

ООО «DIMRUS»

Методическое руководство по выбору технических  
и программных средств для систем мониторинга  
силовых трансформаторов

Пермь  
2014

## Оглавление

1. Общие вопросы .....	3
1.1. Целевая функция применения систем мониторинга силовых трансформаторов.....	3
1.2. Функциональные возможности систем мониторинга .....	3
1.2.1. Выбор оптимального по составу набора первичных датчиков.....	3
1.2.2. Наличие в составе системы мониторинга экспертного диагностического ядра для оценки состояния.....	4
1.2.3. Интегрирование отдельных подсистем и приборов системы мониторинга в единое целое .....	4
2. Информационные потоки, на основании которых работает система диагностического мониторинга силовых трансформаторов .....	6
3. Типовые решения для систем мониторинга трансформаторов различной мощности и различных классов напряжения.....	8
3.1. Сводная таблица технических средств систем мониторинга, применяемых для силовых трансформаторов различных классов напряжения. ....	8
3.2. Состав технических средств системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов 500 кВ.....	10
3.3. Состав технических средств системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов 220 (330) кВ.....	12
3.4. Состав технических средств системы мониторинга силовых трансформаторов 110 кВ.....	14
3.5. Состав технических средств системы мониторинга силовых трансформаторов с рабочим напряжением менее 110 кВ .....	15
ПРИЛОЖЕНИЯ. Методы контроля и диагностики дефектов силовых трансформаторов.....	16
П.1. Контроль растворенных газов в масле бака трансформатора.....	16
П.1.1. Треугольник Дюваля.....	17
П.2. Контроль влагосодержания в масле бака.....	19
П.3. Контроль токов проводимости и тангенсов углов потерь изоляции вводов .....	23
П.3.1. Схемы измерения параметров вводов в режиме мониторинга.....	26
П.4. Контроль частичных разрядов в изоляции вводов и трансформатора.....	29
П.4.1. Параметры единичного «кажущегося» частичного разряда .....	30
П.4.2. Параметры, учитывающие повторяемость импульсов частичных разрядов .....	33
П.4.3. Энергетические параметры частичных разрядов от дефекта.....	34
П.4.4. Нормирование параметров частичных разрядов .....	35
П.4.5. Подключение первичных датчиков к ПИН вводов трансформаторов .....	36

## 1. Общие вопросы

### 1.1. Целевая функция применения систем мониторинга силовых трансформаторов

Полнофункциональная система мониторинга силового трансформатора состоит из трех основных компонентов:

- Система диспетчерского мониторинга и управления режимами работы трансформатора. Эта интегральная система рассматривает трансформатор как элемент единой технологической цепи энергосистемы, обеспечивающей снабжение потребителей. Особенно важна эта часть системы мониторинга для трансформаторов необслуживаемых подстанций.

- Система защиты силового трансформатора от аварийных, нестационарных и переходных режимов его работы. Эта система, обычно называемая РЗА, реализуется в локальном варианте, отдельно для каждого трансформатора. Для обеспечения необходимой надежности она работает в автоматическом режиме. Целевая функция работы системы РЗА – минимизация ущерба при возникновении аварийных режимов работы трансформатора и отходящих линий.

- Система диагностического мониторинга предназначена для ранней диагностики внутренних дефектов подсистем трансформатора. Задача системы диагностического мониторинга – предупредить возникновение аварийных ситуаций, для чего она должна оперативно и эффективно планировать сервисные и ремонтные воздействия на трансформатор. Наличие в составе системы комплексного мониторинга трансформатора экспертных и диагностических функций позволяет, в идеальном случае, полностью предупредить возникновение аварий по причине внутренних дефектов трансформатора.

Данное руководство описывает особенности выбора конфигурации систем диагностического мониторинга TDM (Transformer Diagnostics Monitor) для различных классов силовых трансформаторов, работающих в различных условиях эксплуатации.

### 1.2. Функциональные возможности систем мониторинга

Основным назначением системы диагностического мониторинга TDM является выявление внутренних дефектов силовых трансформаторов на самых ранних стадиях их развития. Повышение информативности работы такой системы диагностики и оценки технического состояния практически всегда требует увеличения объема первичной информации, отражающей состояние трансформатора, что всегда приводит к увеличению стоимости самой системы. Рано или поздно наступает момент, когда стоимость системы мониторинга может оказаться настолько высокой, что уже не может быть скомпенсирована возможным экономическим эффектом от ее внедрения.

Существуют три основных направления уменьшения стоимости системы диагностического мониторинга.

#### 1.2.1. Выбор оптимального по составу набора первичных датчиков

Это один из наиболее сложных и ответственных вопросов, возникающих при проектировании и формировании технического задания на поставку систем диагностического мониторинга. При решении этого вопроса необходимо учитывать основные правила, влияющие на объем поставки первичных датчиков:

- Предпочтение нужно отдавать датчикам, измеряющим те параметры, которые позволяют максимально надежно контролировать критические подсистемы для трансформаторов данного типа, в которых в первую очередь возможно возникновение критических дефектов.

- Необходимо отказываться от использования датчиков, которые будут без необходимости дублировать другие системы управления трансформатором, диспетчерские системы и устройства РЗА. Наиболее часто возникают ситуации, когда системы диагностического мониторинга избыточно насыщают датчиками фазных напряжений и токов, значения которых мало используются в расчетных моделях при определении дефектных состояний трансформатора. Также нет необходимости регистрировать параметры работы элементов РЗА, эти параметры и так подробно регистрируются при помощи многоканальных самописцев, имеющихся на каждой трансформаторной подстанции.

- Необходимо отказываться от датчиков, которые никак не используются при определении технического состояния трансформатора, а носят вспомогательный характер. Такие датчики, по тем или иным причинам, часто хотят включить в состав системы мониторинга персонал, эксплуатирующий трансформатор.

Применительно к системам диагностического мониторинга силовых трансформаторов разных классов рабочих напряжений ниже будут приведены примеры оптимальных наборов первичных датчиков, обеспечивающих достаточную эффективность диагностики состояния трансформатора при минимальном количестве используемых датчиков, т.е. при минимальной стоимости.

### 1.2.2. Наличие в составе системы мониторинга экспертного диагностического ядра для оценки состояния

Другим эффективным способом снижения количества первичных датчиков, т.е. снижения стоимости поставки системы, без уменьшения эффективности получаемых диагностических заключений, является максимальное использование экспертных диагностических систем в составе систем мониторинга. Это достигается за счет более глубокой обработки первичной информации, использования математических моделей дефектных и бездефектных состояний контролируемого трансформатора. Чем более эффективным является экспертное ядро системы мониторинга, тем в меньшем объеме первичной информации она нуждается.

Наиболее эффективными являются адаптивные экспертные системы, автоматически учитывающие особенности возникновения и развития дефектов в контролируемом трансформаторном оборудовании. Если функция адаптивного самообучения в экспертном ядре отсутствует, то такая система мониторинга плохо учитывает индивидуальные особенности конструкции, а особенно специфические условия эксплуатации контролируемого трансформатора.

В настоящее время системы мониторинга без встроенной экспертной системы и различных диагностических моделей на практике уже не применяются.

### 1.2.3. Интегрирование отдельных подсистем и приборов системы мониторинга в единое целое

Достаточно часто система диагностического мониторинга трансформаторов создается на основе приборов нескольких фирм - производителей диагностического оборудования, обычно эти приборы контролируют отдельные подсистемы трансформатора.

Например, система диагностического мониторинга трансформатора может быть создана на основе прибора контроля растворенных газов, прибора контроля высоковольтных вводов и прибора мониторинга частичных разрядов. Все эти приборы контролируют различные параметры трансформатора, но на итоговое диагностическое заключение о техническом состоянии трансформатора, и на диагностику дефектов, они оказывают совместное влияние. В этом случае очень важно, чтобы частная диагностическая информация от этих отдельных приборов обрабатывалась в экспертной системе совместно, так как приведенные выше три прибора являются взаимно уточняющими друг для друга.

## 2. Информационные потоки, на основании которых работает система диагностического мониторинга силовых трансформаторов

Еще раз повторим, что целью работы систем диагностического мониторинга является оценка технического состояния контролируемых трансформаторов, выявление опасных и развивающихся дефектов. Важным является понимание того, что необходимо не только



зарегистрировать некоторый набор параметров, но и проводить оценку их опасности, подготовив конкретную информацию для эксплуатационного персонала. Только по результатам работы таких систем удается оптимизировать затраты на эксплуатацию трансформаторов, реально организуя их обслуживание по техническому состоянию.

В самом общем случае работа системы мониторинга определяется четырьмя информационными потоками, показанными на рисунке 1:

- Во-первых, это информация от первичных датчиков, расположенных на контролируемом трансформаторе. Эти датчики описывают текущее

состояние трансформатора, температуру, параметры масла, частичные разряды в изоляции и т.д.

- Во-вторых, это параметры, зависящие от потребителей электрической энергии, которые подключены к трансформатору. В основном это нагрузочные параметры различного вида. При необходимости эту информацию можно получать из диспетчерских систем мониторинга и управления.

- В-третьих, это параметры энергосистемы, к которой подключен трансформатор. Здесь основными параметрами являются напряжения, а также особенности различных переходных процессов и электродинамических воздействий на трансформатор. Они берутся также из диспетчерских систем управления.

- В-четвертых, это обширный круг специфических вопросов, которые обычно описывают термином «особенности конструкции трансформатора», и используемых при проведении диагностики дефектов. Эти вопросы оказывают большое влияние на параметры математических моделей, описывающих те или иные процессы в трансформаторе, на основании которых в системе мониторинга производится экспертная оценка состояния трансформатора. Во многом эффективность работы системы мониторинга определяется

знанием этих «особенностей конструкции» и корректностью параметров используемых математических моделей.

Выходные потоки информации от системы диагностического мониторинга силовых трансформаторов, наряду со всей необходимой первичной информацией, направляются в интегральную систему АСУ-ТП подстанции и узла энергосистемы более высокого информационного уровня. В состав этой информации включается первичная информация от датчиков, журнал превышения пороговых значений и результаты работы экспертного ядра системы мониторинга.

Для передачи выходной информации о состоянии трансформатора используются, в зависимости от технических возможностей на конкретной подстанции, интерфейс RS-485 или стандартные сетевые протоколы. В качестве физических каналов передачи информации применяются «медная витая пара» или оптоволокно.

### 3. Типовые решения для систем мониторинга трансформаторов различной мощности и различных классов напряжения

#### 3.1. Сводная таблица технических средств систем мониторинга, применяемых для силовых трансформаторов различных классов напряжения.

Очевидно, что функциональные возможности системы мониторинга силового трансформатора, при прочих равных условиях, практически прямо пропорциональны затратам, понесенным при ее создании. Чем больше диагностических функций реализовано в системе мониторинга, тем больше будет ее стоимость. С другой стороны, стоимость системы мониторинга должна быть пропорциональна стоимости трансформатора, иначе будет невозможно получить экономический эффект, оправдывающий ее использование.

Наиболее важным обобщенным параметром, во многом определяющим стоимость силового трансформатора, является величина рабочего напряжения стороны ВН. Также велико влияние на стоимость силового трансформатора величины его мощности, но это все равно второй по значимости стоимостный параметр.

Исходя из этого, ниже приведена сводная таблица, показывающая, какие диагностические подсистемы следует использовать при формировании параметров систем мониторинга силовых трансформаторов. Основным параметром, определяющим свойства системы мониторинга, принят уровень рабочего напряжения. Таблица составлена для наиболее часто встречающихся случаев, в каждом конкретном случае возможны вариации как в одну, так и в другую сторону, многое зависит от технологической значимости трансформатора.

Таблица технических параметров систем составлена из предположения, что стоимость системы мониторинга, хотя бы на этапах проектирования и поставки, не должна превышать 5% от стоимости трансформатора. Это условие в таблице выполняется при использовании для системы мониторинга диагностических модулей системы TDM (Transformer Diagnostics Monitor) производства фирмы «DIMRUS» (кроме приборов контроля параметров масла и растворенных газов других производителей).

При использовании диагностических систем и модулей производства других фирм, для поддержания стоимости системы мониторинга на уровне в 5% от стоимости контролируемого трансформатора, возможно изменение состава диагностического оборудования в ту или иную сторону.



Таблица 1.

№	Диагностическая подсистема мониторинга	500 кВ	220 - 330 кВ	110 кВ	<110 кВ
1.	Контроль изоляционной системы трансформатора				
1.1.	Контроль состояния высоковольтных вводов по токам проводимости и ЧР.	+	+	+	-
1.2.	Контроль растворенных газов в масле бака трансформатора.	8 газов	4 газа	2 газа	-
1.3.	Регистрация частичных разрядов в изоляции трансформатора.	UHF+HV	UHF/HF	HF	HF/UHF
1.4.	Контроль влагосодержания в масле бака трансформатора.	+	+	+	-
2.	Контроль работы и состояния системы охлаждения трансформатора				
2.1.	Контроль эффективности работы системы охлаждения.	+	+	+	+
2.2.	Контроль состояния элементов системы охлаждения.	+	+	-	-
2.3.	Контроль наиболее нагретой точки обмотки трансформатора.	Расчет	Расчет	Расчет	Расчет
3.	Контроль электромеханических и механических параметров трансформатора				
3.1.	Контроль состояния РПН по количеству коммутаций, вибрации и другим параметрам.	+	+	+	-
3.2.	Контроль изменения геометрической формы обмоток.	+	+	-	-
3.3.	Контроль вибрации на поверхности бака трансформатора.	+	+	-	-
4.	Контроль технологических параметров работы трансформатора				
4.1.	Контроль токов и напряжений в фазах трансформатора.	+	+	+	+
4.2.	Регистратор переходных и аварийных процессов в трансформаторе.	+	+	-	-
5.	Программное обеспечение мониторинга и диагностики				
5.1.	Программное обеспечение мониторинга и оценки технического состояния трансформатора.	+	+	+	+
5.2.	Встроенная автоматизированная диагностическая экспертная система.	+	+	+	+

Данная таблица отражает функциональный состав систем мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов.

Состав технических устройств и первичных датчиков применительно к каждому классу трансформаторов приведен в таблицах ниже.

### 3.2. Состав технических средств системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов 500 кВ

Оптимальный набор функциональных модулей системы TDM и дополнительных приборов, предназначенных для организации мониторинга силового трансформатора с рабочим напряжением 500 кВ на стороне ВН, приведен в таблице 2.

Таблица 2.

