным контактором используется контроль измерения концентрации растворенных газов в масле бака РПН. Для практического использования этого диагностического метода на баке устройства РПН должны быть установлены два крана для подключения прибора ГВС. Краны должны иметь проходное отверстие не менее DN=50 и должны быть разнесены друг от друга на максимальное расстояние. Все условия установки кранов должны соответствовать требованиям, приведенным выше в подразделе 6.2.

### **6.6. Специализированные датчики для систем мониторинга, устанавливаемые только на заводе изготовителе трансформаторного оборудования**

6.6.1. Для целей диагностического мониторинга в силовых трансформаторах могут дополнительно устанавливаться оптоволоконные датчики температуры

обмотки трансформатора. Особенностью этих датчиков является их установка только в условиях производства трансформатора на заводе-изготовителе. Требования к подготовке трансформатора для установки оптоволоконных датчиков формулируются фирмами-изготовителями диагностического оборудования и уточняются в процессе конструирования и изготовления трансформатора.



## Приложение А

(обязательное)

Установка датчиков контроля температуры на стенке бака трансформатора.

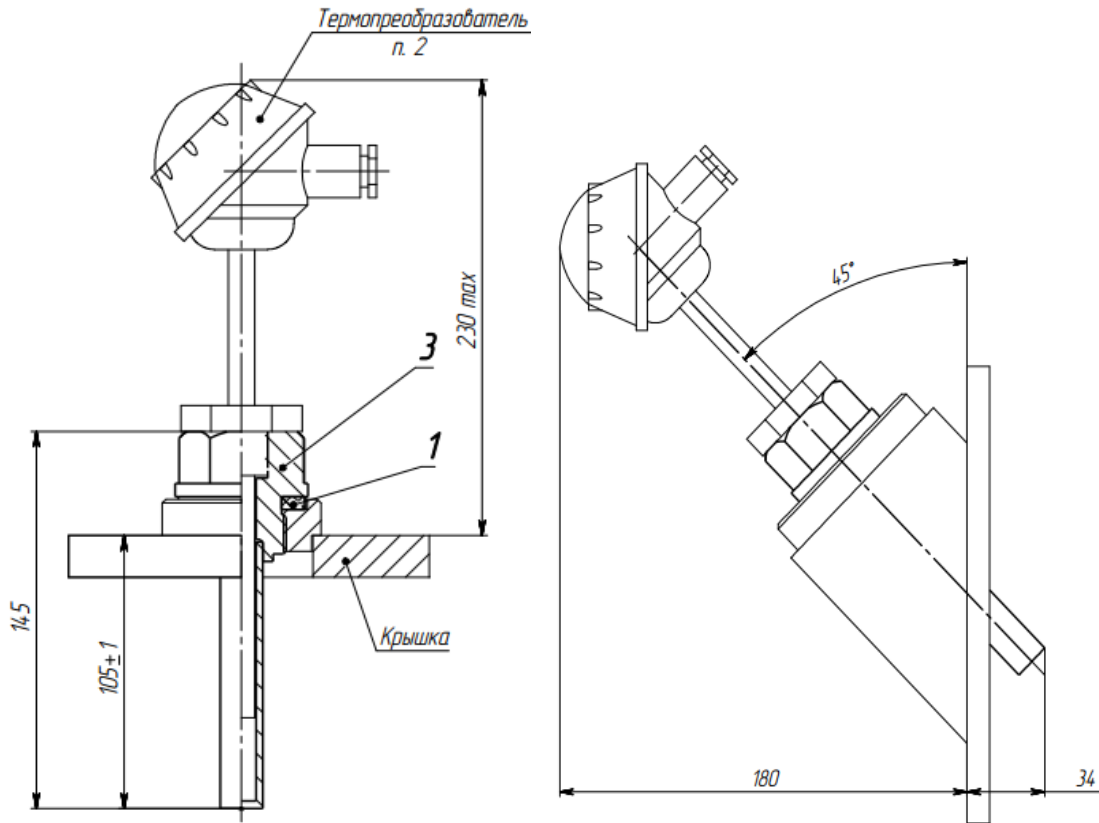


Рисунок П.А.1. Схема установки и конструкция уплотнения для монтажа датчика контроля температуры на верхней крышке бака трансформатора.

Рисунок П.А.2. Схема установки и конструкция уплотнения для монтажа датчика контроля температуры на боковой стенке бака трансформатора.

## Приложение Б (обязательное)

Типовые варианты и требования к установке датчиков непрерывного анализа растворенных газов в масле.

