

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
«Политехнический институт»
Факультет «Энергетический»
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент

Начальник службы СДЗП

филиала ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго»

_____ Д.Н. Просвирнин

« ____ » _____ 2019 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующая кафедрой ЭССиСЭ

_____ И.М. Кирпичникова

« ____ » _____ 2019 г.

ДИАГНОСТИРОВАНИЕ И МОНИТОРИНГ РАБОТЫ СИЛОВЫХ
ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 110/10 кВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
МЕТОДА ЧАСТИЧНЫХ РАЗРЯДОВ И ВИБРАЦИОННОЙ ДИАГНОСТИКИ

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ-13.04.02.2019.179.00.00 ПЗ ВКР

Руководитель ВКР

доцент, к.т.н.

_____ А.М. Ершов

« ____ » _____ 2019 г.

Автор ВКР

студент группы П-285

_____ Е.А. Коробейникова

« ____ » _____ 2019 г.

Нормоконтролер

доцент, к.т.н.

_____ А.М. Ершов

« ____ » _____ 2019 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
«Политехнический институт»
Факультет Энергетический
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»
Направление 13.04.02 – «Электроэнергетика и электротехника»
Магистерская программа
«Оптимизация развивающихся систем электроснабжения»

УТВЕРЖДАЮ:

Заведующая кафедрой ЭССиСЭ
д.т.н., профессор

_____ И.М. Кирпичникова
«__» _____ 2017 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента
Коробейниковой Екатерины Андреевны
Группа – П-285

1 Тема работы «Диагностирование и мониторинг работы силовых трансформаторов напряжением 110/10 кВ с использованием метода частичных разрядов вибрационной диагностики»

Утверждена приказом ректора ЮУрГУ №899 от 25.04.2019г.

Срок сдачи студентом законченной работы – 13.06.2019г.

2 Исходные данные к работе: результаты проведения научно-исследовательской работы

3 Перечень вопросов, подлежащих разработке:

1 Введение

2 Повреждаемость силовых трансформаторов. Методы выявления повреждений

3 Методы диагностирования силовых трансформаторов

4 Разработка системы мониторинга с использованием методов частичных разрядов и вибродиагностики

5 Техничко-экономическая эффективность внедрения систем мониторинга

6 Заключение

4 Дата выдачи задания: 3 октября 2017г.

Научный руководитель _____ / А.М. Ершов /

Задание принял к исполнению _____ / Е.А. Коробейникова /

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

№ п/п	Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметки руководителя о выполнении
1	Введение	19.10.2017	
2	Повреждаемость силовых трансформаторов. Методы выявления повреждений	18.01.2018	
3	Методы диагностирования силовых трансформаторов	28.09.2018	
4	Разработка системы мониторинга с использованием методов частичных разрядов и вибродиагностики	06.03.2019	
5	Расчет технико-экономической эффективности внедрения систем мониторинга	29.04.2019	
6	Заключение	30.05.2019	
7	Библиографический список	07.06.2019	
8	Оформление пояснительной записки	11.06.2019	
9	Сдача готовой работы на кафедру, представление работы на рецензию	13.06.2019	

Заведующая кафедрой ЭССиСЭ _____ / И.М. Кирпичникова /

Научный руководитель работы _____ / А.М. Ершов /

Магистрант _____ / Е.А. Коробейникова /

АННОТАЦИЯ

Коробейникова Е.А. Диагностирование и мониторинг работы силовых трансформаторов напряжением 110/10 кВ с использованием метода частичных разрядов вибрационной диагностики. – Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, 2019, 83 с., 38 ил., 14 табл., библиогр. список – 29 наим.

Ключевые слова: диагностирование, мониторинг, системы мониторинга силовых трансформаторов, выявление повреждений силовых трансформаторов, ЧР, частичные разряды, вибрационные характеристики, вибродиагностика

Объект исследования – силовые трансформаторы напряжением 110–220/10 кВ мощностью 10–63 МВ·А.

Предмет исследования – методы и средства мониторинга силовых трансформаторов.

Цель работы – изучение дефектов, возникающих в силовых трансформаторах высоких классов напряжения; анализ современных средств и методов диагностирования и мониторинга; адаптация известных средств мониторинга для трансформаторов мощностью 10-63 МВ·А напряжением 110–220/10 кВ.

Новизна выпускной квалификационной работы заключается в том, что:

Проведено сравнение существующих методов диагностирования и мониторинга силовых трансформаторов, классифицированы виды и узлы повреждений в трансформаторе, указаны методы, наиболее эффективно позволяющие обнаружить дефекты в узлах.

Проанализированы физические процессы, протекающие при развитии повреждений в трансформаторах, рассмотрены существующие системы выявления данных повреждений.

Предложен вариант системы диагностического мониторинга силовых трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 10-63 МВ·А с использованием элементов мониторинга, применяемых на трансформаторах 220 кВ и выше.

Приведено технико-экономическое обоснования внедрения систем диагностического мониторинга силовых трансформаторов.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 ПОВРЕЖДАЕМОСТЬ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ. МЕТОДЫ ВЫЯВЛЕНИЯ ПОВРЕЖДЕНИЙ.....	9
1.1 Характерные повреждения трансформаторов.....	9
1.2 Выявление повреждаемости трансформаторов.....	12
1.3 Методы выявления повреждений.....	12
1.3.1 Первичные методы диагностирования.....	13
1.3.2 Определение нагревов в трансформаторе.....	15
1.3.3 Тепловизионный контроль.....	16
1.3.4 Хроматографический анализ растворенных в масле газов (ХАРГ).....	17
1.3.5 Химический анализ.....	18
1.3.6 Вибрационная диагностика.....	20
1.3.7 Измерение частичных разрядов.....	21
1.3.8 Сравнение методов обследования состояния трансформаторов	22
1.4 Понятие диагностирования и мониторинга.....	23
1.5 Актуальность применения мониторинга.....	23
Задачи исследования.....	24
2 МЕТОДЫ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ...	25
2.1 Вибрационное диагностирование трансформаторов.....	25
2.1.1 Причины возникновения вибраций в трансформаторах.....	25
2.1.2 Вибрации магнитной системы трансформатора.....	26
2.1.3 Вибрации обмоток.....	28
2.1.4 Вибрации бака трансформатора.....	30
2.1.5 Вибрационные характеристики.....	30
2.1.6 Измерение общего уровня вибраций на стенке бака Трансформаторов.....	31
2.1.7 Частотный метод диагностики.....	32
2.1.8 Спектральный метод контроля.....	34
2.2 Частичные разряды.....	35
2.2.1 Причины возникновения разрядов в изоляции.....	35
2.2.2 Зависимость интенсивности и мощности разряда от размеров газового включения.....	38
2.2.3 Частичные разряды в изоляции обмоток.....	39
2.2.4 Частичные разряды во вводах.....	40
2.2.5 Связь мест возникновения разрядов с их частотами.....	41
2.3 Современные системы мониторинга и диагностирования.....	43
2.3.1 Система контроля «Веста» компании «Dimrus».....	43
2.3.2 Акустическая локация ЧР прибором «AR700» компании «Dimrus».....	45
2.3.3 Датчики регистрации токов проводимости и ЧР в высоковольтных вводах DB-2	48

2.3.4 Системы мониторинга трансформаторов компании АВВ.....	49
2.3.5 Система контроля SAFE-T.....	51
Выводы по разделу 2.....	53
3 РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ ЧАСТИЧНЫХ РАЗРЯДОВ И ВИБРОДИАГНОСТИКИ.....	54
3.1 Оснащение модульными системами диагностического мониторинга TDM-M трансформаторов ПС «Масалитинская».....	54
3.2 Предлагаемые системы мониторинга, построенные на основе анализа частичных разрядов.....	61
3.3 Предлагаемые системы мониторинга и диагностирования, построенные на основе анализа вибрационных характеристик.....	65
Выводы по разделу 3.....	67
4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА.....	69
4.1 Опыт Челябинэнерго по внедрению систем мониторинга.....	69
4.2 Расчет экономической эффективности установки систем мониторинга на трансформатор 110/10 кВ мощностью 40 МВ·А.....	76
Выводы по разделу 4.....	80
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	81
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	82

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. В процессе работы в системах электроснабжения (СЭС) электрооборудование подвергается многочисленным внешним и внутренним электромагнитным и другим эксплуатационным воздействиям, а также само непосредственно влияют на окружающие объекты и среду. Поэтому в настоящее время пристальное внимание уделяется созданию условий для нормальной безаварийной работы и эффективной работы электрооборудования СЭС. Аварийные повреждения, которые часто сопровождаются разрушением оборудования, а также предаварийные состояния приводят к нарушению электроснабжения, что является причиной большого экономического ущерба у потребителей. От существующего уровня надежности энергоснабжения электроприемников потребителя зависит количество брака на производстве, качество изготовленной продукции и, как следствие, конкурентоспособность компании в целом. Также, согласно ПУЭ [20], существуют потребители, перерыв в электроснабжении которых считается недопустимым, так как может повлечь за собой опасность угрозы жизни и здоровью людей. Поэтому необходимо уделять особое внимание обеспечению бесперебойного питания.