№	Наименование диагностического модуля или прибора			Шт.	Примечание
	Тип	Первичные датчики	Шт.		
1	M0 (Main Monitor)	Датчики измерения температуры	7	1	
		Датчики температуры и влаги воздуха	1+1		
		Датчики вибрации с интерфейсом ICP	4		
		Любые датчики с интерфейсом 4-20mA	6		
		Входы для напряжения ТН сторона ВН	3*		
		Датчики фазных токов	3*		
2	M1 (t <sup>0</sup> Monitor)	Датчики тока двигателей маслонасосов и вентиляторов	12	1	
		Датчики температуры	8		
		Напряжение фазы электродвигателей	1		
3	M2 (Fault Recorder)	Входы для подключения ТН	6*	1	
		Входы для подключения фазных токов	6*		
		Входы для подключения напряжения	3		
		Сигналы от системы РЗА	12		
4	M3** (Bushing Monitor)	Входы для подключения датчиков токов проводимости и частичных разрядов	6	1	
		Датчики токов нагрузки фаз	3*		
5	M4*** (PD Monitor)	Датчики частичных разрядов	9+6*	1	
		Вход для внешней синхронизации	1		
		Вход для внутренней синхронизации	1		
6	M5**** (LTC Monitor)	Датчики температуры баков РПН и трансформатора	2*	1	
		Датчик вибрации бака РПН	1		
		Датчик положения РПН	1		
		Датчики тока и напряжения двигателя	1+1		
7	M7 (Vibro Monitor)	Датчики измерения вибрации с интерфейсом ICP или 4-20mA	8	1	Дополнительно используется при мониторинге группы трансформаторов
		Каналы измерения переменного напряжения	6		
8	Комплексный прибор контроля влагосодержания и растворенных газов (8 газов) в масле бака трансформатора, по выбору****			1	HYDROCAL 1008 TRANSFIX KELMAN Хроматограф «7X» Calisto 9 (Morgan S)
9	Выходные интерфейсы системы	Локальная сеть Ethernet (витая пара)			В соответствии с условиями на подстанции
		Локальная сеть Ethernet (оптика)			
		Изолированный интерфейс RS-485			
10	ПО мониторинга и диагностики	Универсальное программное обеспечение мониторинга «iNVA» для силовых трансформаторов	1		
		Автоматизированная экспертная система диагностики «iNVA-Expert»	1		

ПРИМЕЧАНИЕ:

- \*) – При уже имеющемся подключении аналогичного датчика к другим модулям системы TDM, данный сигнал берется с системной шины прибора, датчик не дублируется.
- \*\*\*) – При наличии в системе мониторинга сигналов с ТН, рассчитываются абсолютные значения тангенсов углов потерь изоляции вводов, при отсутствии напряжений с ТН рассчитываются только относительные значения тангенсов.
- \*\*\*\*) – При необходимости регистрации в системе мониторинга частичных разрядов в СВЧ (UHF) диапазоне частот необходимо использовать модуль TDM-3F.
- \*\*\*\*\*) – Количество модулей определяется количеством РПН трансформатора или группы трансформаторов.

В таблице приведен перечень рекомендуемых диагностических модулей и первичных датчиков. Реальное количество датчиков для системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов с рабочим напряжением 500 кВ должно определяться с учетом следующих параметров:

- Особенности конструктивного исполнения контролируемого трансформатора.
- Требований технического задания на создание системы мониторинга.
- Технологической значимости и стоимости трансформатора.

### 3.3. Состав технических средств системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов 220 (330) кВ

Оптимальный набор функциональных модулей системы TDM и дополнительных приборов, предназначенных для организации мониторинга силового трансформатора с рабочим напряжением 220 (330) кВ на стороне ВН, приведен в таблице 3.

Таблица 3.

№	Наименование диагностического модуля или прибора			Шт.	Примечание
	Тип	Первичные датчики	Шт.		
1	M0 (Main Monitor)	Датчики измерения температуры	7	1	
		Датчики температуры и влаги воздуха	1+1		
		Датчики вибрации с интерфейсом ICP	4		
		Любые датчики с интерфейсом 4-20mA	6		
		Входы для напряжения ТН сторона ВН	3*		
	Датчики фазных токов	3*			
2	M1 (t <sup>0</sup> Monitor)	Датчики тока двигателей маслонасосов	12	1	
		Датчики температуры	8		
		Напряжение фазы электродвигателей	1		
3	M3** (Bushing Monitor)	Входы для подключения датчиков токов проводимости и частичных разрядов	6	1	
		Датчики токов нагрузки фаз	3*		
4	M4*** (PD Monitor)	Датчики частичных разрядов	9+6*	1	
		Вход для внешней синхронизации	1		
5	M5**** (LTC Monitor)	Датчики температуры баков РПН и трансформатора.	2*	1	
		Датчик вибрации бака РПН	1		
		Датчик положения РПН	1		
		Датчики тока и напряжения двигателя	1+1		
6	M7 (Vibro Monitor)	Датчики измерения вибрации с интерфейсом ICP или 4-20mA	8	1	Дополнительно используется при мониторинге группы трансформаторов
		Каналы измерения переменного напряжения	6		
7		Комплексный прибор контроля влагосодержания и растворенных газов в масле (8 газов) в масле бака трансформатора, по выбору****		1	HYDROCAL 1005 MINITRANS KELMAN Calisto 5 (Morgan S)
8	Выходные интерфейсы системы	Локальная сеть Ethernet (витая пара)			В соответствии с условиями на подстанции
		Локальная сеть Ethernet (оптика)			
		Изолированный интерфейс RS-485			
9	ПО мониторинга и диагностики	Универсальное программное обеспечение мониторинга «iNVA» для силовых трансформаторов	1		
		Автоматизированная экспертная система диагностики «iNVA-Expert»	1		

**ПРИМЕЧАНИЕ:**

\*) – При уже имеющемся подключении аналогичного датчика к другим модулям системы TDM, данный сигнал берется с системной шины прибора.

\*\*) – При наличии в системе мониторинга сигналов с ТН, рассчитываются абсолютные значения тангенсов углов потерь изоляции вводов, при отсутствии напряжений с ТН рассчитываются только относительные значения тангенсов.

\*\*\*) – При необходимости регистрации в системе мониторинга частичных разрядов в СВЧ (UHF) диапазоне частот необходимо использовать модуль TDM-3F.

\*\*\*\*) – Количество модулей определяется количеством РПН трансформатора или группы трансформаторов.

В таблице 3 приведен перечень рекомендуемых диагностических модулей и первичных датчиков. Реальное количество датчиков для системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов с рабочим напряжением 220 (330) кВ может отличаться от рекомендованного. Количество датчиков должно корректироваться с учетом следующих параметров:

- Особенности конструктивного исполнения контролируемого трансформатора.
- Требований технического задания на создание системы мониторинга.
- Технологической значимости и стоимости трансформатора.

### 3.4. Состав технических средств системы мониторинга силовых трансформаторов 110 кВ

Оптимальный набор функциональных модулей системы TDM и дополнительных приборов, предназначенных для организации мониторинга силового трансформатора с рабочим напряжением 110 кВ на стороне ВН, приведен в таблице 4.

Таблица 4.

№	Наименование диагностического модуля или прибора			Шт.	Примечание
	Тип	Первичные датчики	Шт.		
1	M0 (Main Monitor)	Датчики измерения температуры бака	2	1	
		Датчики температуры и влаги воздуха	1+1		
		Входы для напряжения ТН сторона ВН	3*		
		Датчики фазных токов	3*		
2	M3** (Bushing Monitor)	Входы для подключения датчиков токов проводимости и частичных разрядов	3	1	
		Датчики токов нагрузки фаз	3*		
3	M4 (PD Monitor)	Датчики частичных разрядов	4	1	
		Вход для внешней синхронизации	1		
4	M5 (LTC Monitor)	Датчики температуры баков РПН и трансформатора.	2*	1	
		Датчик положения РПН	1		
		Датчики тока и напряжения двигателя	1+1		
5	Комплексный прибор контроля влагосодержания и растворенных газов в масле (2 газа) в масле бака трансформатора, по выбору			1	HYDROCAL 1003 Hydran M2M Calisto (Morgan S) БВД (ДИЗКОН)
6	Выходные интерфейсы	Локальная сеть Ethernet (витая пара)			По условиям на подстанции
		Локальная сеть Ethernet (оптика)			
		Изолированный интерфейс RS-485			
7	ПО мониторинга и диагностики	Универсальное программное обеспечение мониторинга «iNVA»	1		
		Автоматизированная экспертная система диагностики «iNVA-Expert»	1		

**ПРИМЕЧАНИЕ:**

\*) – При уже имеющемся подключении аналогичного датчика к другим модулям системы TDM, данный сигнал берется с системной шины прибора, датчик не дублируется.

\*\*) – При наличии в системе мониторинга сигналов с ТН, рассчитываются абсолютные значения тангенсов углов потерь изоляции вводов, при отсутствии напряжений с ТН рассчитываются только относительные значения тангенсов.

В таблице 4 приведен перечень рекомендуемых диагностических модулей и первичных датчиков. Реальное количество датчиков для системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов с рабочим напряжением 110 кВ должно определяться с учетом следующих параметров:

- Особенности конструктивного исполнения контролируемого трансформатора.
- Требований технического задания на создание системы мониторинга.
- Технологической значимости и стоимости трансформатора.

### 3.5. Состав технических средств системы мониторинга силовых трансформаторов с рабочим напряжением менее 110 кВ

Оптимальный набор функциональных модулей системы TDM-M, и дополнительных приборов, предназначенных для организации мониторинга силового трансформатора с рабочим напряжением менее 110 кВ на стороне ВН, приведен в таблице 5.

Таблица 5.

№	Наименование диагностического модуля или прибора			Шт.	Примечание
	Назначение	Первичные датчики	Шт.		
1	Измерительные каналы	Датчики измерения температуры	6		
		Датчики температуры и влаги воздуха	1+1		
		Датчики вибрации с интерфейсом ICP	1		
		Любые датчики с интерфейсом 4-20mA	3		
		Входы для напряжения ТН сторона ВН	3		
		Датчики фазных токов	3		
		Датчики частичных разрядов HF/UHF	3		
2	Интерфейсы связи	Входы для «логических» сигналов	6		
		Локальная сеть Ethernet (оптика)	1		
		Изолированный интерфейс RS-485	1		
3	ПО мониторинга и диагностики	Универсальное программное обеспечение мониторинга «iNVA» для силовых трансформаторов	1		
		Автоматизированная экспертная система диагностики «iNVA-Expert»	1		

В таблице 5 приведен перечень рекомендуемых диагностических модулей и первичных датчиков. Реальное количество датчиков для системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов с рабочим напряжением менее 110 кВ должно определяться с учетом следующих параметров:

- Особенности конструктивного исполнения контролируемого трансформатора.
- Требований технического задания на создание системы мониторинга.
- Технологической значимости и стоимости трансформатора.

## ПРИЛОЖЕНИЯ. Методы контроля и диагностики дефектов силовых трансформаторов

### П.1. Контроль растворенных газов в масле бака трансформатора

Это очень распространенный и информативный метод диагностики состояния маслonaполненного оборудования, когда по концентрации и составу газов, растворенных в масле, производится диагностика наличия тепловых перегревов и электрических разрядов внутри трансформатора.

Для этого обычно производится определение концентрации растворенных в масле семи газов:

- Водород ( $H_2$ ).
- Метан ( $CH_4$ ).
- Ацетилен ( $C_2H_2$ ).
- Этилен ( $C_2H_4$ ).
- Этан ( $C_2H_6$ ).
- Оксид углерода ( $CO$ ).
- Диоксид углерода ( $CO_2$ ).

Для диагностики развивающихся дефектов в силовых трансформаторах могут быть использованы несколько основных критериев: критерий граничных концентраций, скорости нарастания газов, критерии соотношения пар и групп характерных газов.

Суть методики граничных критериев заключается в том, что выход значений параметров за установленные границы следует рассматривать как признак наличия дефектов, которые могут привести к отказу оборудования.

Критерий граничных концентраций позволяет выделить из общего количества трансформаторного парка трансформаторы с возможными развивающимися дефектами, а степень опасности развития дефекта определяется по относительной скорости нарастания концентрации газа (газов). Если относительная скорость нарастания концентрации газа (газов) превышает 10% в месяц, то дефект считается быстроразвивающимся.

Характер развивающегося дефекта по результатам анализа концентраций растворенных газов определяется по отношениям концентраций различных пар газов. Принято различать дефекты теплового и электрического характера. К первым относятся: возникновение короткозамкнутых контуров, повышенные нагревы изоляции, контактов, отводов, шпилек и других металлических конструкций остова и бака трансформатора. К дефектам электрического характера относятся разряды различной интенсивности. Естественно, развитие дефекта в трансформаторе может иметь смешанный характер.

С точки зрения проведения диагностики дефектов трансформатора используется подразделение этих семи газов на основные газы, или ключевые, и на характерные, или сопутствующие.

При наличии различных дефектов внутри бака трансформатора в масле обнаруживаются характерные, достаточно стандартные комбинации растворенных газов, которые и являются признаками наличия определенных дефектов.

Например:

- При перегревах токоведущих соединений и элементов конструкции остова трансформатора основным газом является  $C_2H_4$  (этилен) - в случае нагрева масла и бумажно-масляной изоляции свыше 500 °С. При наличии внутри бака трансформатора дуговых разрядов основным газом является  $C_2H_2$  (ацетилен). Характерными газами в обоих случаях являются  $H_2$ , (водород),  $CH_4$ , (метан) и  $C_2H_6$  (этан).

- При перегревах твердой изоляции обмоток трансформатора основным газом является  $CO_2$  (диоксид углерода). Следует также отметить, что сопутствующим показателем разрушения целлюлозной изоляции трансформатора является рост содержания оксида углерода ( $CO$ ), растворенного в трансформаторном масле. Наличие суммарной концентрации  $CO$  и  $CO_2$  более 1% может свидетельствовать о деградации целлюлозной изоляции.

- При частичных разрядах в масле трансформатора основным газом является  $H_2$  (водород), характерными газами с малым содержанием -  $CH_4$  (метан) и  $C_2H_2$  (ацетилен). При искровых и дуговых разрядах основными газами являются  $H_2$  (водород) или  $C_2H_2$  (ацетилен), характерными газами с любым содержанием -  $CH_4$  (метан) и  $C_2H_4$  (этилен).



Приведенную информацию о диагностике дефектов по сочетаниям растворенных газов можно также представить в виде некоторой таблицы, в которой выделены основные и характерные газы.

Количественные соотношения концентраций растворенных газов, характеризующие пороги дефектного и бездефектного состояния трансформатора, приведены в соответствующих нормативных документах. Эти документы регламентируют проведение диагностических обследований высоковольтного электротехнического оборудования, имеющие целью оценку технического состояния.

### П.1.1. Треугольник Дюваля

Существуют другие способы определения типа дефекта в трансформаторе, отличающиеся способом интерпретации первичной информации, более удобные для диагностического и обслуживающего персонала. Наиболее распространенным способом анализа концентраций растворенных газов является применение треугольника Дюваля, названного так по имени его разработчика. Одно из «последних» представлений треугольника Дюваля, которых в технической литературе присутствует достаточно много, приведено на рисунке П.1.1.

Основное внимание в треугольнике Дюваля уделено трем газам - метану ( $\text{CH}_4$ ), ацетилену ( $\text{C}_2\text{H}_2$ ) и этилену ( $\text{C}_2\text{H}_4$ ). Каждый из этих газов откладывается по своей оси в размерности от нуля до ста процентов.