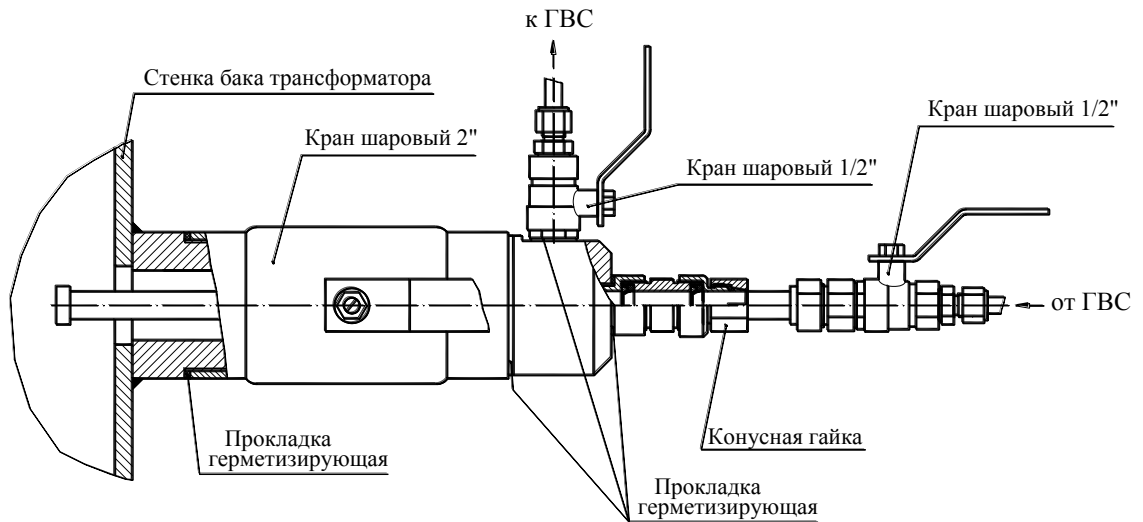


Рисунок П.Б.1. Конструкция коаксиального узла для подключения приборов ГВС проточного типа при помощи двух трубопроводов и одного крана с DN=50 на баке трансформатора.