Существует множество методов диагностирования силовых трансформаторов, которые позволяют выявлять различные дефекты и поломки. Но диагностические обследования являются периодическими, поэтому не всегда позволяют выявлять повреждения на ранних стадиях их развития. В настоящее время системами непрерывного контроля (мониторинга), как правило, оснащаются трансформаторы больших напряжений и мощностей (свыше 100 МВ·А). А трансформаторы 10-63 МВ·А напряжением 110–220/10 кВ практически не снабжаются данными средствами. Поэтому актуальным направлением является адаптация для данных трансформаторов существующих средств мониторинга, которые используются на более мощном оборудовании.

Цель работы. Изучение дефектов, возникающих в силовых трансформаторах высоких классов напряжения; методов диагностирования и мониторинга; адаптация известных средств мониторинга для трансформаторов мощностью 10-63 МВ·А напряжением 110–220/10 кВ.

Задачи работы:

- 1 Анализ основных повреждений силовых трансформаторов.
- 2 Рассмотрение основных методов выявления повреждений в трансформаторах и современных средств мониторинга и диагностирования.
- 3 Адаптация известных средств мониторинга для трансформаторов мощностью 10-63 МВ·А напряжением 110–220/10 кВ.
- 4 Оценка технико-экономического эффекта от применения этих систем.

Объект исследования – силовые трансформаторы напряжением 110-220/10 кВ мощностью 10–63 МВ·А.

Предмет исследования – методы диагностирования и мониторинга силовых трансформаторов, выявление с их помощью повреждений на ранних стадиях развития, как средство предотвращения аварий. Особое внимание уделяется методам

измерения частичных разрядов и системам вибрационного мониторинга трансформаторов. Они позволяют выявлять широкий спектр дефектов на ранних стадиях. Кроме того, их применение не влияет на работу системы, так как диагностирование проходит без отключения оборудования, поэтому не влияет на бесперебойность питания потребителей.

Диагностирование технического состояния электрооборудования может осуществляться как специальными приборами, которыми производятся прямые измерения электрических параметров контролируемых объектов традиционными методами, так и приборами для измерения косвенных характеристик электрооборудования, например, температуры поверхности, на бесконтактном измерении который основан тепловой неразрушающий контроль – тепловизионное диагностирование. Также при выборе методов контроля необходимо учитывать статистику повреждаемости силовых трансформаторов: частоту отказов, виды повреждений и узлы, в которых они возникают.

Практическая значимость. Автоматизированные методы диагностирования состояния силовых трансформаторов являются перспективным средством выявления и прогнозирования ресурса. Благодаря расширенному комплексу датчиков они охватывают все узлы и системы трансформатора, позволяя на ранней стадии зафиксировать начало негативных процессов. Применение автоматизированных методов диагностирования силовых трансформаторов позволит продлить ресурс силовых трансформаторов и поможет оперативному персоналу своевременно принимать решения на основе полноты получаемой информации.

1 ПОВРЕЖДАЕМОСТЬ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ. МЕТОДЫ ВЫЯВЛЕНИЯ ПОВРЕЖДЕНИЙ

1.1 Характерные повреждения трансформаторов

Наиболее тяжелые повреждения трансформатор может получить вследствие возникновения короткого замыкания.

При проведении анализа аварийности трансформаторного оборудования было выявлено, что повреждения, вызванные внутренними КЗ, имели место при повреждениях обмоток в 80% случаев общего числа повреждений обмоток, при повреждениях высоковольтных вводов – 89%, при повреждениях РПН – 25% и при повреждениях прочих узлов – 36% соответственно, включая ошибки при монтаже, ремонте и эксплуатации.

В таблице 1.1 приведена статистика распределения повреждений силовых трансформаторов по узлам. Как видно из таблицы, наиболее часто у силовых трансформаторов разных классов напряжения возникают повреждения, вызванные развитием дефектов во вводах, обмотках, устройстве РПН, а также в связи с недостаточным уровнем трансформаторного масла в баке. Однако имеющиеся данные не позволяют сделать оценку зависимости повреждаемости трансформаторов от срока эксплуатации, так как для этого необходимо учитывать число эксплуатируемых трансформаторов в каждом диапазоне времени службы.

Таблица 1.1 – Распределение повреждений силовых трансформаторов по узлам и классам напряжений за период январь 1997 г. - ноябрь 2000 г. [7]

Узел	Класс напряжения, кВ											
	35		110		220		330		500		Всего	
	Число	%	Число	%	Число	%	Число	%	Число	%	Число	%
Вводы	27	13	77	23	44	32	3	23	7	34	158	22
Обмотки	61	30	43	13	10	7	1	8	0	0	115	16
Магнитопровод	0	0	0	0	2	1,5	1	8	0	0	3	0,5
Система охлаждения	7	3	16	5	8	6	2	15	3	14	36	5
РПН	4	2	61	18	26	19	1	8	5	24	97	13,5
Течь масла	15	7	35	10	21	15	3	23	4	19	78	11
Упуск масла	59	30	75	22	24	18,5	2	15	2	9	162	23
Вандализм	31	15	31	9	1	1	0	0	0	0	63	9
Итого	204	100	338	100	136	100	13	100	21	100	712	100

Основные повреждения трансформаторов и высоковольтных вводов с указанием причин их возникновения, характером и последствиями их развития приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Характерные повреждения элементов трансформатора [12]

Узел	Повреждение	Причина возникновения повреждения	Характер и последствия развития повреждения
Обмотка	Выгорание витковой изоляции и витков обмотки	Длительное протекание сквозных токов короткого замыкания на стороне НН трансформатора	Разрушение изоляции, разложение масла, выгорание витков обмотки и их изоляции, расплавление и разбрызгивание меди
	Деформация обмотки	Электрическая стойкость обмоток недостаточна	Повреждение изоляции вследствие деформации обмоток с возможным повреждением трансформатора
	Увлажнение и загрязнение изоляции обмоток	Нарушение герметичности трансформатора	Снижение электрической прочности маслобрызговой изоляции и пробой первого масляного канала, что может вызвать: – развитие «ползущего разряда»; – ионизационный пробой витковой изоляции за счет вытеснения масла водяным паром из капилляров изоляции; – повреждение трансформатора
	Износ изоляции обмоток	Снижение механической стойкости изоляции обмоток	Разрушение изоляции обмоток с последующим возникновением виткового замыкания или замыкания на другую обмотку при умеренном сквозном токе КЗ с внутренним повреждением трансформатора
	Дефект изготовления грозупорной обмотки	Касание петель грозупорных обмоток разделяющей перегородки	В условиях вибрации трансформатора ведет к истиранию изоляции петель и развитию пробоя
Магнитопровод	Перегрев магнитопровода	Образование короткозамкнутого контура в магнитопроводе	Оплавление стали магнитопровода, пожар в железе, разложение масла
Система охлаждения и радиаторы	Нарушение охлаждения трансформатора	Повреждение маслососов	Нарушение охлаждения трансформатора и загрязнение механическими примесями
		Засорение труб охладителя	Перегрев трансформатора
	Деформация радиатора	Изменение давления в баке, механические повреждения при транспортировке	Утечки масла, перегрев трансформатора

Продолжение таблицы 1.2

Высоковольтные вводы	Трещины, сколы изоляторов	Атмосферные перенапряжения, загрязнения, попадание животных	Межфазное КЗ на вводах, замыкания на корпус трансформатора, пожары
	Течь масла в местах выхода стержня между фланцем ввода с резиновой прокладкой и крышкой	Срыв резьбы при накручивании гайки	
	Отложение осадка (продуктов окисления масла или вымывания из конструктивных материалов) на внутренней поверхности фарфора и на поверхности внутренней изоляции	Адсорбация загрязнений (в том числе и металлосодержащих) и влаги осадком	Образование проводящих дорожек, развитие разряда, пробой масляного канала ввода
	Повышение давления во вводах	Вызывается потерей герметичности сильфоновых труб, а, следовательно, недостаточной температурной компенсацией имеющегося объема масла, появлением источника интенсивного газообразования или нарушением связи между вводом и выносным баком давления	Снижение электрической прочности внутренней изоляции ввода
Переключение ответвлений РПН	Нарушение контактов РПН	Искрение, перегрев, оплавление и выгорание контактов. Подгар токоограничивающих сопротивлений	Нарушение работоспособности РПН
	Нарушение перегородки изолирующей бак расширителя МЧН от бака трансформатора	Дефект изготовления	Загрязнение масла трансформатора, снижение его диэлектрической прочности, усложнение диагностирования состояния трансформатора
	Механическая неисправность ГОН	Износ элементов кинематической схемы	Обгорание контактов переключателей
	Нарушение герметичности бака контактов	Увлажнение бакелитового цилиндра контактора	Внутреннее дуговое КЗ по увлажненным расслоениям бакелитовой изоляции бака РПН

1.2 Выявление повреждаемости трансформаторов

Трансформаторы являются самыми дорогими элементами на подстанциях и одними из основных и наиболее значимых элементов систем электроснабжения. Наиболее эффективным средством повышения надежности их работы является внедрение методов и средств оперативного диагностирования. Их целью является информирование эксплуатирующего персонала, который должен отслеживать:

1) Текущее техническое состояние трансформаторов, причины и дефекты, которые обуславливают ухудшение состояния всего трансформатора.