Точка пересечения линий, построенных для концентрации этих трех газов, попадает в одну из шести зон треугольника Дюваля, каждая из которых соответствует определенному дефекту внутри бака трансформатора, вызвавшему насыщение масла выявленными концентрациями газов.

«D1» – зона частичных разрядов низкой энергии.

«D2» – зона частичных разрядов высокой энергии.

«T1» – зона термического дефекта с температурой менее 300 градусов.

«T2» – зона термического дефекта с температурой 300 - 700 градусов.

«T3» – зона термического дефекта с температурой свыше 700 градусов.

«D+T» – зона разрядов и термического дефекта.



Рис. П.1.1. Диагностика типа дефекта в силовых трансформаторах по сочетаниям растворенных газов с использованием треугольника Дюваля

Важным преимуществом применения в диагностике треугольника Дюваля является высокая наглядность при анализе стадий развития дефекта во времени. Самыми интересными в этой траектории развития дефекта являются начальная и конечная точки. Они показывают, с чего началось развитие дефекта, когда были зарегистрированы первые признаки возникшего дефекта и через какие фазы развития он прошел. Важным является также «генеральное направление», в котором происходит развитие дефекта, т.е. перемещение признаков дефекта по зонам треугольника Дюваля. Это направление достаточно точно показывает, чего следует ожидать на конечных фазах развития выявленного внутри бака трансформатора дефекта.

Самым заметным недостатком применения треугольника Дюваля является то, что вся диагностика в нем сведена к анализу концентрации только трех газов – метана, ацетилена и этилена. Но с другой стороны, это говорит о том, что использование только этих трех растворенных газов вполне допустимо для эффективной диагностики дефектов внутри бака трансформатора. Может быть, такого количества газов достаточно, а все остальные газы избыточны для диагностики, или малозначимы? Мы не будем вникать в эту методическую проблему, оставив ее решение специалистам в этом вопросе.

Использование треугольника Дюваля является не единственной графической, логической и пороговой интерпретацией результатов анализа растворенных газов. Существуют и другие методики диагностики дефектов внутри, базирующиеся на сравнении концентраций пар, или даже большего количества диагностируемых газов. Это методики Дорненбурга, Мюллера, МЭК и т. д. Для краткости

изложения мы не будем их рассматривать, более подробная информация по ним доступна в литературе.

Возвращаясь к основному вопросу данного раздела можно констатировать, что при помощи анализа растворенных в масле газов можно диагностировать многие опасные дефекты, которые могут возникнуть внутри бака трансформатора. Часть из этих дефектов, например локальные тепловые перегревы сердечника и обмоток, могут диагностироваться только этим методом, все другие методы, например использование тепловизоров, к таким локальным дефектам малочувствительны.

В то же время разрядные процессы внутри бака трансформатора, как на начальной стадии частичных разрядов, так и в фазе искровых и дуговых разрядов, могут быть достаточно просто зафиксированы внутри бака при помощи системы регистрации высокочастотных импульсов. Эта система является даже более чувствительной, чем контроль растворенных газов, так как сначала в зоне дефекта появляются разряды, которые потом постепенно насыщают масло продуктами своей деятельности, т.е. приводят к появлению газов в масле. Естественно, что речь идет о такой системе регистрации частичных разрядов, которая хорошо отстроена от высокочастотных помех, особенно коронных разрядов, которых очень много в высоковольтных силовых трансформаторах.

В идеальной системе диагностического мониторинга (к которой мы всегда стремимся) эти два метода: контроля растворенных в масле газов и разрядных процессов (частичных разрядов) внутри бака трансформатора, очень хорошо дополняют и уточняют друг друга. Это взаимное уточнение касается как вопроса определения типа возникшего внутри бака трансформатора дефекта, так и локализации места возникновения этого дефекта.

Рассматривая практическое применение метода контроля растворенных газов в масле, следует отметить, что необходимо корректно учитывать внешние возмущающие факторы, искажающие процедуру диагностики. Эти возмущающие факторы могут приводить как к завышению концентрации растворенных газов, так и к ее занижению.

К эксплуатационным факторам, вызывающим увеличение концентрации растворенных в масле газов, можно отнести:

- Остаточные концентрации газов, проникших в масло во время ремонта трансформатора, если после ремонта не была проведена дегазация масла.
- Проведение сварочных работ на баке и другие работы, приводящие к повышению концентрации растворенных газов.
- Доливка в бак трансформатора масла, бывшего в эксплуатации, и уже содержащего растворенные газы.
- Увеличение нагрузки трансформатора.

К эксплуатационным факторам, вызывающим уменьшение концентрации растворенных в масле газов, относятся:

- Уменьшение нагрузки трансформатора.
- Проведение процедуры дегазации масла.
- Доливка в бак трансформатора дегазированного масла.
- Замена силикагеля и др.

Прежде чем системой мониторинга будет сделано диагностическое заключение о наличии дефектов в трансформаторе, базирующееся на анализе выявленных концентраций растворенных газов, необходимо убедиться, что отсутствует влияние внешних воздействий, изменяющих концентрацию газов в масле.

## П.2. Контроль влагосодержания в масле бака

Начиная рассмотрение этого важного вопроса, необходимо сразу же подчеркнуть, что сам термин «влагосодержание масла» не является абсолютно корректным и однозначным. Вода в масле может находиться в трех состояниях: растворенная влага, эмульгированная влага и вода в слабосвязанном состоянии.

- Растворенная влага представляет собой отдельные молекулы воды, располагающиеся между молекулами масла. Растворенная влага является наиболее безопасной для эксплуатационных свойств масла, она практически не влияет ни на электрическую прочность, ни на диэлектрические характеристики. Но растворимость воды в масле достаточно низка и зависит от ряда факторов: химического состава масла, степени его старения и в наибольшей степени от температуры. Наименьшей растворимостью обладают масла с малым количеством ароматических компонентов. При увеличении ароматики в масле и в процессе старения масла растворимость увеличивается. Для масел с малым количеством ароматики при нормальной температуре растворимость составляет всего лишь 20 г на тонну масла. При увеличении температуры до 70 °С растворимость увеличивается до 200 г/т. При нормальной температуре для нового масла, содержащего 17% ароматики, растворимость составляет 50 г/т, а для такого же состаренного масла – 200 г/т и при увеличении температуры до 70 °С может достигать 1000 г/т.

- Если количество влаги в масле превышает растворимость, излишки воды переходят в эмульгированное состояние. Эта вода представляет собой отдельные капли, которые в начальный момент имеют весьма малые размеры, но имеют достаточно мощный механизм коагуляции, который приводит к быстрому укрупнению этих капель. В масле во взвешенном состоянии могут находиться

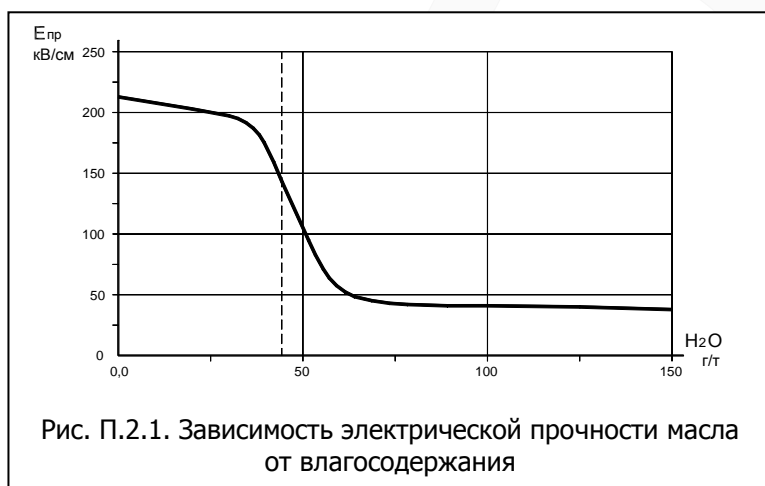


Рис. П.2.1. Зависимость электрической прочности масла от влагосодержания

капли размером до 100 мкм. При дальнейшем увеличении размеров капель начинает превалировать их вес, и капли "тонут". Появление в масле эмульгированной влаги приводит к резкому снижению электрической прочности масла в несколько раз. Поэтому появление эмульгированной влаги недопустимо.

На рис. П.2.1. приведена зависимость электрической прочности масла от его влагосодержания. Как видно из рисунка, при подходе к уровню растворимости начинается существенное снижение прочности масла за счет появления капель воды

в нем (переход к эмульгированной влаге). Дальнейшее увеличение количества влаги приводит к увеличению количества и размеров капель и соответственно еще большему снижению прочности масла.

- Слабосвязанная влага появляется только в старых маслах. При окислении масла в нем появляются сложные высокомолекулярные соединения: спирты, кетоны, фенолы, молекулы которых способны притягивать к себе молекулы воды. Количество слабосвязанной влаги может быть достаточно большим – оно может до 3-х раз превосходить растворенную влагу. Такая вода не является свободной, не дает вклада в растворенную воду и не приводит к образованию эмульсии. Однако силы притяжения молекул воды к продуктам старения малы (по сути это Ван-Дер-Ваальсовы силы), поэтому даже небольшая дополнительная энергия, вложенная в масло, может привести к внезапному отрыву этих молекул, образованию эмульгированной влаги и соответственно к внезапному резкому снижению электрической прочности масла.

Помимо влаги в масле трансформатора содержится вода в виде слоевой влаги, т.е. вода в виде слоя на дне бака, а также растворенная в твердой изоляции. Надо отметить, что слоевая влага в трансформаторе не участвует в каких бы то ни было обменных процессах с маслом и с твердой изоляцией, и ее можно не принимать во внимание. Растворимость воды в целлюлозе, которая составляет основу твердой изоляции, достаточно велика и составляет десятки процентов. Это приводит к тому, что в силу закона о равенстве относительных влажностей компонентов системы основное количество воды (до 98%) находится в твердой изоляции. Источниками появления воды в трансформаторе являются: вода, образующаяся при старении целлюлозы, вода, образующаяся при

старении масла, вода, попадающая в бак из атмосферы через расширительный бак (для трансформаторов с открытым дыханием) и вода, попадающая в бак за счет диффузии через резиновые уплотнения. При старении целлюлозы в ней образуется до 4...4,5 % воды, при старении масла образуется вода, увеличивающая влажность целлюлозы на 1 %. Из атмосферы при неблагоприятных условиях в бак трансформатора может поступать влага, увеличивающая влажность твердой изоляции до 10...15%.

Количество воды, находящейся в масле, не постоянно, а зависит от температуры трансформатора. При увеличении температуры растворимость воды в масле значительно увеличивается, а в целлюлозе практически не меняется. Поэтому при увеличении температуры вода начинает мигрировать из целлюлозы в масло. При снижении температуры идет обратный процесс движения влаги в целлюлозу, однако в силу того, что диффузия воды в масле происходит достаточно медленно, при большой скорости снижения температуры вода из масла может не "успеть" вернуться в целлюлозу, что приведет к образованию эмульсии. Это самый опасный механизм резкого снижения электрической прочности масла при снижении температуры, который категорически недопустим при эксплуатации трансформаторов. Вероятность срабатывания такого механизма определяется влажностью твердой изоляции и температурным режимом работы трансформатора.

Самым важным вопросом при организации мониторинга технического состояния трансформатора является постоянный контроль не за всем объемом влаги в баке, а только за той формой присутствия воды, которая наиболее опасна для работоспособности трансформатора. По этой причине попробуем рассмотреть вопрос об опасности той или иной фазы существования влаги в трансформаторе подробнее.

Как это ни звучит на первый взгляд парадоксально, но влага, накопленная в твердой изоляции обмоток трансформатора, в большинстве случаев не представляет реальной опасности для дальнейшей работы изоляции. Объяснение этому достаточно простое и понятное. Увеличение влажности твердой изоляции весьма незначительно снижает ее электрическую прочность, а учитывая, что разрядные процессы в трансформаторе всегда начинаются в масле, влажность твердой изоляции влияет на этот процесс только опосредованно – создавая условия образования эмульгированной влаги. Конечно, очевидно, что безопасно влага в твердой изоляции не может накапливаться в неограниченных объемах. Существуют такие концентрации, когда может начаться образование пузырьков газа, появляются пути науглероживания, то есть вода в твердой изоляции становится опасной.

Как уже отмечалось, наиболее опасна вода, находящаяся в баке трансформатора в эмульгированном (иногда его называют дисперсным) состоянии, не имеющая химических связей с молекулами масла. Именно эта составляющая общего объема влаги в трансформаторе значительно уменьшает электрическую прочность масла. Чем большее количество влаги находится в дисперсном состоянии, тем выше вероятность электрического пробоя изоляционных промежутков внутри трансформатора. Именно анализу количества дисперсной воды в масле трансформатора должно уделяться основное внимание в системах диагностического мониторинга силовых трансформаторов. Сразу же заметим, что это очень сложная проблема, связанная с неоднозначностью физических процессов распределения влаги в трансформаторе по различным фазам. Также необходимо понимать, что при длительных воздействиях напряжения результат может быть другим.

Сейчас мы сформулируем основную проблему, возникающую при контроле концентрации дисперсной воды в силовом маслонаполненном трансформаторе, а потом попробуем ее объяснить. Звучит она следующим образом – количество воды в масле трансформатора, находящейся в дисперсном состоянии, определяющее изоляционную стойкость масла, не однозначно связано с общим количеством воды, находящейся в трансформаторе во всех других формах. Имеется в виду сумма объемов воды, находящейся в баке в виде истинного раствора, в дисперсном состоянии и в твердой изоляции.

Из этого следует важное практическое заключение – повышенная концентрация воды в дисперсной фазе может возникнуть в масле трансформатора как при большом объеме воды в трансформаторе, так и при сравнительно небольшом общем объеме воды, находящейся в трансформаторе. Для того чтобы максимально подчеркнуть важность этого заключения, доведем его «до крайности», сформулировав следующим образом – электрический пробой масляных изоляционных промежутков в трансформаторе может произойти даже при наличии в трансформаторе очень малых объемов воды.

Необходимо сделать еще одно важное уточнение, которое, кроме всех уже перечисленных, позволит максимально правильно понимать причины снижения изоляционной стойкости масла при

попадании в него воды. Это уточнение касается влияния технологических причин на увеличение концентрации дисперсной влаги в масле силового трансформатора.

Мы уже отмечали, что количество влаги, находящееся в фазе истинного раствора, очень сильно связано с температурой масла. Общий объем растворенной в насыщенном растворе влаги в зависимости от температуры может изменяться в два-три раза, и даже до десяти раз. Естественно, что при изменении температурных режимов работы трансформатора, которые могут происходить достаточно быстро, будет идти перераспределение влаги между истинным раствором и дисперсным состоянием воды. Это очевидно, так как быстро перейти в твердую изоляцию вода не может.