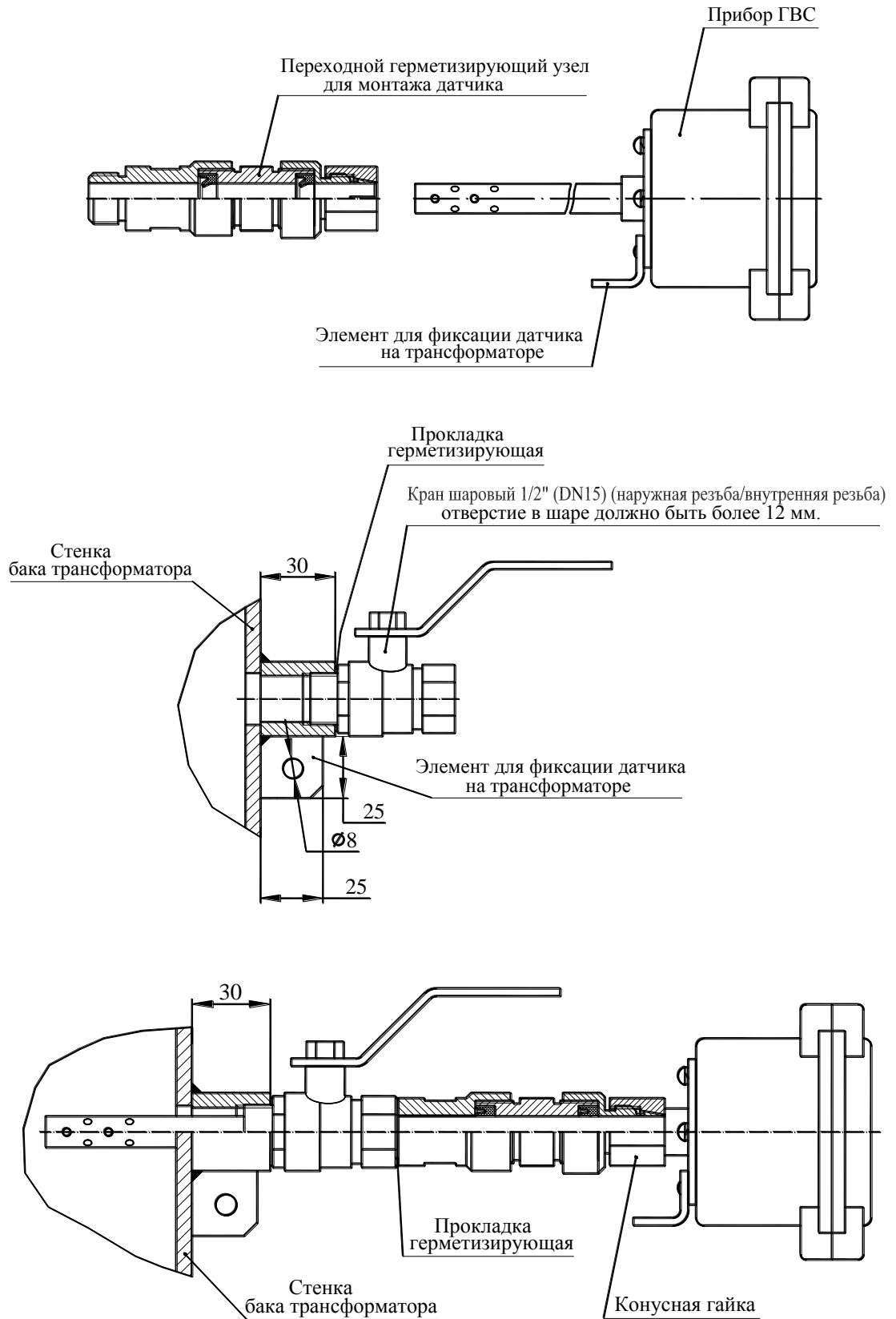


Рисунок П.Б.2. Конструкция герметизирующего узла для установки приборов ГВС, располагаемых внутри бака силового трансформатора.

## Приложение В (рекомендуемое)

Типовые варианты подготовки бака трансформатора для установки в баке датчиков частичных разрядов СВЧ-диапазона частот.

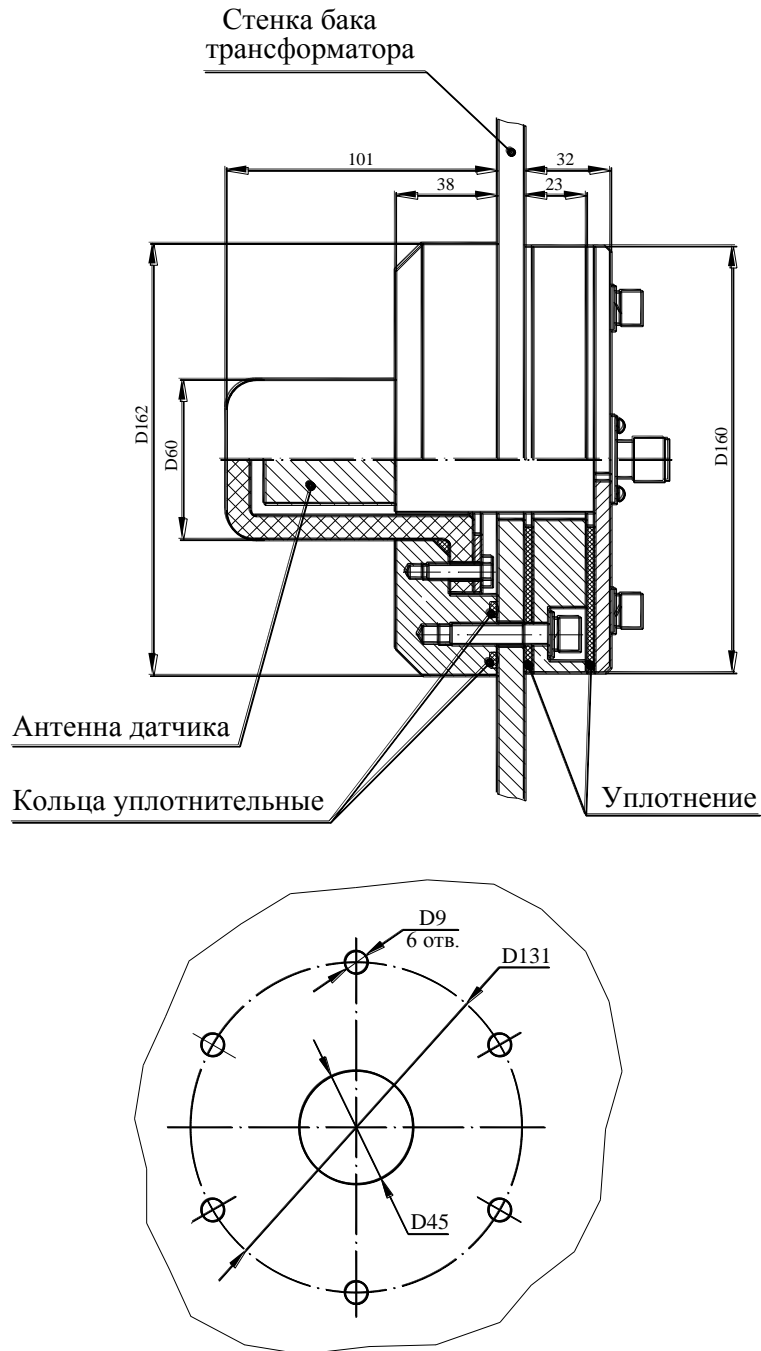


Рисунок П.В.1. Конструкция встроенного датчика частичных разрядов для СВЧ-диапазона частот. Подготовка бака трансформатора для монтажа датчика. Установка датчиков возможна только на заводе-изготовителе трансформатора.