2) Остаточный ресурс времени работы трансформатора (насколько долго возможна, на данный момент, безаварийная эксплуатация при развивающихся дефектах).

3) Эффективность и сроки проведения ремонтных работ, которые должны быть применены к данному оборудованию для его дальнейшей безаварийной эксплуатации [5].

Как показал опыт эксплуатации, эти меры имеют достаточно высокий экономический эффект. Выявление дефектов может осуществляться различными методами и способами контроля.

Непрерывный контроль: дает наибольшую уверенность в отсутствии развивающихся дефектов. Как правило, используются интегральные параметры для характеристики состояния узлов оборудования. При непрерывном контроле подается сигнал о возможности дефекта, в том числе быстроразвивающегося.

Периодический контроль: измерения проводятся при плановых ревизиях оборудования. Ряд параметров, подлежащих проверке, значительно шире, чем при непрерывном контроле. Позволяет выявлять медленно развивающиеся дефекты, что требует большего времени для измерений и анализа результатов. Определяет опасность дефекта и его характер, есть ли потребность дальнейшего обследования при отключении от сети.

1.3 Методы выявления повреждений

Контроль состояния трансформаторов во время их работы позволяет выявлять дефекты и поломки на ранних стадиях, что продлевает срок службы трансформаторов, а также увеличить интервалы между плановыми обследованиями и ремонтами. Это позволяет избежать простоев в производстве, связанных с отключениями трансформаторов, а, следовательно, является экономически выгодным. Связь повреждений и параметров, по которым их можно обнаружить, представлена в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Выявление дефектов системой контроля состояния трансформатора

Контролируемые параметры	Вид дефекта							
	Дефект в обмотке	Дефект изоляции	Дефект сердечника	Горячие точки	Дугообразование	Пузырьки газа	Грязь в масле	Утечки в системе
Влага в масле				+				+
Газы в масле	+	+	+	+	+	+	+	
Частичные разряды	+	+			+	+	+	
Температура	+		+	+				
Вибрация	+		+					
U _{пр} масла				+		+	+	
Перегревы	+		+	+				

1.3.1 Первичные методы оценки

Согласно требованиям [21] при каждом текущем и капитальном ремонте электрооборудования необходимо проводить профилактические испытания. Оценка общего состояния начинается с внешнего осмотра, при котором обращают внимание на отсутствие видимых повреждений бака и изоляторов, чистоту их поверхности, отсутствие протечек масла и наличие надежных заземлений.

Испытания изоляции. Данная процедура является основным элементом профилактических испытаний. Изоляция подвергается тепловым, механическим и электрическим воздействиям. Это вызывает ускорения химических процессов (окисление), изменение структуры изоляции, снижение механической прочности, что ведет к расслоению. Наиболее опасными для состояния изоляции трансформаторов являются загрязнение и увлажнение.

При проникании вглубь изоляции влаги возникает опасность электрического пробоя. Полностью избежать негативного воздействия на изоляцию практически невозможно. Это приводит к ее старению и возникновению как местных (сосредоточенных), так и общих (равномерно распределенных) дефектов. К сожалению, системы мониторинга силовых трансформаторов не всегда могут выявить эти повреждения, поэтому появляется необходимость проведения профилактических испытаний с отключением трансформатора от сети.

Одним из самых простых и наиболее распространённых видов испытаний является измерение сопротивления изоляции мегаомметром. Оно может дать представление о среднем состоянии изоляции, при явных повреждениях указать на их наличие, а в некоторых случаях помогает определить место дефекта.

Сопротивление обмоток трансформаторов постоянному току. Измеряется для выявления неисправностей и дефектов в обмоточных проводах, в паяных соединениях обмоток, в контактных соединениях отводов, переключающих устройств.

На всех ответвлениях обмоток всех фаз производятся измерения междуфазных сопротивлений, если для этого не требуется выемка сердечника. При наличии нулевого провода дополнительно измеряется одно из фазных сопротивлений. Сопротивление должно отличаться не более чем на 2% от сопротивления, полученного на таком же ответвлении других фаз, или от данных завода-изготовителя.

Повреждения, которые выявляются в силовых трансформаторах при измерениях сопротивлений постоянному току обмоток:

- дефекты в местах соединений ответвлений к обмотке;
- обрывы в обмотках (например, в проводах параллельных ветвей).
- дефекты в местах соединений выводов обмоток к выводам трансформатора;
- дефекты в местах соединения отпаек к переключателю;
- дефекты в переключателе – в контактах переключателя и его сочленениях;

Измерения сопротивления постоянному току производятся мостовым методом или методом амперметра-вольтметра.

В основе метода амперметра-вольтметра лежит измерение тока, протекающего через измеряемое сопротивление и падения напряжения на нем. Применяют две схемы измерения: измерение больших сопротивлений и измерение малых сопротивлений, рисунок 1.1. По результатам измерения тока и напряжения определяют искомое сопротивление.

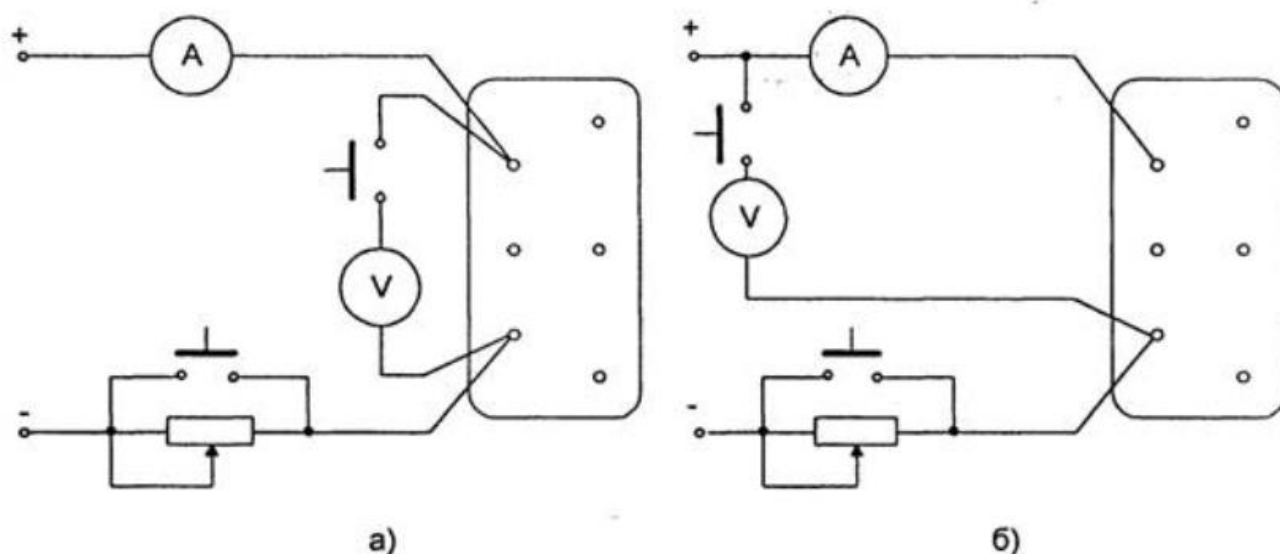


Рисунок 1.1 – Схема измерения больших (а) и малых (б) сопротивлений методом амперметра-вольтметра

Отличие сопротивлений обмоток постоянному току различных фаз на одноименных ответвлениях не должно составлять более $\pm 2\%$ по отношению к заводским (предыдущим) результатам или же друг к другу. Помимо этого, должна соблюдаться одинаковая по фазам закономерность изменения сопротивления постоянному току по ответвлениям в различных положениях переключателя. Этим проверяется правильность подсоединения ответвлений к переключателю и его работы.

1.3.2 Определение нагревов в трансформаторе

Чрезмерный нагрев обмоток трансформаторов может вызывать местные перегревы, которые характеризуются локальными повышениями температуры – температурами наиболее нагретых точек $T_{\text{ННТ}}$. При этом изоляция подвергается ускоренному старению и даже может прожигаться. Значение $T_{\text{ННТ}}$ и продолжительность воздействия повышенной температуры определяют срок службы изоляции трансформаторов в большинстве случаев. Постоянная работа трансформатора с превышением температуры на 6-8 °С сокращает срок службы примерно вдвое.

Для определения температуры изоляции применяются как прямые методы с установкой датчиков в местах наибольшего нагрева, так и косвенные, не требующие использования датчиков. Косвенными методами, в отличие от прямых, нельзя определить истинную температуру наиболее нагретых точек.

Прямые измерения температуры производятся точечными или распределенными датчиками, связанными со схемой измерения волоконно-оптическим каналом. Измерение нагревов обмоток с помощью точечных датчиков широко применяется при типовых испытаниях трансформаторов. Определение температуры наиболее нагретой точки $T_{\text{ННТ}}$ было бы эффективным средством выявления дефектов в работающих трансформаторах, однако из-за сложности установки точечных датчиков и проведения измерений их применяют только для самого ответственного оборудования.