И если процесс нагревания работающего трансформатора, сопровождающийся переходом дисперсной влаги в истинный раствор, повышает электрическую стойкость масла, то процесс охлаждения бака трансформатора, сопровождающийся переходом воды из истинного раствора в дисперсную фазу, снижает электрическую прочность масла. Чем холоднее будет трансформатор, тем выше будет концентрация дисперсной влаги, и тем выше будет вероятность электрического пробоя. Именно по этой причине в практике наблюдается повышенная аварийность «холодных» трансформаторов, включаемых в работу в зимнее время, конечно в том случае, когда перед включением не проводилось принудительное подогревание масла в баке трансформатора, хотя бы до положительных температур. Положительное влияние предварительного подогрева заключается в том, что снижается концентрация дисперсной влаги в масле, вода переходит в истинный раствор.

Если быть более точными, то необходимо учитывать зависимость пробивного напряжения масла от температуры, которая соответствует кривым, приведенным на рисунке П.2.2. Согласно этому рисунку трансформатор перед включением нужно нагревать до положительных температур, в идеале до 20 – 30 градусов. Эти кривые показывают уменьшение электрической стойкости изоляции в функции температуры и концентрации влаги. Вид данных кривых объясняется переходом воды из растворенного состояния при 60 °С в эмульгированное состояние при снижении температуры. По мере

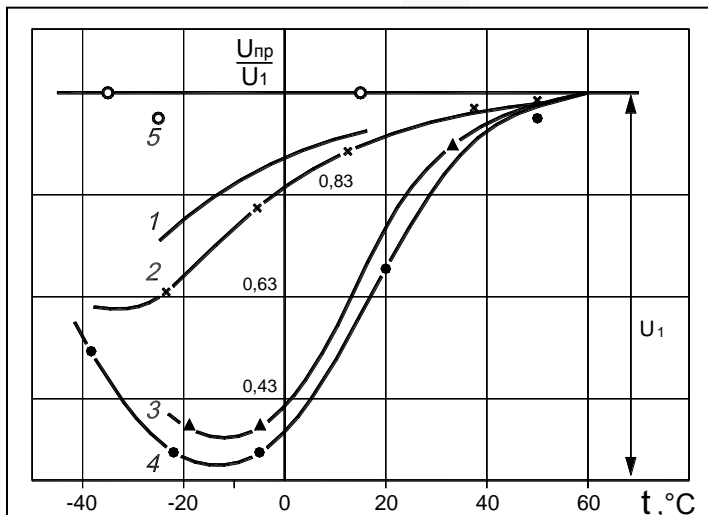


Рис. П.2.2. Зависимость пробивного напряжения масла от увлажнения  $W_M$ , и содержания в масле механических примесей  $N_T$ .  
 1 -  $W_M = 10$  г/т,  $N_T = 5$  г/т  
 2 -  $W_M = 10$  г/т,  $N_T = 50$  г/т  
 3 -  $W_M = 20$  г/т,  $N_T = 5$  г/т  
 4 -  $W_M = 20$  г/т,  $N_T = 50$  г/т  
 5 -  $W_M = 5$  г/т,  $N_T = 5$  г/т

снижения температуры увеличивается количество эмульгированной влаги, что приводит к снижению прочности масла.

Завершим раздел перечислением оптимального набора параметров, которые необходимо контролировать системой мониторинга для выявления признаков ухудшения электрической прочности масла, связанных с влиянием влаги в баке трансформатора. Это:

- Концентрация дисперсной составляющей влаги в масле трансформатора. Только в этом случае имеется возможность оперативной оценки текущей электрической прочности масла в баке трансформатора. Необходимо контролировать не только текущее значение этого параметра, но и временной тренд изменения, обязательно с учетом температурных режимов работы трансформатора.

- Концентрация влаги в твердой изоляции трансформатора. Только знание этого параметра позволит правильно скорректировать результаты прогнозов,

рассчитываемых экспертной частью систем диагностического мониторинга трансформаторов, связанных с оценкой изоляционной стойкости трансформаторного масла.

- Температурный режим работы трансформатора. Для этого достаточно оперативно контролировать температуру бака в верхней и нижней точках. Эти данные обязательно должны участвовать во всех проводимых расчетах и оценках.

Так выглядит, на наш взгляд, необходимый и достаточный набор диагностических параметров, обеспечивающих надежный контроль электрической прочности масла в трансформаторе, не менее чем на 90% связанный с наличием влаги в баке.

Любое увеличение информативности работы системы мониторинга, предназначенной для контроля влагосодержания в трансформаторе, без сомнения, в той или иной мере повысит достоверность ее работы. Однако с экономической точки зрения это не всегда оправдано, так как довольно часто увеличение достоверности работы диагностической системы всего лишь на единицы процентов может увеличивать ее стоимость на десятки процентов, и даже в несколько раз.

### П.3. Контроль токов проводимости и тангенсов углов потерь изоляции вводов

Рассмотрение этого важного вопроса начнем с краткого описания конструкции высоковольтных трансформаторных вводов, показанной на рисунке П.3.1.а.

Основным элементом высоковольтного ввода является токопроводящая труба «1», при помощи которой обмотка трансформатора подключается к внешней линии. На проводящую трубу через изоляционные промежутки в 2 – 5 мм намотаны слои фольги «2». В маслонаполненных вводах изоляционные промежутки создаются слоями бумаги, находящимися в среде масла. В современных вводах между слоями фольги, называемых обкладками, расположены слои RIP изоляции (Resin Impregnate Paper), которая состоит из слоев специализированной бумаги, пропитанной специальными компаундами.

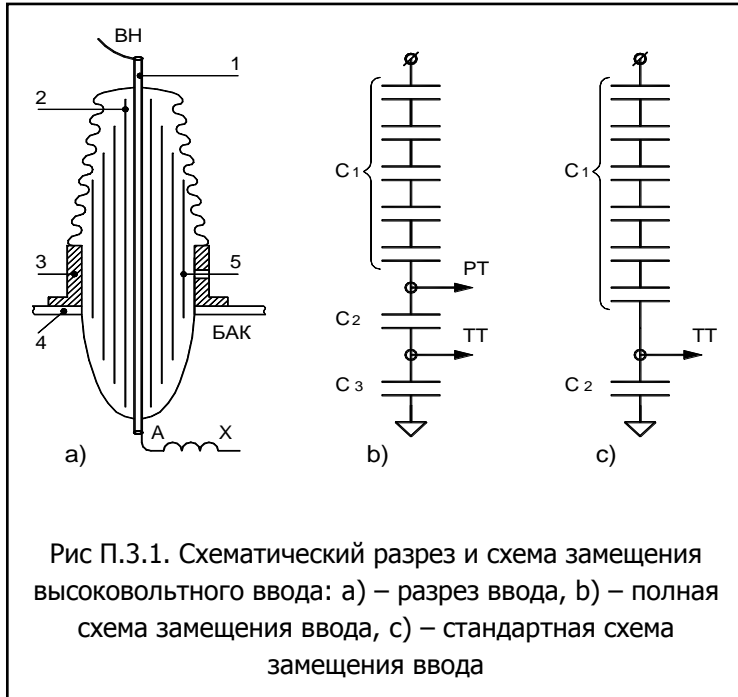


Рис П.3.1. Схематический разрез и схема замещения высоковольтного ввода: а) – разрез ввода, б) – полная схема замещения ввода, в) – стандартная схема замещения ввода

Конструктивно ввод напоминает концентрический коаксиальный конденсатор, в котором высокий потенциал, от токопроводящего стержня до крышки бака трансформатора, равномерно распределен между обкладками. Последней, внешней обкладкой такого конденсатора, является металлическое конструктивное кольцо «3» ввода, при помощи которого сам ввод монтируется в отверстии бака трансформатора «4».

По мере удаления от проводящего стержня ширина (высота) проводящих обкладок уменьшается. Это сделано так потому, что при соблюдении равенства всех последовательных емкостей обкладок, с ростом диаметра, и при равенстве изоляционных промежутков, необходимая емкость получается при меньшей высоте обкладки.

С точки зрения электрической схемы замещения трансформаторный ввод представляет собой цепь из последовательно включенных конденсаторов, образованных проводящими обкладками ввода. Верхний конец этой последовательной цепи конденсаторов подключен к высокому потенциалу - проводящему стержню, а нижний конец соединен с корпусом бака трансформатора. От последней обкладки перед корпусом трансформатора сделан специальный вывод, который на рисунке обозначен цифрой «5». В литературе этот вывод называется «test tap», т.е. вывод, при помощи которого производятся измерения параметров изоляции ввода, согласно общепринятой терминологии «измерительные тесты». Во время работы ввода этот вывод должен быть всегда заземлен. В отечественной литературе его просто называют «измерительный вывод», иногда называя просто «ПИН», что не совсем правильно.

В некоторых конструкциях вводов предусматривается возможность отбора энергии для работы систем и защит трансформатора, например, для работы РПН. С этой целью используется специальный вывод от предпоследней обкладки ввода. Этот вывод в литературе называется «potential tap», к нему может быть подключено устройство для преобразования энергии тока проводимости ввода в одно из стандартных напряжений. Если отбор мощности от ввода не планируется, то и этот вывод в процессе работы трансформатора необходимо заземлять. Конструктивно вывод «potential tap» обычно отличается от вывода «test tap».

Полная схема замещения ввода с двумя выводами приведена на рисунке П.3.1.б., она состоит из трех емкостей  $C_1$ ,  $C_2$  и  $C_3$ . В подавляющем большинстве конструкций вводов отбор мощности не предусматривается, поэтому вывод «potential tap» в них отсутствует. В этом случае в схеме замещения ввода емкости  $C_1$  и  $C_2$  объединяются в одну. В результате в схеме замещения ввода остаются только две емкости, которые в литературе обозначаются как  $C_1$  и  $C_2$ . В отечественной литературе емкость  $C_2$  достаточно часто обозначается как  $C_3$ , что в некоторой мере соответствует логике, но не соответствует международным стандартам. Ниже мы везде будем пользоваться термином  $C_2$ .

Теперь попробуем описать наиболее характерные дефекты высоковольтных трансформаторных вводов, особенности зарождения и развития этих дефектов, а также причины, приводящие к аварийным ситуациям. При этом основное внимание уделим проблемам, которые возникают с емкостью  $C_1$ , наиболее часто повреждающейся в маслонаполненных вводах, а тем более во вводах с RIP изоляцией.

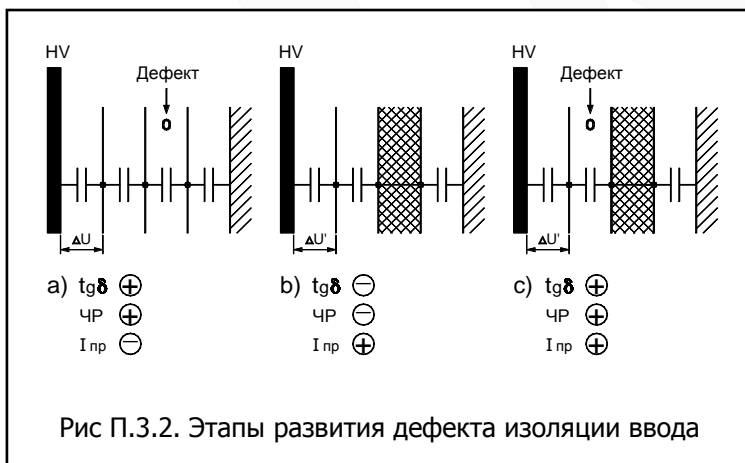
Емкость  $C_2$  практически полностью зависит от состояния масла во вводе, так как весь изоляционный промежуток между последней обкладкой ввода и конструктивным кольцом «3» заполнен именно маслом. Это очень важный диагностический параметр состояния ввода, однако, нам не известны какие-либо успешные технические решения, позволяющие определять параметры  $C_2$  на работающем трансформаторе, поэтому данный вопрос мы не будем рассматривать.

Первым признаком ухудшения технического состояния ввода является изменение параметров изоляции, причем не всего объема, а только одного из концентрических изоляционных слоев. Обычно это происходит из-за возникновения какого-либо локального дефекта изоляции, так или иначе обусловленного технологией производства ввода, реже особенностями эксплуатации. Это может быть или вкрапление в изоляцию проводящей частички, газовый или жидкостный пузырек, или просто дефект, возникший по причине нарушения технологического процесса при изготовлении изоляции, как это показано на рисунке П.3.2.а. Возможным дефектом изоляции ввода может явиться общее увлажнение ввода.

Возникновение любого из перечисленных дефектов всегда приводит к увеличению активных потерь в изоляции, т.е. к увеличению тангенса угла потерь изоляции. Необходимо хорошо понимать, что если речь идет о дефекте только одного слоя изоляции, то общий тангенс угла потерь всего ввода может измениться незначительно. При одинаковой степени развития дефекта тангенс угла потерь в изоляции изменится тем больше, чем больше будет зона дефекта, чем больше слоев он захватит.

Появление практически всех дефектов в изоляции ввода, за исключением случаев общего увлажнения масла и твердой изоляции, приводит к возникновению частичных разрядов, которые можно зарегистрировать на измерительном выводе ввода. При этом уровень частичных разрядов будет зависеть только от типа дефекта и степени его развития, а суммарная интенсивность разрядов будет определяться объемом зоны, в которой эти разряды возникают.

Третий диагностический признак наличия дефектов в изоляции вводов, который заключается в контроле величины емкости  $C_1$ , на данном этапе никак не работает, ток проводимости через ввод практически никак не изменяется. В данном случае мы назвали этот диагностический параметр третьим. Хотя на самом деле он является основным, и наиболее важным, особенно в системах защиты трансформаторов от повреждения вводов, что покажем чуть ниже.



В результате мы можем сказать, что все основные дефекты, зарождающиеся в изоляции вводов, можно диагностировать по изменению величины тангенса угла потерь и по наличию частичных разрядов. Наиболее информативным диагностическим параметром являются частичные разряды, их амплитуда всегда связана с типом и степенью развития дефекта. Вне зависимости от размеров зоны дефекта в изоляции, амплитуда импульсов частичных разрядов будет соответствовать интенсивности процессов разрушения изоляции.

С мониторингом тангенса угла потерь в изоляции вопрос стоит несколько иначе. Например, двукратное увеличение активных потерь в одном слое изоляции приведет к увеличению общих потерь во всей изоляции ввода всего лишь на единицы процентов. Очевидно, что это не позволит правильно оценивать степень опасности при возникновении локальных дефектов. Наибольшая польза от мониторинга тангенса угла потерь будет при контроле степени увлажнения изоляции, хотя этот дефект будет виден и при контроле токов проводимости вводов.

Вторая степень развития дефектов в изоляции вводов, показанная на рисунке П.3.2.б, заключается в том, что дефект развивается настолько, что может трансформироваться не только по своей локализации, но и по своей физической природе. Классическим примером этого является случай, во многом свойственный только высоковольтным вводам, когда развившийся локальный



дефект захватывает весь слой изоляции между двумя проводящими обкладками ввода. В этом случае происходит перекрытие всего изоляционного промежутка, т.е. замыкание двух обкладок емкости  $C_1$  со всеми вытекающими из этого последствиями, основными из которых являются два.