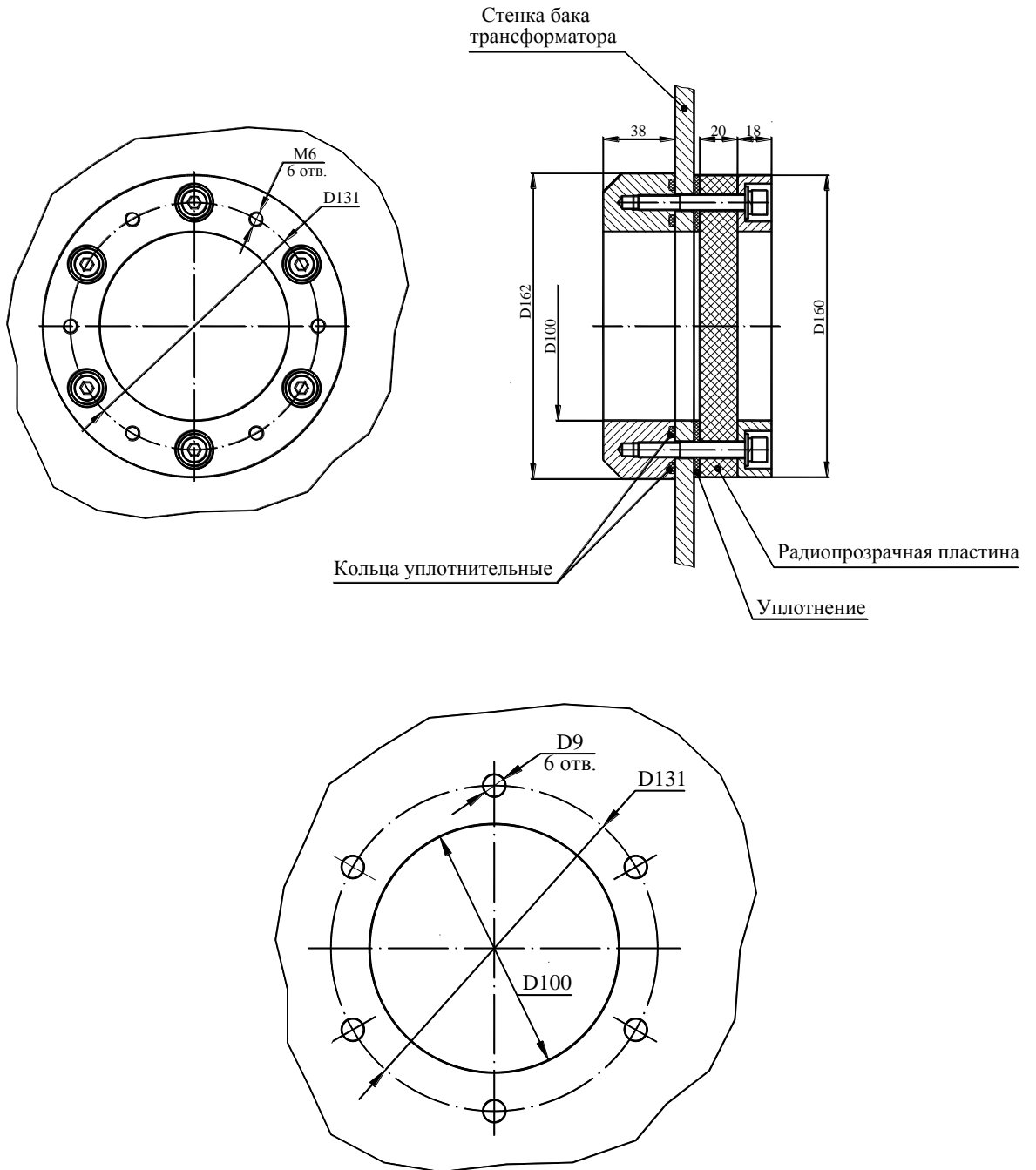


Рисунок П.В.2. Конструкция и подготовка бака трансформатора для монтажа накладного датчика частичных разрядов СВЧ-диапазона частот (на рисунке датчик не показан).