Трудности представляет выбор места для размещения точечных датчиков в зонах наибольшего нагрева в активной части трансформатора. Эта проблема успешно решается с помощью распределенных волоконно-оптических датчиков, встраиваемых в обметку при ее изготовлении. С их помощью можно определить локальные нагревы по всей длине обмотки.

Недостатками распределенных волоконно-оптических систем являются сложность аппаратуры для измерений, трудности установки таких датчиков, которые нужно вматывать вместе с проводником, и необходимость защиты их от механических нагрузок при работе трансформатора. Поэтому волоконно-оптические системы применяются при лабораторных опытах и для решения проблем конструкции при типовых испытаниях, а также лишь в исключительных случаях для контроля во время работы на месте установки [1]

Косвенные измерения температуры. Данные методы наиболее удобны на практике. Самый распространенный метод – измерение температуры верхних слоев масла $T_{\text{ВСМ}}$ датчиками, установленными наверху охладителя. Однако эта температура может существенно отличаться от температуры наиболее нагретых точек в обмотках $T_{\text{ННТ}}$ и только приближенно позволяет оценить перегрузочную способность трансформаторов.

Существенно большую достоверность дает применение модели нагрева в трансформаторе, которая связывает $T_{\text{ВСМ}}$ с $T_{\text{ННТ}}$ через значение тока нагрузки. Постоянные коэффициенты в модели определяются при испытаниях трансформаторов данного типа на нагрев с установкой датчиков внутри трансформатора.

1.3.3 Тепловизионный контроль

Эффективным и экономичным методом обследования состояния оборудования является тепловизионный контроль, имеющий наиболее быстрый возврат вложений (расходы оправдываются в 3 раза быстрее, чем при использовании метода визуального осмотра оборудования). Важной особенностью метода является возможность выявления дефектов на ранней стадии их развития.

При техническом диагностировании инфракрасными приборами в зависимости от перегретого узла можно определить причину поломки, таблица 1.4.

Таблица 1.4 – Виды повреждений трансформаторов при перегревах

Элемент конструкции, температура которого превышена	Возможное повреждение
Выводы открытых контактных соединений	Дефекты болтовых соединений аппаратных зажимов, опрессованных соединений спусков ошиновки и оконцевателей кабелей
Обмотки и их отдельные катушки	Ухудшение охлаждения, вызванное наличием застойных зон, уменьшением размеров охлаждающих каналов из-за разбухания и зашламливания изоляции.
Обмотки, их выводы и отпайки	Дефекты внутренних контактных соединений
Переключатели ответвлений	Дефекты контактной системы регулирования напряжения под нагрузкой в трансформаторах с выносными баками
Магнитопровод	Нарушение изоляции между листами, изоляции отдельных элементов магнитопровода, в т.ч. консоли, ярмовых балок, стяжных шпилек, прессирующих колец, бандажей, полубандажей, домкратов и т. п.
Системы заземления, стяжные болты, амортизаторы	Короткозамкнутые контуры, дополнительные точки заземления магнитопровода на бак
Система охлаждения	Снижение проходимости труб радиаторов, загрязнение внешней поверхности оребрения труб и межтрубного пространства, дефекты или отключения термосифонных и адсорбционных фильтров, электродвигателей вентиляторов системы обдува и маслонасосов
Бак трансформатора и расширителя	<ul style="list-style-type: none"> – Образование застойных зон вследствие конструктивных просчетов, смещения обмоток или разбухания их изоляции, что приводит к нарушению циркуляции масла в баке; – Наличие воздушных «пузырей» в верхней точке бака трансформатора и его составляющих, в том числе в коробе для установки встроенных трансформаторов тока и коробе выводов обмотки низкого напряжения; – Снижение уровня масла в баке регулирования напряжения и расширителе; – Нарушение сообщения между баком и расширителем, вызванные, к примеру, закрытием плоского крана, нагревы болтов разъема «колокола» из-за вытеснения магнитного потока рассеяния на бак
Вспомогательные устройства трансформатора	Витковые замыкания во встроенных трансформаторах тока из-за нарушения изоляции в месте контакта с комплектным экранированным токопроводом

1.3.4 Хроматографический анализ растворенных в масле газов (ХАРГ)

Выделение газов в масло является следствием возникновения и развития повреждений с разложением изоляции.

Обычно проводится анализ концентрации следующих растворенных в масле газов: водорода (H_2), метана (CH_4), этана (C_2H_6), этилена (C_2H_4), ацетилена (C_2H_2), оксида углерода (CO), диоксида углерода (CO_2), рисунок 1.2. По концентрации того или иного газа в масле можно судить, насколько сильно повреждение.

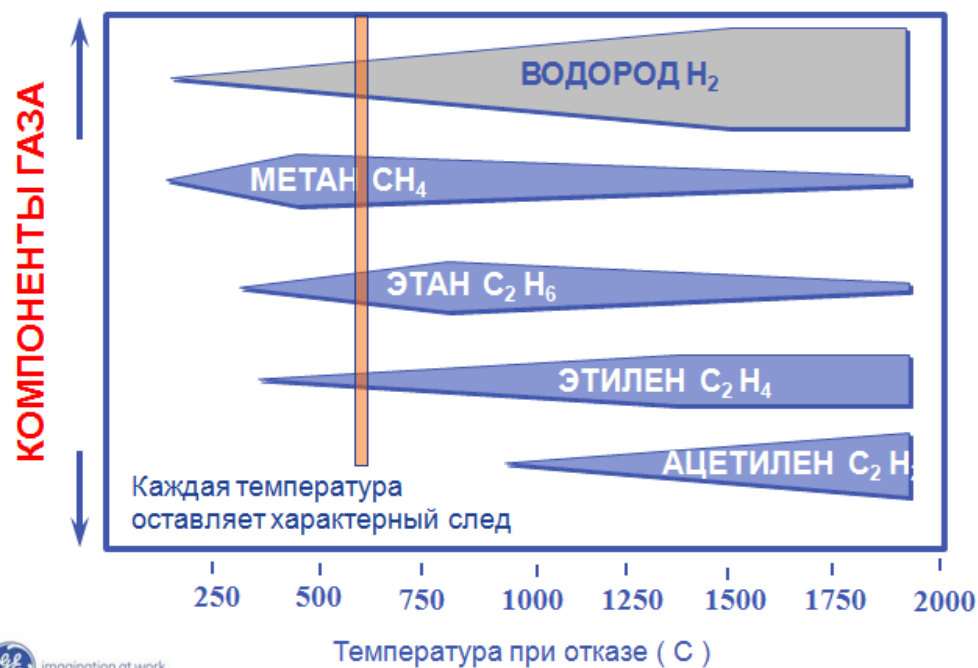


Рисунок 1.2 – Газы разложения электроизоляционного масла

Методика интерпретации результатов ХАРГ масла основывается на определении концентраций, отношений газов и скорости нарастания концентрации газов. Соотношения концентраций газов и соответствующие им дефекты представлены в таблице 1.5. Отношения газов рассчитываются если хоть один газ имеет концентрацию выше типичной или превышена скорость нарастания концентрации газа.

Таблица 1.5 – Признаки наличия дефектов в трансформаторе

Виды дефектов	Значение отношения газов		
	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6
PD – частичные разряды	НК	<0,1	<0,2
D1 – разряды низкой энергии	>1	0,1-0,5	>1
D2 – разряды высокой энергии	0,6-2,5	0,1-1,0	>2
T1 – термические дефекты до 300 °C	НК	>1*	<1
T2 – термические дефекты 300-700 °C	<0,1	>1	1,0-4,0
T3 – термические дефекты выше 700 °C	<0,2**	>1	>4

НК – незначительная концентрация газа
 * Кроме НК
 ** При росте C_2H_2 могут быть перегревы выше 1000 °C

Выявляемые по результатам ХАРГ масла дефекты:

- PD – частичное разряды. Разряды в заполненных газом полостях из-за недопитки, высокой влажности бумаги, перенасыщения масла газами или кавитации;
- D1 – разряды низкой энергии. Искрение или дуга между плохими соединениями по току, местами с плавающим потенциалом на экранирующие кольца, торы, соседние диски или проводники обмотки, разрывы паек или замкнутые контуры тока в сердечнике. Разряды между прессующими узлами, вводами и баком, между высоким напряжением и землей в обмотках или на бак; проводящие дорожки на деревянных деталях, в местах их склейки, на дистанционных прокладках; пробой в масле, последствия прерывания тока в избирателе РПН;
- D2 – разряды высокой энергии. Перекрытия, пробой или мощная дуга с высокой локальной концентрацией энергии. Короткие замыкания обмотки НН на корпус, соединения по току, на другие обмотки, вводы и бак, между медными шинами и баком, обмотками и сердечником, в масляных промежутках. Замкнутые контуры между соседними проводниками с общим магнитным полем, изолированными стяжными болтами сердечника, металлическими прессующими кольцами;
- T1 – термические дефекты при температуре ниже 300 °С. Последствия перегрузок трансформатора в аномальных режимах, закупорка или сужение на путях потока охлаждающего масла в обмотке, потоки рассеяния в демпфирующих балках ярма;
- T2 – термические дефекты при 300-700 °С. Дефекты контактов болтовых соединений по току (часто при алюминиевых шинах), скользящих контактов, контактов селектора РПН, соединений с кабелем и токоведущим стержнем вводов; циркуляция токов между ярмовыми балками и болтами, крепящими узлами и шихтованным сердечником, заземляющими соединениями, дефектными местами сварки или стяжки магнитных экранов; стирание изоляции между соседними параллельными проводниками в обмотках;
- T3 – термические дефекты при температуре выше 700 °С. Большие циркулирующие токи в баке и сердечнике, токи в стенках бака при наличии больших нескомпенсированных полей рассеяния, замыкания между пластинами стали в сердечнике.