Во-первых, исчезают все диагностические признаки дефекта, характерные для первой фазы его возникновения и развития. Повышенная величина тангенса угла потерь изоляции, свойственная первой фазе развития дефекта, уменьшается практически до нормального значения, исчезают все частичные разряды. Причина такого «улучшения состояния изоляции ввода» проста и понятна: дефектная зона изоляции, которая генерировала эти диагностические признаки, зашунтирована зоной пробоя, и к зоне дефектов «первой фазы развития» приложено нулевое напряжение. При проведении измерений параметров изоляции ввода в этой фазе развития дефекта, скорее всего, возникнет иллюзия улучшения состояния изоляции, что не соответствует реальной картине.

Во-вторых, изменение количества последовательно включенных в схему замещения ввода элементарных конденсаторов на единицу приведет к скачкообразному увеличению емкости  $C_1$  на величину, обратно пропорциональную общему количеству обкладок во вводе. В результате увеличения емкости ввода произойдет пропорциональное увеличение тока проводимости, протекающего через изоляцию ввода.

В результате на этом этапе развития дефектов в изоляции мы имеем только один информативный диагностический признак – увеличенный ток проводимости дефектного ввода, других «внешних» признаков ухудшения состояния изоляции нет.

Дальнейшее разрушение изоляции ввода будет происходить по сценарию «ухудшения состояния по спирали». К оставшимся обкладкам остова ввода прикладывается повышенное напряжение, так как общее количество последовательно включенных конденсаторов в схеме замещения ввода уменьшилось на единицу. Чаще всего это приводит к тому, что на одном из оставшихся изоляционных промежутков из-за повышенного напряжения появляется и начинает развиваться новый дефект, как показано на рисунке П.3.2.с. Снова увеличивается тангенс угла потерь в изоляции, снова возникают частичные разряды, дефект развивается, расширяется в объеме. В конечном итоге все это снова завершается пробоем изоляционного промежутка, исчезновением первичных диагностических признаков, увеличением тока проводимости ввода и т.д.

После пробоя очередного изоляционного промежутка напряжение на оставшихся обкладках возрастает еще больше, что рано или поздно приведет к лавинообразному разрушению всей изоляционной структуры ввода и аварийному выходу трансформатора из эксплуатации. При этом изменение (увеличение) тангенса угла потерь изоляции и появление частичных разрядов будет происходить только периодически, без видимой связи с условиями эксплуатации ввода.

Наиболее достоверным признаком наличия опасных и развивающихся дефектов будет являться последовательное увеличение емкости ввода  $C_1$ . Если же речь идет о диагностике развивающихся дефектов ввода при помощи систем защиты или диагностического мониторинга, то основным диагностическим признаком разрушения ввода будет увеличение тока проводимости изоляции.

Повторим еще раз основные диагностические признаки, позволяющие выявлять дефекты состояния высоковольтных трансформаторных вводов:

- Тангенс угла диэлектрических потерь в изоляции - « $\text{tg}\delta$ ». Это наименее информативный параметр, позволяющий проводить диагностику, а тем более осуществлять защиту трансформатора от повреждения вводов. Причины этому две – слабое влияние потерь в локальной зоне дефекта на параметры всей изоляции ввода и периодическое снижение параметра при шунтировании зоны дефекта пробоем изоляционного промежутка.

- Частичные разряды в изоляции. Сложность использования этого диагностического параметра заключается также в периодическом появлении и исчезновении разрядов в зоне дефекта, обусловленном пробоем дефектного изоляционного промежутка. Использование диагностических систем, работающих на основе регистрации и анализа частичных разрядов, также ограничивается низкой помехозащищенностью многих имеющихся на рынке измерительных приборов.

- Величина емкости ввода  $C_1$ . Это наиболее информативный параметр, позволяющий наиболее эффективно организовать защиту трансформаторов от повреждения вводов. Только проводя сравнительные измерения токов проводимости вводов можно предотвратить аварии вводов, обычно имеющих тяжелые последствия. Величина тангенса угла потерь и частичные разряды этого не обеспечивают, так как могут иметь значения, соответствующие номинальным, даже в том случае, когда уже идет необратимое разрушение изоляции ввода.

### П.3.1. Схемы измерения параметров вводов в режиме мониторинга

Теперь необходимо рассмотреть и оценить эффективность различных измерительных схем, позволяющих максимально точно и надежно диагностировать наиболее опасные дефекты в изоляции ввода – определять наличие перекрытий изоляционных промежутков в концентрической изоляции остова ввода.

Основные измерительные схемы, используемые на практике, приведены на рисунке П.3.3. Самой простой и очевидной кажется раздельная схема измерения токов проводимости каждого из вводов, приведенная на рисунке П.3.3.а. На этой схеме величина тока проводимости изоляции ввода каждой фазы независимо определяется по величине падения напряжения на измерительном резисторе. В качестве измерительных приборов на схеме показаны вольтметры, определяющие падение напряжения на измерительных резисторах  $R_i$ . В современных приборах для этих целей используются средства цифровой регистрации и анализа сигналов.

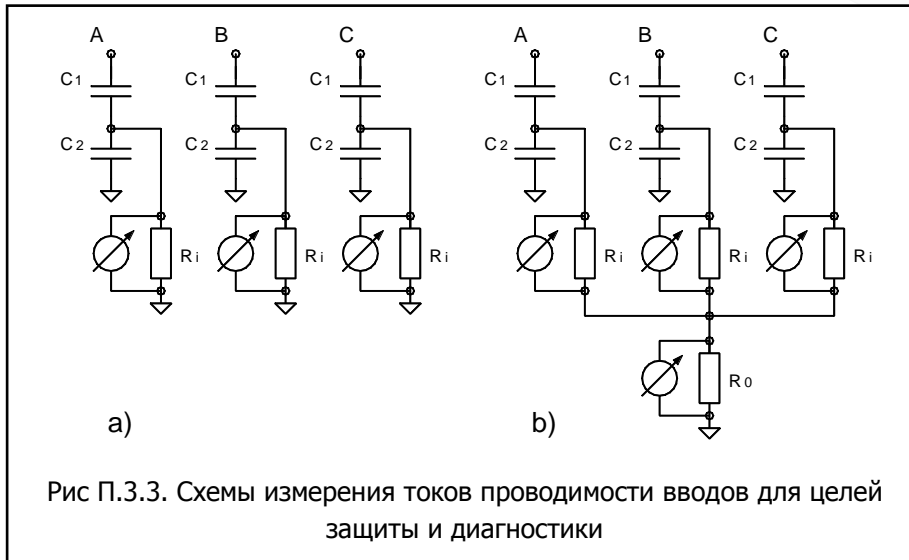


Рис П.3.3. Схемы измерения токов проводимости вводов для целей защиты и диагностики

Здесь необходимо сделать важное методическое замечание, которое необходимо хорошо понимать при создании систем мониторинга параметров вводов. Звучит оно следующим образом – величина измерительного резистора, включенного последовательно в цепь протекания тока проводимости ввода, практически не влияет на точность измерения этого тока. Мы можем изменять величину этого резистора

в достаточно широком диапазоне - практически от единиц Ом и до кОм, при этом величина тока в измерительной цепи не изменится.

Конечно, величина падения напряжения на измерительном резисторе  $R_i$  будет всегда пропорциональна его сопротивлению, но сам ток проводимости ввода при этом изменяться не будет. С точки зрения теории электрических цепей здесь нужно говорить о том, что высоковольтный ввод, по отношению к измерительному резистору, является источником тока, а не источником напряжения. Это говорит о том, что внутреннее сопротивление самого ввода многократно превышает сопротивление внешнего измерительного резистора.

Большее влияние на точность проводимых измерений тока проводимости оказывает сопротивление емкости  $C_2$ , включенное внутри ввода параллельно внешнему измерительному резистору. Упрощенно можно считать, что погрешность измерения истинного значения тока проводимости прямо пропорциональна соотношению сопротивлений емкости  $C_2$  и измерительного резистора, включенных параллельно. Чем меньше будет величина емкостного сопротивления  $X_{C2}$  (чем больше будет величина самой емкости  $C_2$ ), тем большая часть измеряемого тока будет протекать по этой шунтирующей цепи, тем больше будет погрешность измерений.

Реальное значение величины емкости  $C_2$  составляет несколько тысяч пикофард для вводов с изоляцией бумага – масло, и в пределах одной тысячи пикофард для вводов с RIP изоляцией. В результате реактивное емкостное сопротивление конденсатора  $C_2$  на частоте 50 Гц будет не менее 600 кОм для маслонаполненных вводов и не менее 5 мОм для вводов с RIP изоляцией. Простые расчеты показывают, что даже при величине измерительного сопротивления в 1 кОм погрешность измерения тока проводимости, возникающая из-за влияния емкости  $C_2$ , в самом худшем случае не превысит 0,15%, что вполне допустимо для использования в системах мониторинга.

Вернемся к анализу измерительной схемы 3.3.а. Данная схема страдает важным недостатком - она не обеспечивает необходимой точности измерения токов проводимости вводов. Особенно это заметно при напряжениях 110 и 220 кВ. Причина такого характера снижения точности измерений проста: вводы на напряжение 110 – 220 кВ имеют небольшие токи проводимости, в пределах 5 ÷ 15 мА, в результате и падения напряжения на измерительных резисторах будут небольшими. Очевидно

именно по этой причине релейные системы КИВ-500, предназначенные для защиты вводов, на таких напряжениях просто не работают.

Этот недостаток измерительной схемы П.3.3.а. на практике усугубляется двумя дополнительными факторами. Во-первых, величина падения напряжения на измерительном резисторе также зависит от величины фазного напряжения питающей сети, все колебания питающего напряжения однозначно и пропорционально сказываются на величине токов проводимости вводов. Во-вторых, параметры изоляции ввода имеют существенную зависимость от температуры ввода, что также важно в условиях эксплуатации. Кроме того, для каждого конкретного ввода эта зависимость может существенно различаться.

По данным фирмы АВВ при изменении температуры ввода на 100 градусов, величина тангенса угла потерь изоляции изменится в два раза. Такие данные справедливы для вводов современной конструкции. Для вводов более старых типов температурное изменение тангенса угла потерь изоляции может быть в три и более раз.

Наряду со всеми указанными недостатками схему, показанную на рисунке П.3.3.а., если с ее помощью планируется измерять «истинный» тангенс угла потерь изоляции, достаточно сложно реализовать на практике. Для этого необходимо обязательно использовать опорное напряжение от измерительного трансформатора напряжения. Поскольку сигналы этого трансформатора в основном используются в системах защиты и коммерческого учета энергии, подключиться к этим цепям достаточно сложно, и не всегда удается.

Наличие всех этих ограничений приводит к тому, что измерительная схема, приведенная на рисунке П.3.3.а., на практике используется редко.

Чаще всего в системах мониторинга и защиты трансформаторных вводов используется измерительная схема П.3.3.б., отличием которой является то, что токи проводимости трех вводов фаз в ней суммируются на общем резисторе  $R_0$ . В схеме сохранена возможность отдельного измерения токов проводимости фаз, для этого смонтированы три фазных измерительных резистора  $R_I$ , но это используется только как дополнительная диагностическая опция.

В идеальном случае три фазных тока при векторном сложении на общем резисторе  $R_0$  должны в сумме давать ноль. Это будет происходить только в том случае, когда вектора токов в фазах будут одинаковыми, поскольку фазы в трехфазной системе сдвинуты на 120 градусов. При появлении любого взаимного изменения векторов токов, на суммирующем резисторе  $R_I$  будет появляться напряжение смещения нейтрали, равное векторной разнице токов. Это напряжение обычно называется «напряжением смещения нейтрали  $U_{NN}$ », так как оно приложено между искусственно созданной точкой суммирования токов проводимости трех вводов и земляным потенциалом, который образуется точкой суммирования фазных обмоток трансформатора, включенных по схеме «звезда».

Это является отличительной особенностью сбалансированной схемы измерения векторов токов вводов – при равенстве этих токов сигнал на измерительном резисторе будет равен нулю. При этом может происходить общее изменение напряжения в фазах питающей сети, или изменение температуры трансформатора (вводов), сумма токов при этом все равно окажется равной нулю. В этом заключается основное преимущество сбалансированной схемы измерения параметров вводов - в ней многие внешние возмущающие воздействия скомпенсированы, в результате схема обладает повышенной чувствительностью.

При первом включении такой измерительной схемы токи никогда не будут скомпенсированы полностью, и всегда будет иметь место небаланс, напряжение нейтрали  $U_{NN}$  не будет равно нулю. Причин этому может быть несколько, но основной является имеющееся на практике отличие параметров вводов. По этой причине при первом включении скомпенсированной измерительной схемы ее необходимо балансировать, т.е. необходимо добиваться уменьшения величины напряжения  $U_{NN}$  до практически нуля.

Балансировка скомпенсированной схемы измерения может производиться несколькими способами, в зависимости от практической реализации схемы. Это может быть использование параллельных подстроечных резисторов или других элементов. Например, в системе КИВ-500 для этих целей используется согласующий трансформатор ТПС, имеющий в первичной обмотке несколько отводов, подключая к которым можно добиваться балансировки токов проводимости вводов. В современных микропроцессорных системах мониторинга и защиты используются различные цифровые средства компенсации первичного небаланса токов проводимости. Все определяется технической реализацией измерительной схемы.

Для того чтобы правильно оценить достоинства и недостатки сбалансированной схемы измерения параметров вводов, повторим их еще раз.

К достоинствам измерительной схемы П.3.3.б. следует отнести:

- Максимальная чувствительность схемы к изменениям емкости вводов  $C_1$ . Этот параметр наиболее востребован в системах защиты трансформаторов от повреждения вводов.
- Пониженная чувствительность схемы к изменениям напряжения трехфазной питающей сети.
- Нечувствительность схемы к температурным изменениям параметров вводов, конечно если вводы имеют одинаковые температурные зависимости.
- Возможность определения изменений тангенса угла потерь, без использования опорного напряжения от измерительного трансформатора напряжения.

Наиболее существенным недостатком сбалансированной схемы измерения параметров вводов является ее повышенная, по сравнению со схемой П.3.3.а., чувствительность к перекосу фазных напряжений в питающей сети. Возникновение любых перекосов векторов фазных напряжений, как по амплитуде, так и по углам между ними, всегда приводит к появлению напряжения небаланса на резисторе  $R_I$ , которые системой защиты трансформатора воспринимаются как появление дефектов в изоляции вводов со всеми вытекающими последствиями.

Однако реальное влияние этого параметра на точность работы системы защиты и диагностики не является определяющим. Практически существующие в энергосистеме перекосы фазных напряжений не бывают больше 2%, тогда как порог аварийного состояния ввода характеризуется величиной, превышающей 15%, а тревожный порог обычно составляет 5%. Эти значения существенно больше, чем возможные перекосы фазных напряжений.

Перекосы фазных напряжений питающей сети оказывают более существенное влияние на работу подсистемы диагностики, но и то только на этапе начального развития дефектов, когда наведенное от них напряжение смещения нейтрали не превышает нескольких процентов и соизмеримо с возможными перекосами фазных напряжений.