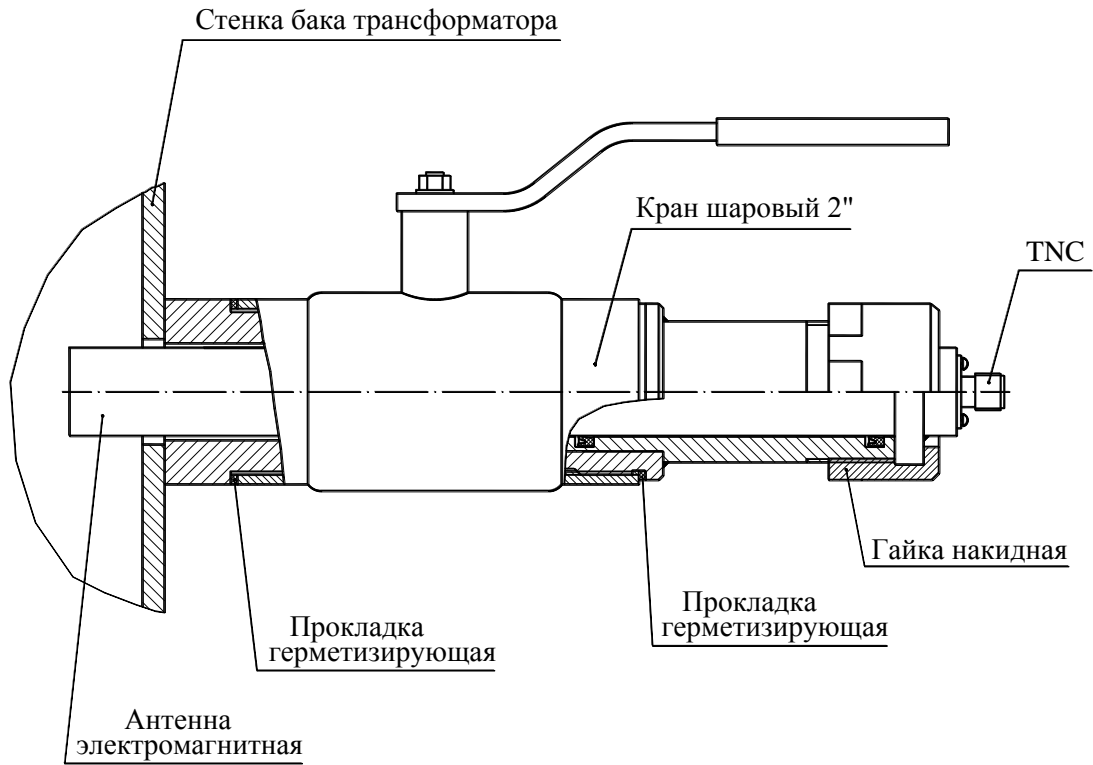


Рисунок П.В.3. Конструкция и подготовка бака трансформатора для установки в баке датчика частичных разрядов СВЧ-диапазона частот, монтируемого через шаровой кран с DN=50.

## Приложение Г (справочное)

### Тип изоляции и класс напряжения вводов

Конструктивные параметры посадочных мест на измерительных выводах высоковольтных вводов различных фирм, производителей высоковольтных вводов для силовых трансформаторов.

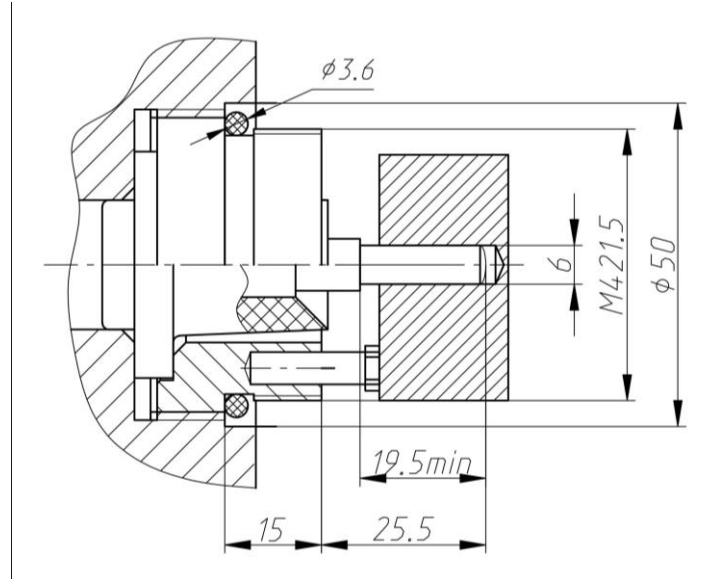


Рисунок П.Г.1. Чертеж измерительного вывода высоковольтных вводов. Посадочная резьба для монтажа датчика контроля высоковольтных вводов М 42х1.5. Ввод с RIP изоляцией - 110-750 кВ