Количество и скорость выделения не растворенных в масле газов также может указывать на наличие дефекта в трансформаторе. Газовое реле, реагируя на заполнение ловушки газом, сначала выдает сигнал о наличии быстро развивающегося дефекта, а при дальнейшем выделении газа отключает трансформатор.

Отбор пробы газа из реле после его срабатывания на сигнал, и проверка газа по методике ХАРГ позволяют четко выявить характер и опасность имеющегося дефекта. Также при этом легко определяется выделение воздуха из масла, связанное не с дефектами в трансформаторе, а с недостаточной дегазацией масла при заливке.

1.3.5 Химический анализ

Непосредственно оценить степень старения бумажной изоляции в трансформаторе позволяет выявление продуктов старения целлюлозы. Их количество определяет концентрация в масле фурановых соединений.

Концентрация фуранов – параметр, по которому можно определить степень деполимеризации DP. Их связь представлена в таблице 1.6. Главный вывод работы –

на основе контроля содержания фуранов можно организовать эффективный уход и влиять на срок службы трансформатора.

Таблица 1.6 – Оценка старения твердой изоляции по концентрации фуранов

Степень старения бумаги	Величина DP	Средняя концентрация фуранов, мг/кг	Контроль состояния	Возможность эксплуатации
Практически новая	Более 1000	Менее 1,84	-	Возможна
Слегка состарившаяся	601-999	1,84	Проба 1 раз в 2-3 года	Возможна
Средняя степень старения	401-600	5,52	Проба 2-3 раза в год	Пока еще возможна
Сильное старение	251-400	7,1	Отключение с обследованием	При возможности отключить
Очень сильное старение	151-250	Более 7,1	Отключение	Работа с риском повреждения
Крайняя степень старения	Менее 150	Более 7,1	Безусловное отключение	Потеря механической прочности

Влага в масле является одним из важнейших факторов, влияющим на изоляционные свойства бумажно-масляной изоляции. Поэтому при диагностике используют косвенный метод контроля увлажнения масла.

Относительная влажность однозначно связана с пробивной прочностью масла, с процессом влагообмена «масло-бумага». Измерения относительной влажности масла обычно производят тонкопленочным емкостным датчиком, погруженным в масло.

Очень важным условием, определяющим надежность оценки, является проведение измерения влажности одновременно с измерениями и расчетом температуры масла. Контроль влажности масла ведется прибором-определителем влаги в масле, отбираемом из верхних слоев масла и выливаемом в нижние слои. Непрерывно при этом измеряются $T_{всм}$ и $T_{нсм}$; измерения влагосодержания производится датчиком с пределами измерения $0-100 \cdot 10^{-6}$ отн. ед.

Для проверки установившегося равновесия влаги проводится от 10 до 40 измерений с интервалом в 2 минуты. Считается, что капиталовложения в такую систему контроля благодаря продлению срока службы трансформатора окупаются менее чем за год [1].

Непрерывное измерение влаги в масле трансформатора осуществляется во всех автоматизированных системах контроля состояния трансформаторов. Для измерения используется полупроводниковый датчик, который, так же, как и датчик газа в масле, монтируется на трубопроводе, ведущем от трансформатора к охладителю.

Современные датчики реагируют на абсолютное влагосодержание масла порядка нескольких миллионных долей.

1.3.6 Вибрационная диагностика

Повышение единичной мощности трансформаторов и мощности КЗ в растущих энергосистемах увеличило число случаев, когда при воздействии коротких замыканий недостаточная динамическая прочность обмоток приводила к их деформации.

Состояние трансформатора значительно ухудшается при снижении усилий прессовки обмоток и сердечника – возникающая при этом вибрация приводит к износу активной части трансформатора. Для поддержания усилий прессовки на приемлемом уровне осуществляется их контроль с помощью измерений вибрации трансформатора в работе.



Рисунок 1.3 – Витковое замыкание в обмотке трансформатора

Вибрация обмоток и сердечника измеряется акселерометрами, установленными в разных местах на стенке бака, в диапазоне частот 10-1000 Гц. Измерения под нагрузкой охватывают вибрации как сердечника, так и обмоток, на холостом ходу – только сердечника.

Преимущества измерения вибрации на поверхности бака в отличие от электродинамических или механических воздействий на обмотки – не требуется отключать трансформатор от сети и есть возможность определения нарушения прессовки не только в обмотках, но и в сердечнике.

1.3.7 Измерения частичных разрядов

Методом, самым чувствительным к дефектам электрического характера в изоляции трансформаторов, считается метод измерения частичных разрядов (ЧР). Метод широко применяется во всем мире как на отключенном оборудовании, так и на работающем.

Частичный разряд (ЧР) – это искровой разряд очень маленькой мощности, образующийся внутри изоляции, или на ее поверхности, в оборудовании среднего и высокого классов напряжения. С течением времени периодически повторяющиеся частичные разряды разрушают изоляцию, что приводит в конечном итоге к ее пробою. Обычно процесс разрушения изоляции частичными разрядами до утраты ею диэлектрических свойств может занимать многие месяцы или даже годы. Таким образом, регистрация частичных разрядов, оценка их мощности и повторяемости, а также локализация места их возникновения, позволяет своевременно выявить развивающиеся повреждения изоляции и принять необходимые меры для их устранения.



Рисунок 1.4 – Пробой изоляции вследствие развития ЧР

В изоляции активной части следует различать разряды, возникновение которых вызвано воздействием рабочего напряжения непосредственно в главной и продольной изоляции, и разряды, вызванные напряжением, которое индуктировано основным магнитным потоком или потоком рассеяния в замкнутых контурах, а также искрение, вызванное плавающим потенциалом [22].

Опыт эксплуатации показывает, что большая часть отказов трансформаторов из-за ЧР связана с нарушениями в изоляции обмоток, и во многих случаях эксплуатация трансформатора может быть продолжена, если идентифицирован источник разрядов.

Подробнее методы вибродиагностики и измерения частичных разрядов будут рассмотрены в следующих главах.

1.3.8 Сравнение методов обследования состояния трансформаторов

Для более точной и полной оценки состояния трансформаторов необходимо применять комплекс методов. Каждый из них позволяет выявить повреждение в определенных узлах и элементах, таблица 1.7. Их комплексное использование поможет получить достоверную информацию о состоянии системы.

Таблица 1.7 – Методы выявления повреждений в узлах трансформатора

Метод анализа состояния	Элемент системы					
	Твердая изоляция	Трансформаторное масло	Магнитная система	Обмотки	Вводы	Устройства РПН и контактной системы
Визуальный осмотр					+	+
Тепловизионное обследование			+		+	+
ХАГР	+		+		+	+
Примеси в масле	+	+	+		+	+
Хим. анализ	+	+	+		+	+
Наличие фуранов	+				+	
Влажность масла	+	+			+	+
Осциллограмма низковольтных импульсов				+		
Измерение частичных разрядов	+		+		+	+
Регистрация КЗ	+	+		+	+	

1.4 Понятие диагностирования и мониторинга

Согласно [11], под диагностированием понимается определение технического состояния объекта, т.е. соответствие его требованиям технической документации. Это может быть выражено в качественной (исправен/неисправен), либо в количественной форме.

Мониторинг – контроль с заданной степенью регулярности.

Процессом диагностирования является некоторый набор правил (алгоритм), который может быть реализован в виде компьютерной программы обнаружения дефекта, уточнения его вида и места. Подобные программы могут быть достаточно сложными и эффективными. Системой технического диагностирования является совокупность ТС, средств и исполнителей, осуществляющая диагностирование по правилам, установленным в технической документации.

Различают функциональное и тестовое диагностирование. Функциональное диагностирование – это диагностирование, осуществляемое во время функционирования объекта, на который поступают только рабочие воздействия. Тестовое диагностирование – это диагностирование, при котором на объект подаются специально сформированные системой диагностирования тестовые сигналы. Этот вид диагностирования широко применяется при изготовлении ТС, во время ремонта и при хранении.

Главной задачей диагностирования является определение ресурса работоспособности ТС, т.е. понять, можно ли эксплуатировать ТС дальше и, если можно, то в каком объеме. Единицами измерения этого количества могут быть часы (дни, годы), километры, число пусков и т.д.