Сбалансированная схема контроля тока проводимости вводов наиболее чувствительна для случаев, когда происходит изменение параметров изоляции одного или двух вводов, что на практике происходит значительно реже. Если происходит одновременное и одинаковое ухудшение состояния изоляции всех трех вводов, то сбалансированная схема измерений не может выявить такие дефекты. Очевидно, что возникновение такой ситуации на практике маловероятно.

## П.4. Контроль частичных разрядов в изоляции вводов и трансформатора

Частичный разряд – это искровой разряд очень маленькой мощности, который образуется внутри высоковольтной изоляции или на ее поверхности. Частичным он называется потому, что перекрывает только часть общего изоляционного промежутка. Частичные разряды возникают в изоляции оборудования среднего и высокого классов напряжения. Обычно считается, что измерение частичных разрядов можно проводить при рабочем напряжении от 4 кВ, поэтому вполне понятно и оправданно внимание, которое оказывается этому методу при организации диагностического мониторинга силовых трансформаторов.

Необходимо очень хорошо понимать, что максимальную опасность для трансформаторов представляют не сами разряды, а причины, их породившие, и результат воздействия разрядов на состояние изоляции. Чаще всего периодически повторяющиеся частичные разряды, вне зависимости от причины возникновения первичного локального дефекта, методично разрушают окружающую высоковольтную изоляцию, приводя к науглероживанию зоны вокруг дефекта. Это скрытый период развития дефекта. Развитие зоны дефекта рано или поздно приводит к дуговому пробою всего изоляционного промежутка.

Обычно разрушение изоляции под действием частичных разрядов происходит достаточно долго, в течение нескольких недель, месяцев и даже лет. Если частичные разряды в изоляции трансформаторов своевременно выявлять, измерять и правильно оценивать скорость их развития, то можно достаточно корректно спрогнозировать сроки аварийного выхода трансформаторов из эксплуатации, что и является целевой функцией использования систем диагностического мониторинга.

По этой причине регистрация частичных разрядов, оценка их амплитуды и повторяемости, что эквивалентно определению мощности частичных разрядов, является эффективным способом выявления дефектов в высоковольтной изоляции на ранних стадиях развития. По своей чувствительности этот метод диагностики состояния изоляции силовых трансформаторов не имеет себе равных. Максимальной сложностью, возникающей при практическом использовании данного диагностического метода, заключается в обеспечении надежной отстройки измерительных цепей от воздействия высокочастотных помех, которых очень много в высоковольтных цепях.

Существует несколько различных подходов к локализации в силовых трансформаторах мест, в которых возможно возникновения частичных разрядов. Не вникая в особенности этих методов, пропагандируемых отдельными специалистами, выскажем наиболее общее понимание этого вопроса. Частичные разряды в изоляции силовых трансформаторов могут возникать в следующих местах:

- a) В изоляции высоковольтных вводов.
- b) В изоляции обмоток трансформатора.
- c) В сердечнике трансформатора.
- d) В цепях заземления сердечника и других конструктивных элементов.
- e) В устройстве регулирования напряжения (РПН).

Из этого достаточно представительного списка хорошо видна универсальность рассматриваемого диагностического метода, его возможность комплексно оценивать текущее состояние силового трансформатора. Во многих случаях этот метод, в силу сложности его практического применения, является дополняющим, что не снижает его диагностической полезности.

Применимость метода анализа частичных разрядов к диагностике высоковольтных вводов, позиция «а», более подробно рассмотрена в П.3.

В позициях «b», «c» и «d» рассматриваемый метод работает параллельно с методом анализа растворенных в масле газов (рассмотренным в П.1.), и нельзя однозначно сказать, что важнее: регистрация и анализ частичных разрядов или контроль концентраций растворенных газов. Даже на основании простого анализа очевидно, что если газы в масле являются результатом возникновения внутри трансформатора частичных разрядов, то эффективнее выявлять сами разряды, чем ждать пока их деятельность насытит характерными газами весь, причем не малый, объем масла внутри бака трансформатора, и только тогда получать достоверные диагностические заключения.

Регистрация и анализ частичных разрядов приносит пользу для оценки технического состояния РПН силовых трансформаторов, позиция «e», что достаточно подробно будет рассмотрено в соответствующей главе.

Основной проблемой, возникающей при проведении измерений частичных разрядов в изоляции высоковольтных трансформаторов, является очень сложная отстройка от помех. Причин этому несколько:

Во-первых, мощные силовые трансформаторы, по своему назначению, всегда являются узлами энергосистем, непосредственно вокруг которых устанавливается достаточно много другого вспомогательного и измерительного высоковольтного оборудования, в котором также могут возникать частичные разряды. Все эти высокочастотные импульсы, в той или иной мере, по соединительным линиям, или путем электромагнитного излучения, наводятся в контролируемом трансформаторе.

Во-вторых, практически к каждому трансформатору подключены одна или несколько воздушных линий электропередачи, «собирающие» с большой территории грозовые и иные высокочастотные импульсы. Эти импульсы часто имеют большую амплитуду, регистрируются измерительными приборами и существенно затрудняют анализ «внутренних» частичных разрядов, возникающих в изоляции самого трансформатора.

В-третьих, чаще всего, высоковольтные трансформаторы располагаются на открытых подстанциях, поэтому их работу всегда сопровождает большое количество коронных разрядов, интенсивность которых зависит от многих параметров – температуры и влажности воздуха, состояния поверхностей изоляторов и т.д. Чем выше рабочее напряжение трансформатора, тем больше проблем от коронных разрядов возникает при проведении измерений.

Все эти причины приводит к тому, что большое количество практических измерений частичных разрядов в трансформаторах являются некорректными. Чаще всего это происходит из-за низкой избирательной способности применяемой аппаратуры, реже из-за недостаточной квалификации экспертного персонала, который не может использовать все возможности имеющейся аппаратуры.

В результате за «импульсы частичных разрядов в трансформаторе» выдаются любые высокочастотные импульсы помех, от которых системе мониторинга просто не удастся отстроиться. Естественно, что выполненный на основе некорректных замеров анализ распределения частичных разрядов не имеет практической пользы, если даже не сказать о причинении вреда. Следствием этого является все еще широко распространенное мнение о низкой информативности проведения измерений частичных разрядов.

Все имеющиеся в мире стандарты по измерению и анализу частичных разрядов определяют некоторый набор первичных и «интегральных» величин, которые могут непосредственно измеряться, или же рассчитываться во время проведения исследований состояния изоляции. Стандарты разных стран, описывающие эти параметры, различаются в деталях, но, в основном, в параметрах частичных разрядов они совпадают. В Европе используется стандарт МЭК-6270. Разработка своего стандарта в России прошла несколько этапов, но утвержденного текста еще нет.

При написании данной главы за основу, в плане использования терминологии, использовался стандарт МЭК. Некоторые определения и понятия в тексте немного различаются с принятой в этом стандарте терминологией, но это отражает только то, что рассматриваются вопросы регистрации частичных разрядов приборами, работающими в разных диапазонах частот, для которых, что достаточно удивительно, существуют различные определения и стандарты.

#### П.4.1. Параметры единичного «кажущегося» частичного разряда

Все стандарты по частичным разрядам базируются на очень важном методическом понятии – «кажущийся частичный разряд». Под «кажущимся частичным разрядом» обычно понимают такой заряд (в данном случае именно заряд, а не разряд!), который необходимо мгновенно «инжектировать» в изоляцию контролируемого оборудования, чтобы восстановить внутреннее электромагнитное равновесие в изоляции, нарушенное возникновением «внутреннего» частичного разряда (вот здесь уже правильно говорится о разряде) в зоне дефекта. Еще раз повторим суть – нужно извне внести в изоляцию оборудования некий заряд, чтобы компенсировать внутренний разряд в зоне дефекта!

Это происходит после каждого частичного разряда внутри изоляции оборудования, когда из питающей сети происходит импульсная «подкачка энергии», необходимая для восстановления внутреннего распределения электрического поля, искаженного разрядом. Именно этот электрический импульс корректирующего заряда мы регистрируем при помощи наших первичных датчиков, установленных «вокруг» черного ящика, которым нам представляется изоляция контролируемого оборудования.

В этом определении очень важным является то, что мы никогда не знаем точные параметры реального частичного разряда в зоне дефекта, например, внутри газового включения. Мы всегда измеряем реакцию (заряд) контролируемого высоковольтного объекта на возникновение внутри изоляции ЧР. Разряд потому и называется «кажущимся», т.к. реально нам так только кажется, а

истинное значение реального частичного разряда в изоляции нам не известно. У нас нет ни возможности, ни технических устройств, для проведения прямых измерений в зоне дефекта.

Из этого следует очень важное заключение. Регистрируемый нами импульс, который мы считаем импульсом «частичного разряда», конечно, имеет связь с параметрами произошедшего внутри частичного разряда, но во многом, а можно сказать и практически полностью, сформирован внутренними электромагнитными параметрами контролируемого объекта, особенно в зоне дефекта. На параметры регистрируемого прибором импульса оказывают влияние не только сам разряд в изоляции, но и многие другие факторы - геометрические размеры объекта, его внутренние электромагнитные связи, индуктивности, емкости, место возникновения дефекта, удаление первичного датчика от зоны дефекта и т.д.

Тем не менее, поскольку возможности проведения прямых измерений у нас нет, а определенная корреляция корректирующего заряда с параметрами самого частичного разряда есть, на практике эти понятия обычно подменяются. Именно по этой причине всегда следует говорить, а как минимум помнить о том, что на практике всегда производится регистрация и анализ «кажущихся», а не истинных частичных разрядов в изоляции высоковольтного оборудования.

Все написанное выше справедливо только в том случае, когда измерения частичных разрядов мы производим при помощи «контактных электромагнитных датчиков» - высокочастотных трансформаторов тока «RFCT» и конденсаторов связи «СС».

Существуют еще два других способа регистрации частичных разрядов – при помощи акустических датчиков регистрируется акустическое излучение, а при помощи электромагнитных антенн регистрируется электромагнитное излучение от частичного разряда. Очень важно понимать, что в обоих этих случаях мы регистрируем реакцию объекта именно на сам частичный разряд! При таких измерениях само понятие «кажущийся частичный разряд» теряет смысл, это по своей сути, есть измерение «реального частичного разряда».

Однако такое внешне правильное толкование базовых терминов не упрощает процесс измерения и понимания разрядных процессов в изоляции, а наоборот, усложняет его. Самое главное, оно делает количественный анализ разрядных процессов в изоляции невозможным. Определить амплитуду, мощность или другой энергетический параметр регистрируемого частичного разряда, используя акустический датчик или антенну, практически нельзя.

Поскольку нам неизвестно реальное место возникновения дефекта внутри изоляции, то невозможно определить сколько-нибудь точное значение амплитуды разряда. Это происходит по той причине, что нам неизвестно, каков коэффициент затухания акустического или электромагнитного сигнала на пути от места возникновения до места установки первичного датчика. Эффективных (прямых) способов калировки акустических и электромагнитных приборов измерения частичных разрядов в настоящее время нет.

Именно по этой причине мы используем в качестве базовых элементов датчики трансформаторного и емкостного типа, именно поэтому мы используем понятие «кажущийся частичный разряд». Потому что только в этом случае возможно проведение практического диагностирования состояния изоляции на основании измерения интенсивности и распределения частичных разрядов.

Единственным корректным параметром, достаточно достоверно описывающим частичный разряд («кажущийся частичный разряд»), является пикокулон (pC - единица заряда). Этот параметр соответствует амплитуде импульса частичного разряда. Для справки, чтобы понять связь величины заряда с измеряемым током, напомним, что всегда величина электрического тока, в любой электрической цепи, пропорциональна скорости изменения заряда.

В литературе встречаются и другие единицы измерения интенсивности частичного разряда, например, милливольт, а также некоторые другие. Однако все эти параметры являются вторичными, они возникли по причине использования приборов регистрации частичных разрядов, работающих на разных физических принципах.

Пользователи приборов с датчиками, работающими в диапазоне частот от единиц до десятков мегагерц, часто используют оценку амплитуды частичных разрядов в милливольтках. Это легко объясняется тем, что выходной сигнал частичных разрядов этих датчиков (высокочастотных трансформаторов и конденсаторов связи) выделяется на нагрузочном резисторе и измеряется в мВ. Как мы напоминали выше, этот параметр, прямо пропорциональный величине тока, протекающего через нагрузочный резистор, определяется скоростью изменения заряда в зоне дефекта, а не величиной самого разряда (заряда). Здесь мы предоставим право читателю самому разобраться с применимостью этого параметра на практике.

Если регистрация частичных разрядов производится с использованием акустических датчиков, что возможно для приборов, работающих в диапазоне частот до сотен килогерц, то амплитуда частичных разрядов связана с акустическим излучением. Если измерение производится приборами, работающими в диапазоне сотен мегагерц, когда регистрируется электромагнитное поле от частичных разрядов, то могут быть использованы единицы, описывающие напряженность электромагнитного поля.

Все эти параметры частичных разрядов являются вторичными, зависящими от используемых технических средств регистрации. Еще раз скажем, что количественно единичный импульс частичного разряда наиболее достоверно оценивается в размерности заряда, в рК, что лучше всего соответствует самому термину «частичный разряд».

Очень важными являются еще два параметра единичного частичного разряда, которыми оперируют практически все разработчики диагностического оборудования и практические пользователи этого оборудования. Это частота и длительность импульса частичного разряда. Определим смысл этих параметров при помощи рисунка П.4.1.



Рис. П.4.1. Основные параметры единичного частичного разряда.

Во-первых, частота импульса частичного разряда. Несмотря на кажущуюся физическую простоту этого параметра, применительно к теории частичных разрядов, он может иметь вариации. На рисунке П.4.1. хорошо видно, что первый фронт зарегистрированного импульса достаточно крутой, но уже после первого максимума сигнал «спадает» по более пологой кривой, которая постоянно меняет свою форму. В самом же конце импульса мы имеем затухающие колебания с более высокой частотой.

Что принять в данном случае за частоту импульса частичного разряда: начало, середину или окончание импульса? Очевидно, что эти параметры могут различаться в практических случаях многократно, в несколько раз, что

хорошо иллюстрирует приведенный рисунок.

Необходимо попытаться кратко пояснить физическую картину данного процесса. Очевидно, что первоначально импульс частичного разряда возникает непосредственно в зоне дефекта. Далее импульс распространяется электромагнитным или электрическим способом в окружающий объем, который также имеет свои электромагнитные свойства, отличные от свойств зоны дефекта. Различие свойств этой окружающей зоны приводит к появлению в регистрируемом сигнале колебаний с другой резонансной частотой. В конечном итоге импульс может затухнуть на еще большем удалении от места возникновения, от зоны дефекта, например, это может произойти уже в элементах конструкции оборудования. Нет необходимости подробно описывать, что частотные свойства этих сред также имеют свои резонансные свойства, причем, что самое важное, с частотными свойствами зоны дефекта они никак не связаны.