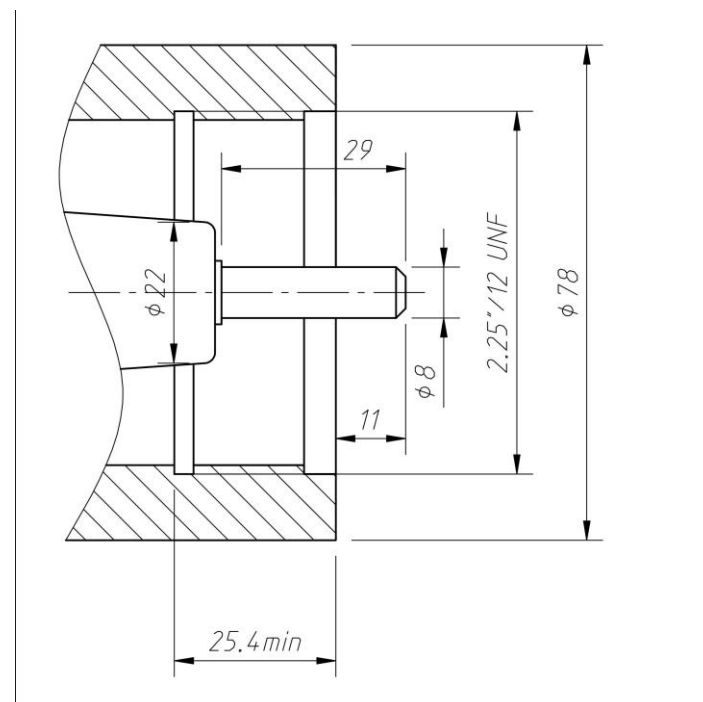


Рисунок П.Г.2. Чертеж измерительного вывода высоковольтных вводов. Посадочная резьба 2.25"/12. - Ввод с RIP и бумажно-масляной изоляцией 110-500 кВ.

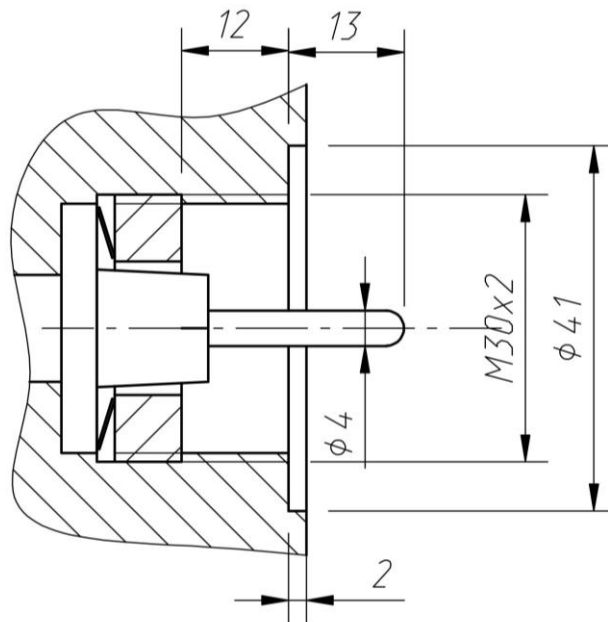


Рисунок П.Г.3. Чертеж измерительного вывода высоковольтных вводов. Посадочная резьба М 30х2. Ввод с RIP изоляцией 110-330 кВ.

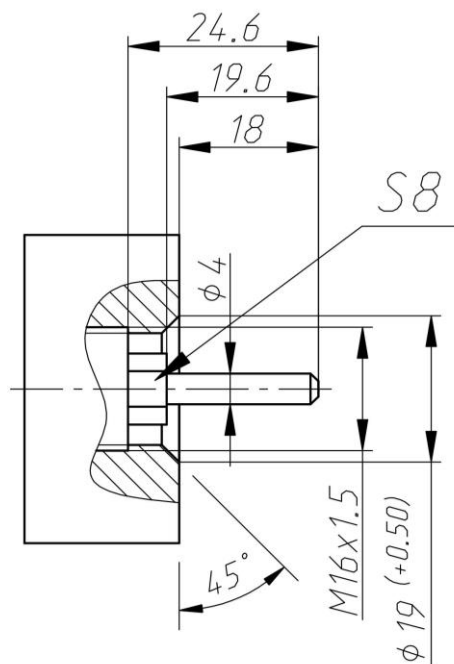




Рисунок П.Г.4. Чертеж измерительного вывода высоковольтных вводов. Посадочная резьба М 16х1.5. Ввод с бумажно-масляной изоляцией 110-330 кВ