Отмечается, что если бы не применялось диагностирование оборудования, то следовало бы ожидать увеличения числа отказов до 10-20 %, вместо 1 % и менее, как это наблюдается в настоящее время.

Процесс диагностирования, как правило, представляет собой несколько этапов, трудоемкость и время проведения которых последовательно увеличиваются. Если на одном из ранних этапов невозможно получить достоверную информацию о состоянии трансформатора, то переходят к следующему, более сложному, диагностированию, пока не удастся получить однозначный результат о исправности. На его основе уже будет принято решение, можно ли продолжать эксплуатацию технического средства или же необходим его ремонт или замена. [19]

1.5 Актуальность применения мониторинга

Существует множество методов диагностирования состояния силовых трансформаторов, которые позволяют выявлять различные дефекты и поломки. Но диагностические обследования являются периодическими, поэтому не всегда позволяют выявлять повреждения на ранних стадиях их развития. В настоящее время системами непрерывного контроля (мониторинга), как правило, оснащаются трансформаторы больших напряжений и мощностей (свыше 100 МВ·А). А трансформаторы 10-63 МВ·А напряжением 110–220/10 кВ практически не снабжаются данными средствами. Поэтому актуальным направлением является адаптация для данных

трансформаторов существующих средств мониторинга, которые используются на более мощном оборудовании.

Задачи исследования

1 Анализ основных повреждений силовых трансформаторов, их классификация в зависимости от частоты и мест возникновения.

2 Рассмотрение основных методов выявления повреждений в трансформаторах и современных средств мониторинга и диагностирования с указанием видов дефектов, которые могут быть выявлены данными методами.

3 Разработка системы трансформаторов мощностью 10-63 МВ·А напряжением 110/10 кВ с применением методов частичных разрядов и вибрационной диагностики на основе существующих систем мониторинга трансформаторов больших мощностей.

4 Оценка технико-экономического эффекта от применения этих систем и целесообразность их внедрения.

2 ОБЗОР МЕТОДОВ ВИБРОДИАГНОСТИКИ И ЧАСТИЧНЫХ РАЗРЯДОВ

2.1 Вибрационная диагностика трансформаторов

Вибрация – это механические колебания контролируемой точки агрегата относительно среднего (нейтрального) положения. Вибрация свойственна всем работающим механизмам. Вибрация – один из наиболее информативных и обобщенных параметров, который может быть применен для оценки текущего технического состояния оборудования без его остановки или отключения.

Развитие неисправностей в электрических машинах сопровождается изменением динамических процессов, происходят качественные и количественные изменения сил, оказывающих воздействие на детали машин. В результате изменяется как сам уровень механических колебаний, так и их форма.

2.1.1 Причины возникновения вибраций в трансформаторах

В существенной степени уровень вибраций зависит от величины электромагнитной нагрузки и габаритных размеров трансформатора. Вибрации представляют собой тональные колебания на частотах от 100 Гц, которые воспринимаются ухом человека в форме шумов, так называемого «гудения» трансформаторов. Причиной возникновения вибраций в сердечнике является магнитострикция.

Магнитострикция – явление деформации кристаллической решетки магнитного материала при его намагничивании. Сначала происходит смещение границ кристаллов материала в процессе возрастания индукции, а затем их вращение, что ведет к изменению линейных размеров стали, рисунок 2.1 [6].



Рисунок 2.1 – Удлинение ферромагнитного стержня под действием электрического поля

Индукция в магнитной системы трансформаторов достигает максимума дважды за один период частоты переменного тока при перемагничивании, что соответствует двукратному изменению длины листов стали магнитной системы. Следствием этого являются колебания магнитной системы с двойной частотой переменного электрического тока. Если бы листы стали, из которых набран сердечник, испытывали бы растяжения прямо пропорционально квадрату магнитной индукции, то магнитоэлектрические колебания обладали бы одной устойчивой частотой, равной 100 Гц для сетевых 50 Гц. Однако на деле эта зависимость не прямо пропорциональна, и колебания, а за ними и вибрация бака, выдают шум с высшими гармониками.

2.1.2 Вибрации магнитной системы трансформатора

Фактическое значение магнитоэлектрической стали, применяемой для магнитных систем трансформаторов, изменяется в широких пределах, в зависимости от марки стали, изготовителя и других факторов.

Трансформаторный сердечник может также попасть в резонанс с колебаниями от магнитоэлектрической, да еще и с гармониками вибраций в магнитопроводе. Если магнитопровод или детали трансформатора угодят в резонанс с данными гармониками, то диапазон шума с ярко выраженными пиками охватит кратные гармоники удвоенной сетевой частоты.

На магнитную систему трансформатора воздействуют не только магнитоэлектрические силы. Проявление сил магнитной природы наиболее ярко выражено на стыках соединения пакетов стали. Из-за недостаточно плотной стыковки, между листами стали образуются масляные или воздушные зазоры, по которым из листа в лист вынужден перетекать магнитный поток. Это сопровождается возникновением поперечных сил, стремящимся изогнуть листы, что показано на рисунке 2.2. Листы стали на участках, соседствующих с зазорами, перенасыщаются, а это также ведет с увеличению магнитоэлектрических сил.

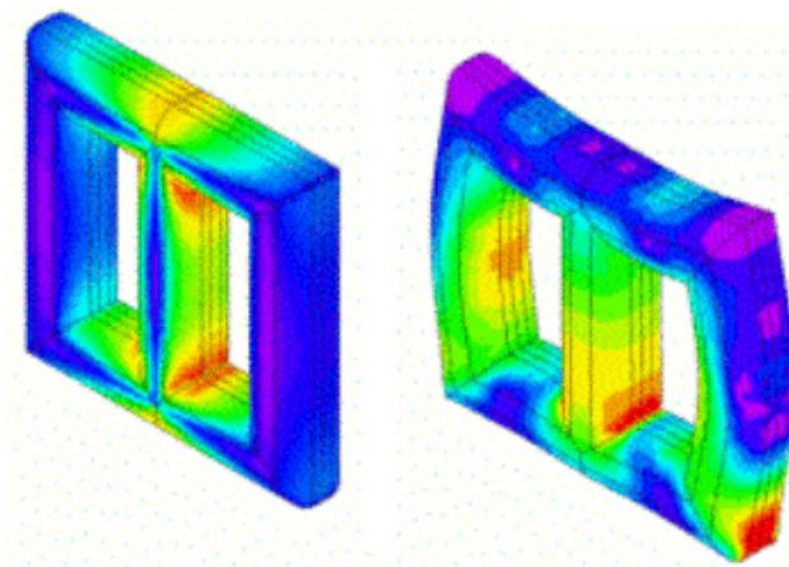


Рисунок 2.2 – Магнитоэлектрическая деформация сердечника

Экспериментально подтверждено, что гармоники вибраций магнитопровода особо ярко выражены при высоких значениях магнитной индукции, когда происходит переход нелинейного участка кривой намагничивания при наличии обилия гармоник магнитострикционных вибраций.

Уровни вибрации и шума трансформатора зависят от характера распределения магнитных потоков по сечению сердечника.

Предпосылкой к повышению вибрации и шума является достижение индукции в углах шихтованных рамных магнитных систем значения, равного удвоенному номинальному.

Повышенное содержание третьей гармоники шума – характерная особенность трехфазных магнитных систем. Это связано с наличием третьей гармоники индуктивной составляющей и сдвигом фаз колебаний отдельных стержней. В симметричных трехфазных магнитных системах третья гармоника индукции может достигать значения до 40% основной гармоники.

Для снижения уровня шума выполняется сборка магнитных пакетов с косым стыком. Это дает снижение уровня шума на 3 дБ, по сравнению с прямым стыком листов магнитопровода. При косом стыке достигается наилучшее распределение магнитного потока, и, соответственно, снижение значения магнитострикции.

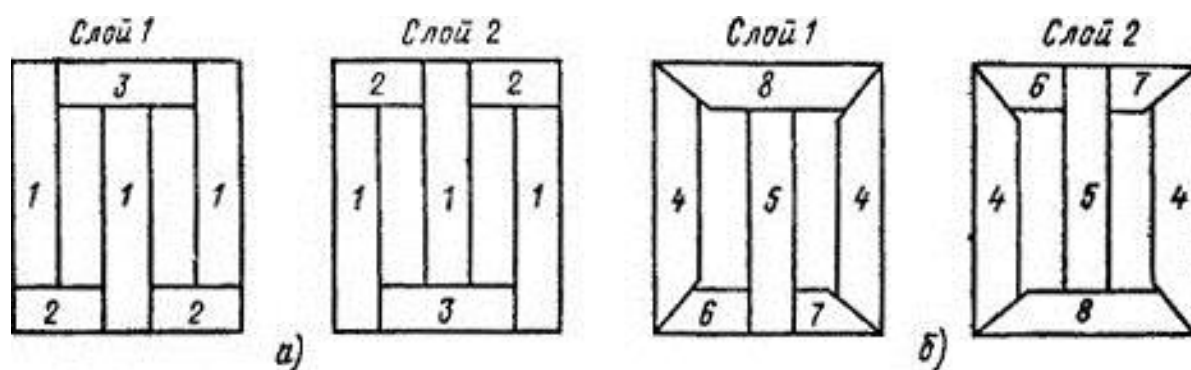


Рисунок 2.3 – Схема шихтовки магнитопровода:
а) с прямым стыком; б) с косым стыком в четырех углах

Также вибрационные процессы в магнитопроводе трансформатора связаны непосредственно с величиной магнитного потока намагничивающей обмотки. При увеличении тока намагничивания магнитный поток будет возрастать. Как следствие – рост потерь в стали сердечника и усиление вибраций.