Мы автоматически приходим к выводу, что непосредственно к частоте импульса частичного разряда в зоне дефекта имеет отношение только его передний фронт, который в наибольшей мере соответствует частотным свойствам разряда. Все остальное в сигнале относится к электромагнитным свойствам среды вокруг зоны дефекта, и чем больше времени прошло с момента возникновения импульса, тем больший объем вокруг дефекта вовлечен в процесс колебаний, тем больше частот может быть «замешено» в сигнале.

Если это так, то истинная частота импульса частичного разряда максимально достоверно может быть определена только параметрами переднего фронта импульса, что полностью соответствует использованию математического выражения:

$$F = \frac{1}{4 * T_1}$$

Согласно этому выражению, величину «длительности одного периода импульса частичного разряда» можно определить как длительность переднего фронта импульса, умноженную на четыре. Данное определение не нужно путать с другим, более общим параметром, тоже часто используемым, называемым «длительностью импульса частичного разряда». Этот параметр мы определим иначе.

Во-вторых, общая «длительность импульса частичного разряда». С расчетом этого параметра импульса частичного разряда дело обстоит существенно проще. Для этого необходимо только принять



решение о моменте времени, который следует считать окончанием импульса частичного разряда. Дело в том, при медленном затухании импульса в определении этого параметра может быть большой произвол.

Проще всего принять решение, что импульс частичного разряда можно считать окончанным, завершившимся, в тот момент времени, когда его амплитуда станет меньше значения в 10% от максимальной амплитуды данного сигнала. Ограничение в 10% является условным, это может быть и 5%, но именно 10% проще всего использовать на практике. При меньших значениях этого параметра окончание процесса труднее определить, в большей степени сказывается шум.

Таким образом, можно сказать, что каждый импульс частичного разряда характеризуется тремя параметрами. Это:

- «Q» - величина кажущегося заряда, количественно пропорциональная максимальной амплитуде импульса.

- «F» - частота импульса частичного разряда, количественно обратно пропорциональная длительности первого фронта импульса, умноженной на четыре.

- «T» - длительность импульса частичного разряда, определенная по уровню 10% от максимального значения импульса.

#### П.4.2. Параметры, учитывающие повторяемость импульсов частичных разрядов

Для большого количества пользователей, исторически, наиболее важной оценочной характеристикой состояния изоляции является «максимальный измеренный заряд». Почти все изготовители высоковольтного оборудования до сих пор пользуются этим параметром частичных разрядов (если вообще чем-то пользуются) при приемных испытаниях.

Конечно, все понимают, что параметры частичных разрядов нужно измерять, причем необходимо использовать что-то статистически достоверное. В старых приборах статистика задается временем усреднения, а в современных приборах это решается удалением из рассмотрения случайных одиночных выбросов. Например, в определении американского стандарта это звучит так: «амплитуда наибольшего повторяющегося разряда при наблюдении постоянных разрядов».

Следовательно, этот термин не предусматривает анализ отдельных выбросов. Чтобы сделать это определение более конкретным, ограничимся учетом только тех ЧР, которые повторяются не менее 10 раз за секунду. В нашем случае, при частоте питающей сети в 50 герц мы получаем, что один импульс должен быть зарегистрирован не реже, чем один раз на 5 периодов сети. Для удобства пользования этот термин будем брать в следующей формулировке: импульс ЧР будем считать периодически повторяющимся, если частота его следования составит 0,2 импульса на один период питающей сети. Далее в тексте этот параметр будет отображаться величиной  $Q_{0.2}$ . Для удобства пользования будем определять его одинаково для любой частоты сети - 50 и 60 герц.

Ценность этого параметра достаточно высока. Многие методы диагностики базируются на нем, хотя, как отдельно взятый параметр, он скорее плох, чем хорош, по крайней мере, при постоянном мониторинге под рабочим напряжением. Мы имеем много оборудования, где большие (по амплитуде) ЧР успешно живут годами, а малые, но с большой частотой повторения, означают реальную проблему.

Если сложить все заряды, зарегистрированные в оборудовании за определенный интервал времени, и отнести их к этому интервалу, то получится ток частичных разрядов. Это вытекает из классического определения электрического тока, где говорится, что величина тока определяется скоростью изменения заряда объекта в единицу времени. Очень важно понимать, что ток от частичных разрядов является чисто активным, так как характеризует необратимые процессы преобразования энергии в изоляции оборудования.

Из этого важного заключения вытекает еще одно, может быть даже более важное. Всем известно, что параметры изоляции оборудования, определенные при рабочем напряжении, могут значительно отличаться от тех же параметров, определенных при пониженном, испытательном напряжении. Первопричина этого различия очень проста – при пониженном напряжении частичные разряды в изоляции (обычно) не возникают, в результате активные потери в изоляции оказываются меньше. В конечном итоге, тангенс угла потерь изоляции, измеренный при рабочем напряжении, может оказаться больше, чем измеренный при пониженном напряжении. При повышении напряжения появляется активный ток частичных разрядов, который и увеличивает значение тангенса угла потерь.

Таким образом, мы можем определить косвенный способ выявления наличия частичных разрядов в изоляции. Для этого достаточно экспериментально определить величину тангенса угла потерь изоляции объекта, используя различные напряжения от пониженного до номинального

значения, или даже большего. Если различия между ними не будет, то можно с большой долей уверенности говорить об отсутствии частичных разрядов в рабочих режимах. Если такие различия будут, то чаще всего это вызвано наличием дефектов в изоляции, проявляющихся только под рабочим напряжением. Это очень достоверный тест для определения состояния высоковольтной изоляции.

### П.4.3. Энергетические параметры частичных разрядов от дефекта

Предыдущие рассуждения о влиянии тока частичных разрядов можно было перенести в данный раздел, он тоже касается энергетической стороны проявления частичных разрядов в изоляции. Но поскольку это не так очевидно, здесь мы рассмотрим другие параметры разрядов, на наш взгляд более относящиеся к данному названию подраздела.

Зададимся вопросом, как посчитать потери, вызванные частичными разрядами. Это очень важный параметр, так как именно он, и только он, позволяет максимально точно определить разрушающее влияние частичных разрядов на зону изоляции, расположенную вокруг дефекта, определить, насколько быстро дефект может развиваться.

При этом нужно помнить вышесказанное. Параметры разряда, который инжектируется в объект из питающей сети, и которые мы измеряем, отличаются от параметров «истинного» частичного разряда, возникающего в изоляции. Однако с энергетической точки зрения, инжектируемая извне энергия количественно равна реальной энергии, выделяемой в зоне дефекта. Это не «кажущаяся» энергия, а «почти честная» энергия, количественно равная энергии разрушения в зоне дефекта. Законы сохранения энергии никто не отменял.

Теоретически подсчитать вводимую в зону дефекта энергию не сложно, ведь физически при каждом импульсе ЧР, мы дополнительно впрыскиваем из источника испытательного напряжения в контролируемый объект «кажущийся» заряд. Заряд в контролируемый объект инжектируется мгновенно и непосредственно связан с конкретным мгновенным напряжением питающей сети, т.е. с фазовым углом питающего напряжения сети. Это обозначает, что величина энергии, которая дополнительно вводится в оборудование и выделяется в зоне дефекта, равна заряду, умноженному на мгновенное значение приложенного напряжения.

Далее нужно просуммировать все импульсы и получить полную энергию частичных разрядов. Если полную энергию поделить на полное время суммирования, то получим мощность частичных разрядов. Этот параметр обычно называется «потери энергии на частичные разряды» или как-то иначе, но очень похоже. Он определяется выражением:

$$P = \frac{1}{T} \times \sum_{i=1}^m Q_i \times V_i$$

где:

**P** – мощность разрядов, W,

**T** – время наблюдения, сек,

**m** – число наблюденных импульсов за время T, и

**Q<sub>i</sub>V<sub>i</sub>** – энергия i-го импульса

Вполне очевидно, что, базирясь на фазовом распределении импульсов ЧР, можно рассчитать мгновенное значение приложенного напряжения, конечно, если фазовая привязка импульсов выполнена правильно и достоверно рассчитана мощность. Однако далеко не все приборы регистрируют фазовое распределение импульсов. Дело даже еще сложнее, ведь мы можем регистрировать импульсы, наведенные с одной или двух других фаз контролируемого объекта, фазным или линейным напряжением. Какое мгновенное значение напряжения следует брать в таком случае для определения энергии, с какой фазы?

Для решения этого вопроса, в некоторых стандартах предлагается использовать еще один диагностический (энергетический) параметр, который чаще всего называют «PDI» – «Partial Discharge Intensity» - интенсивность частичных разрядов. В этом параметре вместо мгновенного напряжения в момент прохождения импульса частичного разряда берется его действующее значение, т.е. принимается одинаковое напряжение для всех импульсов, а не персональное для каждого. Проводя сравнительные расчеты можно убедиться, что итоговое различие параметров, рассчитанных в первом и во втором случаях, лежит в пределах 20%. Этого вполне достаточно, чтобы вполне корректно оценить энергетическое воздействие частичных разрядов на изоляцию. Параметр «PDI» является одним из основных, используемых нами для оценки интенсивности частичных разрядов в контролируемом объекте.

В литературе и даже в некоторых национальных стандартах используются и другие энергетические оценки влияния частичных разрядов. Мы не будем вступать в ненужную дискуссию, стараясь принизить влияние этих параметров. При правильном использовании они также (и тоже) полезны для практической диагностики. Оставим этот вопрос на рассмотрение нашими читателям.

#### П.4.4. Нормирование параметров частичных разрядов

Это, наверное, самый сложный и неоднозначный вопрос, всегда возникающий при практическом использовании метода оценки состояния изоляции по частичным разрядам. Какое же количественное значение интенсивности частичных разрядов соответствует хорошему состоянию изоляции? Какова величина тревожного порога, а какое значение соответствует критическому состоянию изоляции?

Мы вынуждены разочаровать читателей, точного и всегда однозначного ответа о допустимых количественных значениях параметров частичных разрядов не существует. Точно можно ответить на этот вопрос только при регистрации очень больших уровней высокочастотных импульсов, когда уже на самом деле состояние изоляции очень плохое. Причем даже это значение у различных типов изоляции (т.е. у различных типов оборудования) может различаться в десятки раз.

Причина неоднозначного соответствия регистрируемого уровня частичных разрядов реальному состоянию изоляции контролируемого объекта заключается в том, что все высоковольтное оборудование имеет очень много всевозможных различий и особенностей. Основными из них являются:

- Одно и то же значение сигнала на выходе датчика может соответствовать амплитуде разряда, отличающейся многократно, все зависит от удаления зоны разряда от датчика. Чем больше это расстояние, тем больше ослабляется импульс. Величина ослабления внутри одного контролируемого объекта может быть в десятки раз.

- Рабочее напряжение контролируемого высоковольтного оборудования может существенно различаться.

- Оборудование даже одного рабочего напряжения имеет очень много типов, марок, часто имеющих большие конструктивные отличия.

- Даже однотипное оборудование может иметь различный срок эксплуатации, что также сказывается на нормировании интенсивности частичных разрядов. Парадоксально, но даже год выпуска оборудования может влиять на это. Малейшие отличия в технологии производства оборудования, которых всегда бесконечно много, сказываются на величине допустимого уровня частичных разрядов в абсолютно одинаковом оборудовании, но выпущенном в разные годы.

Чаще всего в литературе существуют только рекомендации о предельных уровнях частичных разрядов, часто очень больших. Это максимум, на что можно ориентироваться при практической, если можно так сказать мгновенной экспертизе, проводимой по результатам одного измерения, в оценке технического состояния изоляции.

Лучше дело обстоит в том случае, когда осуществляется мониторинг состояния изоляции по уровню и распределению частичных разрядов. Под мониторингом здесь понимается не только использование стационарных систем контроля ЧР, но и проведение периодических измерений параметров частичных разрядов переносными приборами – периодический мониторинг. При этом важно только одно - необходимо получить максимально достоверную информацию о том, меняется ли интенсивность частичных разрядов с течением времени, или не меняется. В процессе проведения мониторинга ЧР необходимо также контролировать дополнительные технологические параметры, которые могут влиять на интенсивность частичных разрядов в изоляции контролируемого высоковольтного оборудования.

Наибольший интерес представляет мониторинг интегральных параметров частичных разрядов – «PDI» и «Q<sub>02</sub>». Наличие временного тренда в изменении этих параметров ЧР практически однозначно говорит о наличии проблем в изоляции. Изменение интенсивности частичных разрядов в три - четыре раза за один год наблюдения, или скачок в два раза, обозначает, что в изоляции оборудования имеет место развивающийся дефект.

Длительное время измерение частичных разрядов в различном трансформаторном оборудовании преимущественно производилось при помощи приборов, работающих в высокочастотном диапазоне – «HF». В этих приборах в качестве источников первичной информации используются различные «контактные электромагнитные датчики» - высокочастотные трансформаторы тока и конденсаторы связи.

Напомним, что практически все наиболее часто используемые на практике датчики частичных разрядов, делятся на три группы:

- Контактные электромагнитные датчики – «C-Sensors». Это различные высокочастотные трансформаторы тока «RFCT» и конденсаторы связи. Они называются контактными потому, что они, так или иначе, монтируются на токоведущих проводниках контролируемого оборудования. Все эти датчики работают в «HF» диапазоне частот.

- Бесконтактные электромагнитные датчики - «UHF-Sensors». Эти датчики представлены различными антеннами для удаленной, бесконтактной регистрации частичных разрядов в оборудовании. Все эти электромагнитные антенны лучше всего работают в «UHF» диапазоне частот, где они регистрируют излучение от импульсов частичных разрядов.

- Акустические датчики частичных разрядов – «A-Sensors». Датчики работают в «LF» диапазоне частот, регистрируют акустическое излучение от частичных разрядов дистанционно или же на заземленных поверхностях высоковольтного маслонаполненного оборудования.

Все эти три типа датчиков частичных разрядов могут быть использованы при проведении измерений на трансформаторном оборудовании.

В настоящее время все специалисты по измерению частичных разрядов разделились на три группы по типу используемых датчиков и частотному диапазону используемых регистрирующих приборов. Наиболее активно продвигается мнение, что для измерения частичных разрядов в силовых трансформаторах необходимо использовать только оборудование, работающее в диапазоне UHF, а метод измерения частичных разрядов в диапазоне HF является устаревшим. Как совершенно правильно утверждают такие специалисты, только в UHF диапазоне частот можно эффективно избавиться от основных высокочастотных помех в трансформаторах – коронных разрядов.

Да, это так, но это только половина вопроса, возникающего при сравнении эффективности различных частотных диапазонов в приложении к диагностике трансформаторного оборудования. Очень важным, но отрицательным свойством использования диапазона UHF является то, что в этом диапазоне частот невозможно корректно провести калибровку всей измерительной схемы. А это однозначно приводит к тому, что процедура проведения диагностики состояния изоляции трансформатора становится некорректной. Выигрывая в одном, мы проигрываем в другом, классическая диалектика.