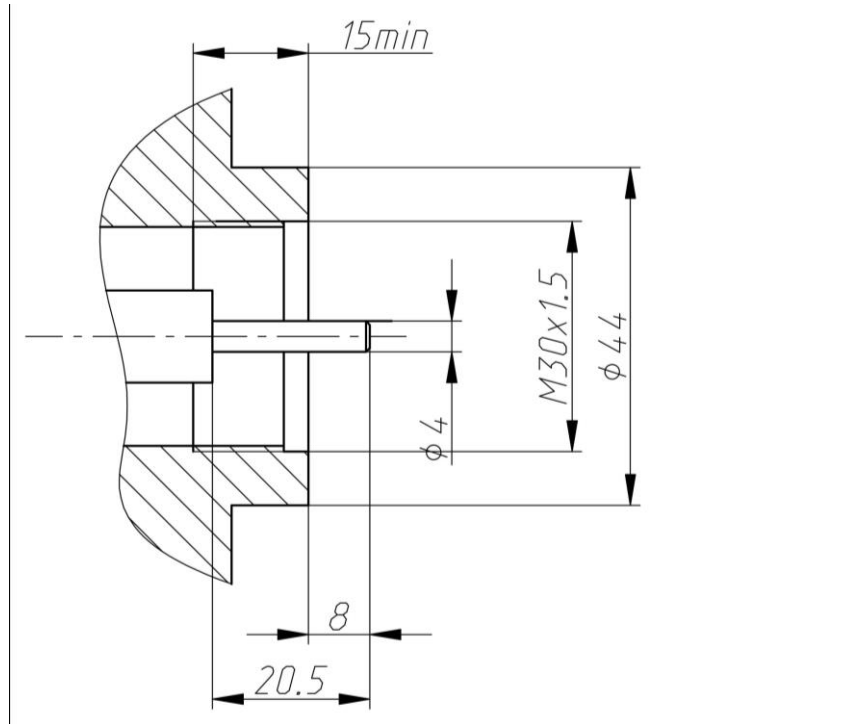


Рисунок П.Г.5. Чертеж измерительного вывода высоковольтных вводов. Посадочная резьба М 30х1.5. Ввод с RIP и бумажно-масляной изоляцией 110-500 кВ.

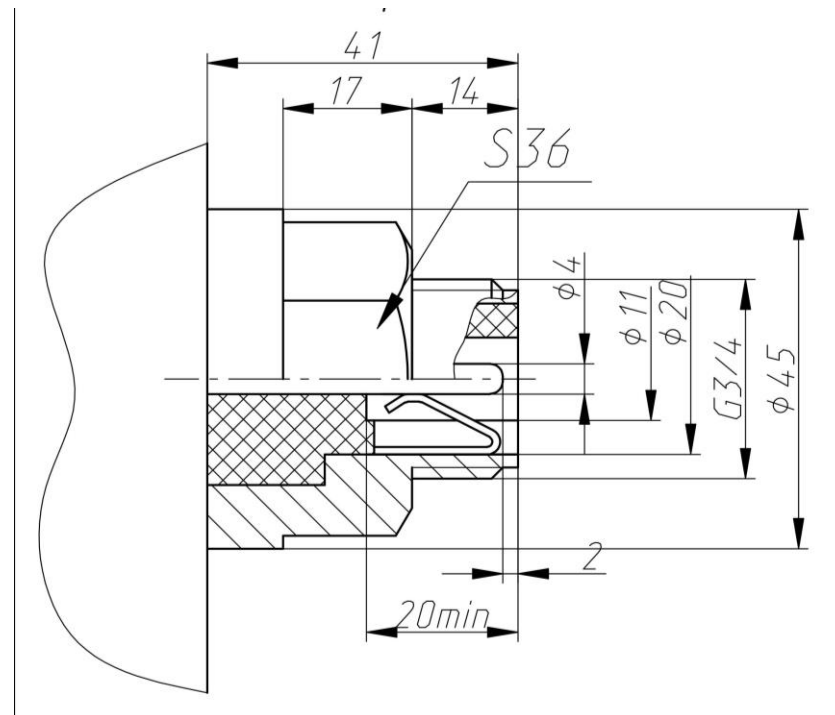
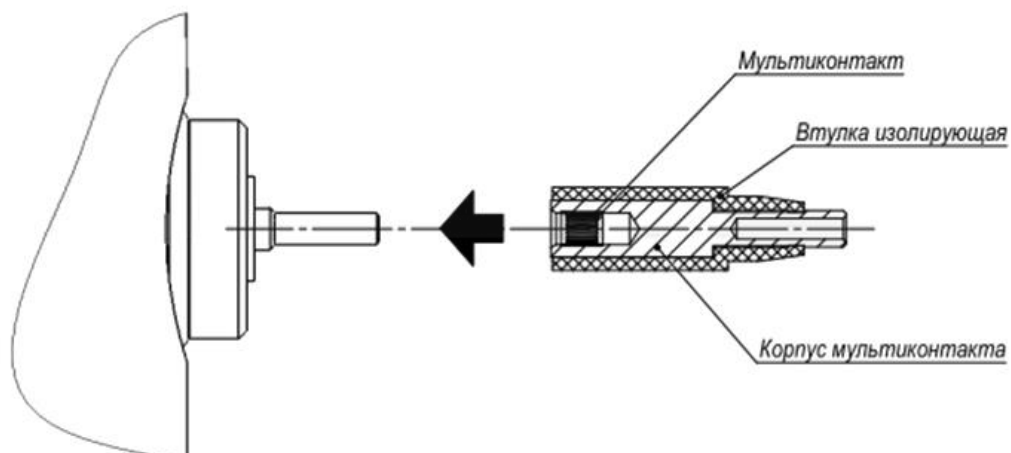
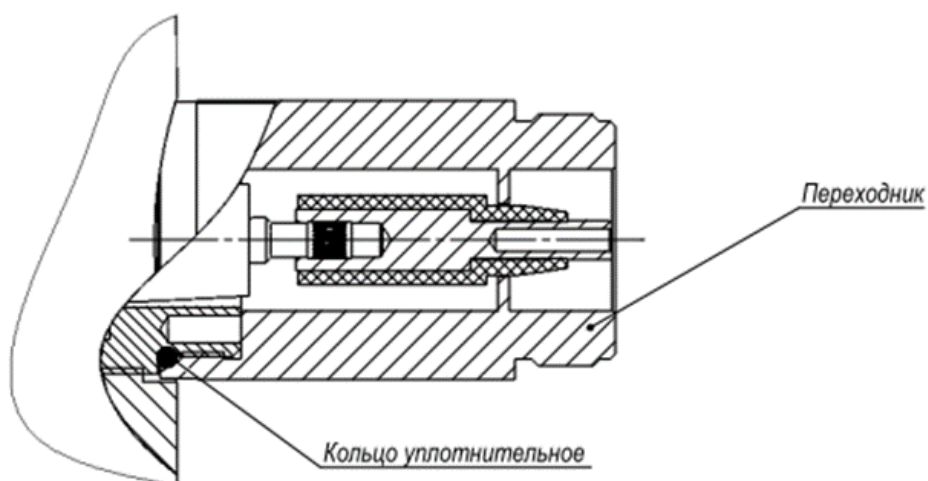