Вибрация распрессованного магнитопровода силового трансформатора включает в себя две составляющие. Это, в первую очередь, вибрационные процессы от эффекта магнитострикции, примерно пропорциональные связанные с величиной индукции магнитного поля. Эта составляющая всегда присутствует в магнитопроводе, пусть даже он запрессован идеально. Частота вибрации, возникающая от этой составляющей, обычно равняется частоте электромагнитной силы в трансформаторе, равной 100 Гц, что соответствует удвоенной промышленной частоте, равной удвоенной промышленной частоте, т. е. 100 Гц.

Вторая составляющая вибрации нелинейно связана с величиной магнитного потока и возникает только в распрессованном магнитопроводе. Это обусловлено тем,

что распрессованные элементы имеют различную жесткость и различное взаимное удаление, поэтому они вовлекаются в вибрационные процессы постепенно, по мере роста магнитного потока. Для появления этих сил необходимо, чтобы усилие взаимного тяжения между элементами магнитопровода, например, листами электро-технической стали, достигли значений, достаточных для взаимного соударения и появления дополнительной, обычно высокочастотной, составляющей вибрации на поверхности бака трансформатора. Спектр гармоник от таких вибраций обычно представляется набором нечетных гармоник.

2.1.3 Вибрации обмоток

При протекании по виткам обмотки в режиме нагрузки переменного тока между ними возникают силы взаимного притяжения. Под их воздействием проводники начинают вибрировать, генерируя звуковые волны, которые воспринимаются человеком в качестве шумов.

При оценке технического состояния силового трансформатора уделять качеству прессовки обмоток следует особое внимание. Этот параметр определяет динамическую механическую устойчивость обмотки, особенно в переходных режимах, например, при протекании через трансформатор токов короткого замыкания (от нагрузки). Ослабление прессовки обмотки может привести к необратимому взаимному смещению отдельных витков и даже слоев обмотки. Итогом таких изменений может явиться снижение изоляционной прочности и выход трансформатора из строя.

Кроме того, обмотка испытывает воздействия сил, вызванных протекающим в ней током и магнитным потоком рассеяния. Эти силы действуют как в поперечном, так и, особенно, в продольном по отношению к обмотке направлениях.

По сути, обмотка трансформатора представляет собой многовитковую катушку с параллельными друг другу витками. Ток по этим виткам протекает в одном направлении, рисунок 2.4.

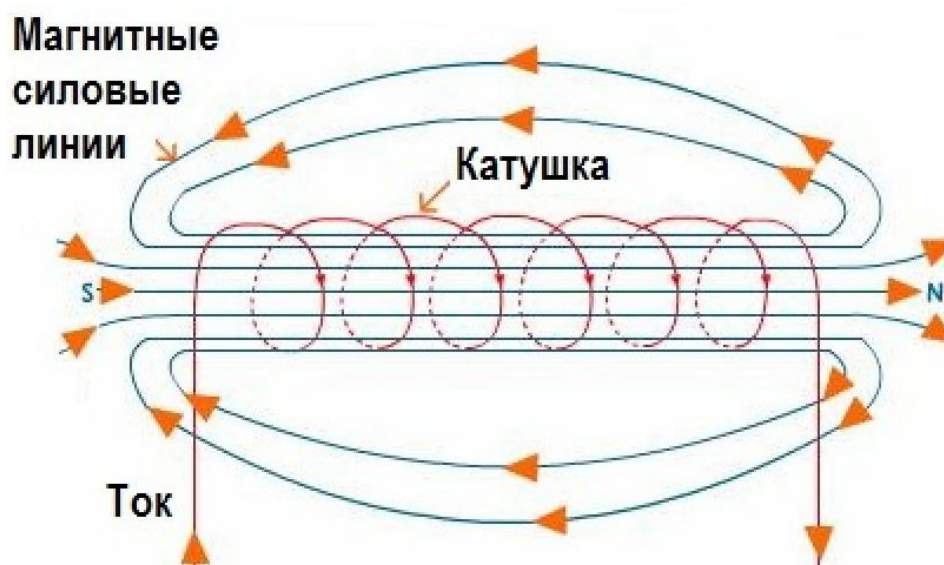


Рисунок 2.4 – Силовые линии магнитного поля и тока в витках катушки

Взаимодействие проводников, по которым протекает ток, описывается законом Ампера:

$$F_A = I \cdot B \cdot l \cdot \sin \alpha,$$

где: I – ток в проводнике;

B – магнитная индукция, действующая на проводник;

l – длина элементарного проводника;

α – угол между направлением тока и вектором магнитной индукции.

Направление силы Ампера находят по правилу левой руки: пальцы по току, вектор магнитной индукции (определяется правилом буравчика) входит в ладонь, отведенный на 90° большой палец покажет направление силы Ампера. Таким образом по рисунку 2.5 видно, что при протекании по параллельным проводникам тока одного направления они притягиваются, а при протекании токов разных направлений – отталкиваются.

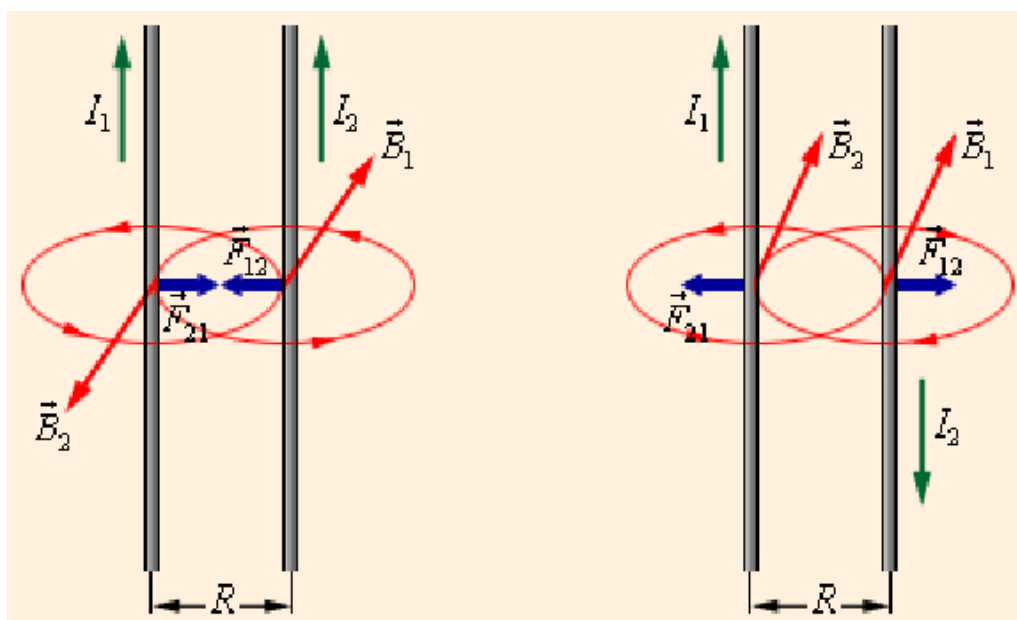


Рисунок 2.5 – Взаимодействие параллельных проводников с током

Возникающие при протекании тока электродинамические силы стремятся сжать катушку по высоте и толщине и увеличить ее диаметр.

Таким образом в течение одного периода промышленной частоты обмотки дважды «сжимает» (при нарастании амплитуды тока) и «отпускает» (при прохождении тока через нуль), создаются легкие пульсирующие вибрации. Генерирующими звук поверхностями здесь являются торцевые части обмоток, прессующие кольца, ярмовые балки, детали крепления.

При нормальных эксплуатационных условиях электродинамические силы, как правило, малы и не вызывают каких-либо деформаций. Но при КЗ ток резко возрастает, сила притяжения увеличивается, что может привести к деформации и распрессовке обмоток. [2]

Шумы, возникающие при значениях магнитной индукции 1,5-1,7 Тл незначительны, по сравнению с шумами магнитной системы. Поэтому до настоящего времени им не уделялось достаточно внимания. При снижении индуктивности снижаются потери холостого хода, что может оказаться экономически целесообразным. На сегодняшний день при создании малошумных трансформаторов применяют методы снижения индуктивности, при этом пропадает необходимость установки внешних устройств шумоподавления. Однако, при индукции порядка 1,4 Тл у мощных трансформаторов начинает преобладать шум, создаваемый обмотками.

Установлено, что уровень шума, который генерируют обмотки, зависит от тока нагрузки. К примеру, при снижении тока до 70% от номинального, наблюдается уменьшение уровня шума трансформатора приблизительно на 6 дБ, по сравнению с шумом, генерируемом при номинальном токе.