По этой причине мы и начнем рассмотрение методов регистрации частичных разрядов в трансформаторах с использованием измерительного оборудования, работающего в среднем диапазоне частот «HF», как наиболее часто используемого. Применение приборов, работающих в других частотных диапазонах, для проведения контроля изоляции трансформаторов, мы рассмотрим чуть ниже.

При исследовании частичных разрядов в трансформаторах, как и в любом другом высоковольтном оборудовании, в первую очередь необходимо правильно выбрать места для установки первичных датчиков. Насколько корректно это будет сделано, настолько возможно эффективными будут последующие измерения частичных разрядов в изоляции.

#### П.4.5. Подключение первичных датчиков к ПИН вводов трансформаторов

В трансформаторном оборудовании наиболее информативным местом для установки датчиков частичных разрядов являются высоковольтные вводы. Это практически единственное место в баке трансформатора, через которое возможно проведение регистрации электромагнитной информации о техническом состоянии внутренней изоляции и на котором можно стационарно, или временно, смонтировать датчик частичных разрядов.

Конструктивно ввод представляет собой проводящий стержень, заключенный в изолирующий корпус из керамики или другого диэлектрика, по которому протекает ток. Внутри корпуса ввода находится изолирующая среда. Во вводах с бумажной изоляцией это масло, а во вводах с твердой изоляцией чаще всего это RIP изоляция, компаунд. Для снижения напряженности поля внутри ввода, от верха до корпуса бака трансформатора, ее распределяют, «выравнивают» по высоте ввода.

С этой целью вокруг проводящего стержня располагаются изолированные друг от друга слои фольги, имеющие различную ширину, уменьшающуюся по ширине, по мере удаления от проводящего стержня. В результате этого весь высоковольтный потенциал, приложенный к вводу, равномерно распределяется по высоте вдоль изоляционной покрывки, и максимальная удельная напряженность электрического поля по высоте ввода усредняется.

Последняя, внешняя обкладка остова ввода, наиболее узкая, при помощи специального стержня с пружиной, или иным образом, выводится на внешнюю поверхность ввода, где

принудительно замыкается на корпус ввода (бака трансформатора). Этот вывод в нашей литературе называется ПИН, а в зарубежной литературе обозначается термином «Test Tap». Для безопасности вывод ПИН ввода всегда закрывается защитным колпаком.

Количество взаимно изолированных обкладок во вводе зависит от величины рабочего напряжения и может достигать у высоковольтных вводов нескольких десятков. Суммарная емкость ввода, измеряемая между проводящим стержнем и последней обкладкой, выведенной на ПИН (PIN), является очень важным параметром состояния ввода. Величина этой емкости обозначается как «С1», это нормируемый параметр, значение этой емкости периодически контролируется во время испытаний.

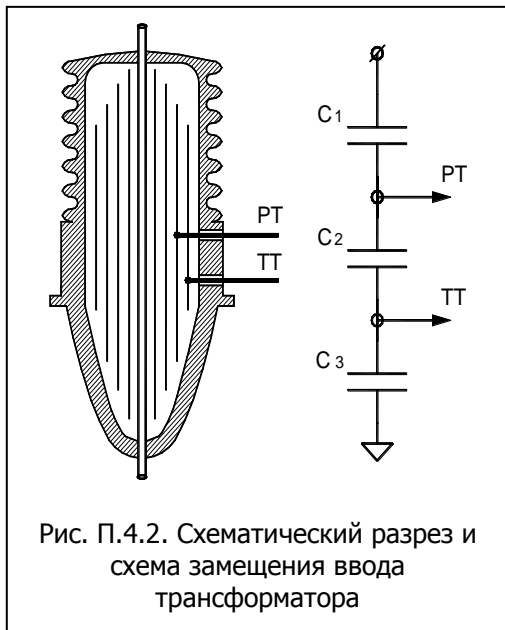


Рис. П.4.2. Схематический разрез и схема замещения ввода трансформатора

Величина этой емкости, равная для стандартных вводов 500 - 600 pF, вне зависимости от рабочего напряжения ввода примерно одинакова. Кажущийся парадокс, когда ввод на 110 кВ и на 500 кВ имеют одинаковую емкость, объясняется очень просто. С ростом геометрических размеров ввода при росте рабочего напряжения емкость должна расти. Однако при этом растут геометрические размеры ввода, увеличивается расстояние между его крайними обкладками, что приводит к уменьшению емкости. Размеры ввода растут, от этого растет емкость, но при этом растет расстояние между обкладками, что уменьшает емкость «С1». В результате мы имеем некоторое обобщенное значение емкости ввода «С1», примерно одинаковое для всех вводов, если не рассматривать специальные исполнения вводов.

Емкость ввода, от стержня до крайней обкладки, для высокочастотных импульсов является достаточно малым сопротивлением. Чем выше частота импульса, тем лучше его измерять, используя емкость ввода. Для справки отметим, что величина грозовых импульсов через емкость

«С1» может достигать 1 кА, в то время как ток проводимости промышленной частоты через емкость ввода не превышает 0,1 А.

Отсюда очень важное следствие – высоковольтный ввод трансформатора, имеющий вывод от крайней обкладки на внешний вывод типа ПИН, является идеальным датчиком, идеальным конденсатором связи, предназначенным для измерения частичных разрядов. Лучшего датчика высокочастотных импульсов в трансформаторе нам не найти. Измерительным ПИН снабжаются все вводы с рабочим напряжением 110 кВ и выше.

Надо отметить, что на практике встречаются вводы, имеющие по два вывода на внешний разъем: от последней обкладки ввода и от предпоследней обкладки. В зарубежной литературе они называются «Test Tap» - это вывод от последней обкладки, о котором мы уже упоминали, и «Potential Tap» - вывод от предпоследней обкладки. Назначение вывода «Test Tap» вполне понятно, с его помощью обычным образом контролируется состояние изоляции ввода. Вывод «Potential Tap» предназначается для отбора небольшой мощности от ввода, используемой на цели управления и защиты трансформатора. В стандартных условиях эксплуатации оба эти вывода обычно заземляются,

т.к. отбор мощности от ввода на практике применяется достаточно редко.

По этой причине на полной схеме замещения ввода, на рисунке П.4.2., показаны три конденсатора – «С1», «С2» и «С3». Физический смысл этих емкостей понятен из рисунка. Реально, когда вывод «PT» у ввода отсутствует, то емкость «С2» автоматически суммируется с емкостью «С1». Именно по этой причине в литературе используется понятие емкости «С3», а не обозначение «С2». Просто обычно мы используем схему

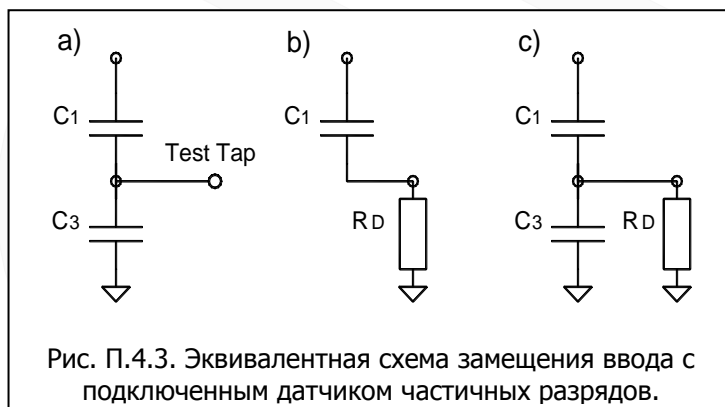


Рис. П.4.3. Эквивалентная схема замещения ввода с подключенным датчиком частичных разрядов.

замещения ввода с одним выводом, т.е. упрощенную схему замещения ввода.

Для регистрации импульсов частичных разрядов, протекающих через ввод из трансформатора (эти сигналы и интересуют нас) и в трансформатор (это сигналы помех), а также возникающих непосредственно в изоляции самого ввода, необходимо датчик частичных разрядов включить в электрическую цепь заземления ПИН. Скажем сейчас, а потом еще несколько раз повторим ниже, что цепь заземления ПИН ввода во время работы трансформатора размыкать нельзя! В эту цепь можно вставить активное сопротивление, или емкостное, но полного разрыва цепи заземления ПИН быть не должно.

На рисунке П.4.3. приведена схема ввода и схемы замещения при подключении к ПИН различных датчиков частичных разрядов. На схеме «а» показан ввод с одним выводом, который отключен от земли. Мы видим, что схема замещения представляет собой обычный емкостный делитель, величина напряжения, на выходе которого определяется соотношением величин емкостей.

Если принять, что соотношение величин емкостей ввода «С1» и «С3» обычно равняется 1 к 10, то напряжение на выходе, обозначенное на рисунке «U<sub>2</sub>», составит в таком режиме 10% от общего напряжения «U<sub>1</sub>», приложенного к вводу. Это напряжение опасно не только для отключенного от земли вывода ПИН, оно особенно опасно для изоляции между последней обкладкой ввода и заземленным корпусом ввода. Как правило, в таком режиме в изоляции возникают опасные нарушения.

Для исключения такого режима работы все выводы ПИН ввода должны всегда быть заземлены или подключены к земле через «небольшое сопротивление». Попробуем определиться с величиной и типом этого «небольшого сопротивления».

С точки зрения теории электрических цепей, относительно внешнего добавочного сопротивления, ввод трансформатора является источником тока, а не источником напряжения. Для примера рассмотрим источник тока, работающий с точностью 0,1%. Не углубляясь в теорию и не стремясь к полной точности изложения материала, скажем, что у такого источника внутреннее сопротивление должно в 1000 раз превышать сопротивление подключенной нагрузки. В результате выходной ток с ПИН, обычно называемый током проводимости ввода, не будет зависеть от величины нагрузочного сопротивления.

Дальше все будет также просто. Если мы подключаем наше внешнее нагрузочное сопротивление к выводу ПИН, то это означает, что мы подключаем его, на первом этапе, последовательно с емкостью «С1». Таким образом, можно говорить, что допустимая величина внешнего «небольшого сопротивления» должна быть в тысячу раз меньше, чем величина реактивного сопротивления емкости «С1», естественно на частоте 50 Гц.

Проведя простые расчеты, мы получим, что величина внешнего (активного) сопротивления, подключаемого к ПИН ввода, не должна быть больше 5 кОм. В этом случае такое «небольшое сопротивление» не окажет заметного влияния (точность 0,1%) на величину тока проводимости ввода. Следуя простой логике, мы также определим напряжение промышленной частоты, которое будет выделяться на таком сопротивлении. Поскольку мы имеем делитель напряжения, в котором все определяется соотношением сопротивлений делителя, то выходное напряжение составит одну тысячную часть от напряжения, приложенного к вводу. Например, для ввода 500 кВ оно составит величину в несколько вольт. Все эти выкладки иллюстрируются на рисунке П.4.3. схемой «б».

Но это только оценочный анализ влияния внешнего сопротивления на работу ввода, выполненный для нормального режима работы ввода. Как всегда бывает на практике, выход оборудования из строя происходит в переходных режимах работы. Попробуем разобраться, что произойдет с влиянием этого внешнего сопротивления при воздействии на ввод грозовых или коммутационных высокочастотных импульсов.

Представим, что по ЛЭП к вводу трансформатора пришел грозовой импульс с амплитудой, равной амплитуде рабочего напряжения. Частота этого импульса существенно выше промышленной частоты и составит, например, 100 кГц. Т.е. частота этого импульса больше промышленной частоты в 2000 раз. Что произойдет при этом?

Величина емкостного сопротивления «С1» для этой частоты уменьшится в такой же пропорции, т.е. в две тысячи раз. При этом величина внешнего сопротивления «R<sub>D</sub>» останется неизменной, поскольку величина активного сопротивления с частотой не связана.

В результате такого очень большого изменения соотношения сопротивлений в плечах делителя на ПИН ввода будет поступать 66% от величины напряжения грозового импульса. Для напряжения 500 кВ, если все анализировать прикидочно, напряжение на ПИН при приходе грозового импульса составит около 300 кВ. Понятно, что это аварийный режим.

Необходимо хорошо понимать, что такой результат мы получаем в том случае, когда не учитываем емкость ввода «С3». Если ее учесть - эта схема показана на рисунке П.4.3.с.- то

напряжение на ПИН при воздействии грозовых и коммутационных перенапряжениях будет находиться на существенно более низком уровне. Оно будет равняться тем же 10%, как мы и определяли выше, для «нормального режима работы» при незаземленном выводе ПИН. Но и это напряжение является опасным для состояния изоляции ввода. По этой причине величина внешнего сопротивления не должна быть больше, чем 1 кОм. Идеальным вариантом является использование в качестве нагрузочного сопротивления внешней емкости, имеющей стабильные параметры.

Очень важным вопросом, требующим отдельного рассмотрения, является вопрос оценки влияния активного сопротивления на емкостный делитель, в плане анализа угловой погрешности измерения, возникающей при измерении тока проводимости ввода, т.е. точности измерения тангенса угла диэлектрических потерь. Поскольку в данной работе мы рассматриваем только вопросы измерения частичных разрядов, анализ этого вопроса мы опустим, предложив читателям самостоятельно анализировать эту проблему, или обратиться к работам других авторов.

Поскольку для измерения частичных разрядов предполагается, как минимум, подача на рабочий трансформатор напряжения, а защитную крышку на ПИН установить, из-за датчика, невозможно, необходимо принять все меры по защите ПИН от влияния атмосферных воздействий. При обеспечении надежного заземления ПИН проблем при таком способе установки датчиков частичных разрядов не возникает.

Наиболее эффективным и безопасным способом установки датчиков и регистрации частичных разрядов на ПИН вводов силовых трансформаторов является использование датчиков стационарной конструкции.

Фирма «DIMRUS» серийно выпускает более 30 модификаций датчиков марки «DB-2», монтируемых на ПИН вводов. Краткое описание этих датчиков приведено в разделе 10. Эти датчики, по принципу своего действия, являются комплексными, позволяющими измерять как токи проводимости вводов, так и частичные разряды во вводе и в самом трансформаторе. Датчики стационарной конструкции предварительно, во время планового вывода трансформатора из работы, монтируются на вводах, выводы датчиков находятся в защитном шкафу, устанавливаемом рядом с трансформатором. Это дает возможность проводить измерения в любой момент времени, не связывая это с необходимостью отключения трансформатора. Переносной измерительный прибор подключается к разъемам на коммутационной плате, расположенной в шкафу, и проводятся измерения.

Стационарные датчики марки «DB-2» необходимо устанавливать на наиболее ответственном трансформаторном оборудовании, нуждающемся в периодическом контроле состояния изоляции. Эти датчики могут также монтироваться на оборудовании, вывод которого из эксплуатации, для установки и снятия датчиков, затруднен по условиям его работы. Обычно датчики типа «DB-2», или другого аналогичного назначения, стационарно монтируются достаточно часто.



ООО «Димрус»  
Россия, 614000, г. Пермь,  
улица Пермская, 70, офис 403  
Факс: +7(342) 212-84-74  
Тел.: +7(342) 212-23-18  
+7(342) 212-88-05  
<http://dimrus.ru>  
E-mail: [dimrus@dimrus.ru](mailto:dimrus@dimrus.ru)