Рисунок П.Г.6. Чертеж измерительного вывода высоковольтных вводов. Посадочная резьба G 3/4. Ввод с RIP и бумажно-масляной изоляцией 110-220 кВ.

Этап 1. Установка контакта на измерительный ввод.



Этап 2. Установка переходника на измерительный ввод.



Этап 3. Установка устройства присоединения (УП) на переходник.

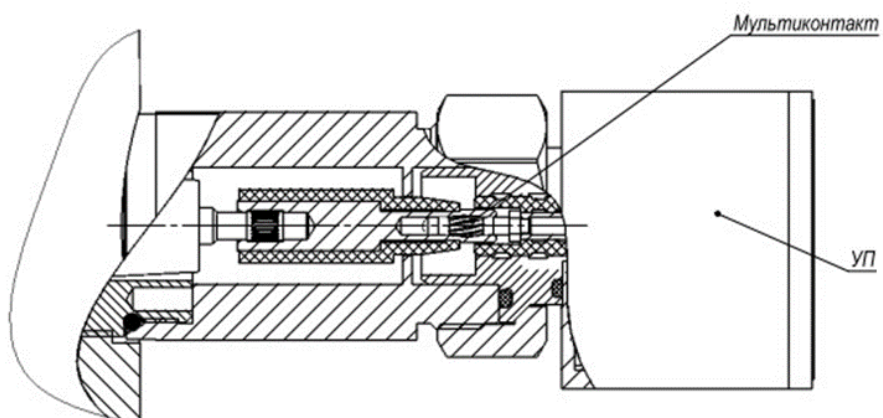


Рисунок П.Г.7. Типовая установка универсального устройства присоединения (УП) на измерительный вывод.

## Библиография

1. СТО 56947007-29.200.10.011-2008 Трансформаторы силовые, автотрансформаторы и реакторы. Автоматизированная система мониторинга и технического диагностирования. Общие технические требования. Редакция от 12.12.2019.
2. Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе». - Утверждено Советом директоров ПАО «Россети» (протокол от 08.11.2019 № 378).
3. Концепция цифровой трансформации 2030 (одобрена Советом директоров ПАО «Россети» от 21.12.2018 № 336).
4. СТО 34.01-23-003-2019 Методические указания по техническому диагностированию развивающихся дефектов маслонаполненного высоковольтного электрооборудования по результатам анализа газов, растворенных в минеральном трансформаторном масле
5. СТО 56947007-29.180.01.207-2015 Методика измерения частичных разрядов в маслобарьерной изоляции силового трансформаторного оборудования.
6. СТО 56947007-29.180.01.116-2012 Инструкция по эксплуатации трансформаторов.