Частотный спектр звука обмотки при синусоидальном токе содержит почти исключительно кратную промышленной частоте гармонику (100 Гц для сети 50 Гц), в отличие от звука магнитной системы, который содержит большие дополнительные составляющие звука – гармоники от 2-й до 5-й двойной промышленной частоты.

Уровень шума трансформатора изменяется на 3 дБ при изменении индукции на 10%. Это соотношение характерно для основной гармоники шума трансформатора. Высшие гармоники (3-я и 5-я) при снижении индукции уменьшаются быстрее: на 4-5 дБ при снижении индукции на 10 %, что связано с улучшением синусоидальности индукции в отдельных участках магнитной системы.

2.1.4 Вибрации бака трансформатора

С физической точки зрения вибрация на поверхности бака мощного трансформатора качественно и количественно хорошо коррелируется с состоянием прессовки обмотки и магнитопровода. Изменение степени прессовки в процессе эксплуатации приводит к изменению общей вибрационной картины, усилению вибрации, изменению ее частоты, появлению модулированных колебаний.

Стенки бака обычно повышают уровень звука источника вибраций, т.е. активной части трансформатора, как за счет увеличения поверхности звукового излучения, так и за счет резонанса стенок бака.

Передача вибрационной энергии от активной части к стенкам бака происходит через опоры, либо другие механические элементы, а также через масло. Из соображений механической прочности стенки баков обычно укрепляют ребрами жесткости.

2.1.5 Вибрационные характеристики

Существует несколько видов вибрационных характеристик, по которым контролируется техническое состояние трансформаторов [10]:

Виброперемещение, [мкм] – показывает максимальные границы перемещения контролируемой точки и характеризуется обычно двойной амплитудой и показывает перемещение от одного крайнего положения до другого, противоположного.

Виброскорость, [мм/с] – показывает максимальную скорость перемещения контролируемой точки в процессе ее прецессии. В практике измеряется обычно не максимальное значение виброскорости, а ее среднеквадратичное значение СКЗ.

Виброускорение, [м/с²] – характеризует то силовое воздействие в агрегате, которое вызвало данную вибрацию.

Несмотря на то, что для силовых трансформаторов отсутствует нормирование по ГОСТ, но на основе опыта работы установили, что прессовку обмоток и магнитопровода можно считать приемлемой, если параметры вибрации не превышают следующих значений:

- виброперемещение – 100 мкм;
- виброскорость – 10 мм/с;
- виброускорение – 10 м/с².

При вибродиагностике магнитопровода необходимо учитывать, что при работе трансформатора в режиме холостого хода возникает только поток намагничивания, и при ослаблении прессовки может возникнуть так называемое «хлопанье» – вибрации листов пакета. При подключении нагрузки к трансформатору образуется поток рассеяния, который стремится «спрессовать» пакет, тем самым «хлопанье», вызванное потоком намагничивания, уменьшается. Под воздействием указанных потоков магнитного поля, в зависимости от состояния прессовки пакетов, возникает вибрация как в поперечном, так и в продольном направлении, т.е. вдоль пластин пакета в ярах и сердечниках.

2.1.6 Измерение общего уровня вибраций на стенке бака трансформаторов

Данный метод достаточно прост в реализации и проводится с помощью любого виброметра, способного измерять виброскорость, виброускорение или СКЗ виброперемещения. Несмотря на простоту реализации, данный метод достаточно трудоемок, так как предусматривает проведение серии последовательных измерений более, чем в 50-80 точках измерений и графические построения. Перед началом измерений весь бак трансформатора размечается по высоте – на несколько уровней и на секторы – по периметру. Каждую «ячейку» бака нумеруют и последовательно проводят серию измерений выбранного параметра вибрации на каждом уровне с последовательным обходом «ячеек» по периметру.

Результаты вибрационного обследования сводятся в таблицу и по полученным значениям строят эпюру среднеквадратичных значений виброперемещений поверхности бака. Эпюры, как правило, очень наглядны и хорошо показывают зоны повышенной вибрации на поверхности бака трансформатора. Такое обследование может выявить «проблемные зоны» на поверхности бака трансформатора, но ничего не может сказать о причинах увеличения вибраций. Пример эпюры представлен на рисунке 2.6.

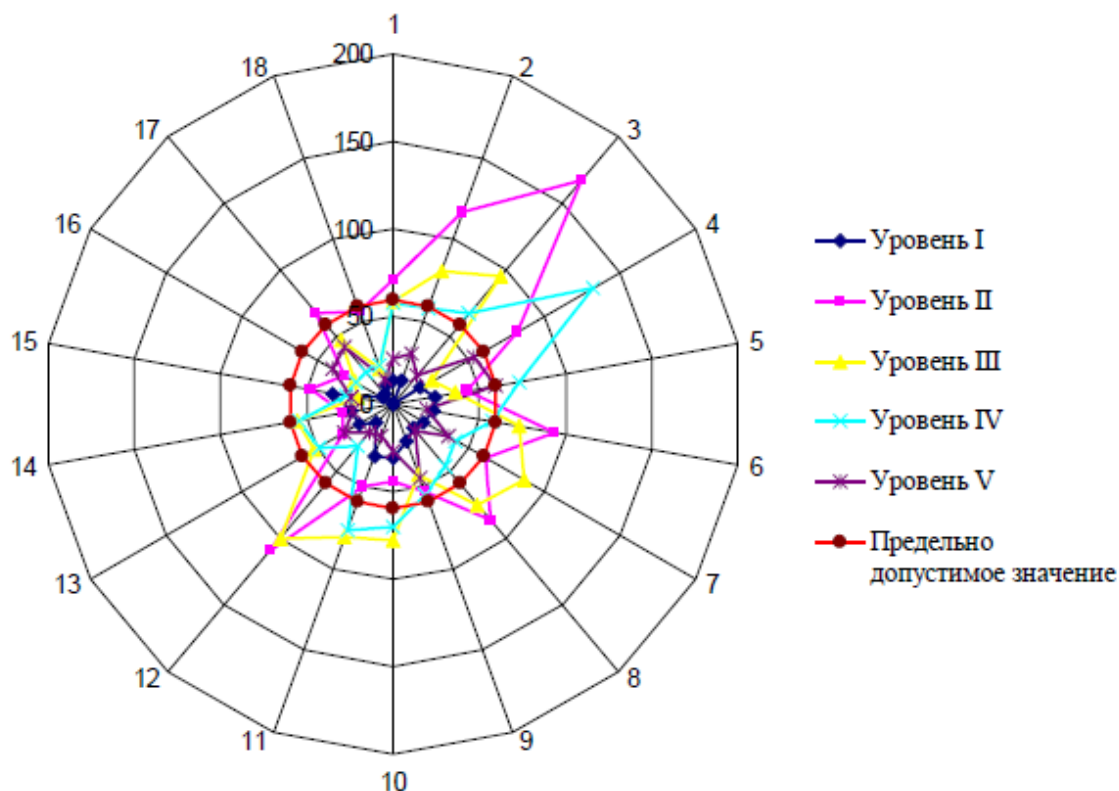


Рисунок 2.6 – Эпюра среднеквадратического значения перемещений поверхности бака

Как показывает практика, наиболее частыми причинами возникновения вибраций бака являются вибрации от элементов системы охлаждения (маслонасосы, вентиляторы обдува), повышенные вибрации обмоток и сердечника трансформатора, которые передаются на бак через масло, а также резонансные явления. Недостатком данного метода является то, что нельзя однозначно определить источник повышенных вибраций.

2.1.7 Частотный метод диагностики

Методика частотного метода контроля базируется на определении частотных характеристик активной части трансформатора по ее вибрационной реакции на импульсное механическое воздействие небольшого уровня, порядка 3-5 кДж. Импульсное механическое воздействие осуществляется по наиболее жесткой части корпуса трансформатора и исключает любые повреждения конструкции.

Определение усилия прессовки производится по изменению частоты (частот) колебаний механической системы прессовки обмоток. При уменьшении усилия прессования происходит смещение частоты максимума спектральной плотности (ЧМСП) в область низких частот, а при увеличении усилия прессования, смещение ЧМСП в область более высоких частот. Все измерения производятся при отключенном от сети трансформаторе, поэтому данный метод является именно диагностическим. На вводы предварительно расшинованного трансформатора производится установка необходимых датчиков.

Осуществляется нагружение трансформатора импульсными механическими воздействиями (ударами) с одновременной регистрацией напряжения, наведенного в обмотках. Сигналы напряжения, наведенные в обмотках трансформатора, подвергаются обработке с целью получения оценок спектральных плотностей мощности (СПМ).

Колебания системы прессовки обмоток оцениваются на основании измерений временных реализаций процессов напряжения, наведенного в обмотках, при импульсном механическом воздействии.

Определение величины смещения частоты максимумов спектральной плотности (ЧМСП) активной части трансформатора производится относительно ее предыдущих измерений на данном экземпляре трансформатора. При первом измерении, которое будем называть эталонным, усилие прессовки обмоток должно быть известно. Эталонные измерения производятся на новом трансформаторе или после его капитального ремонта, или после подпрессовки обмоток, рисунок 2.7.

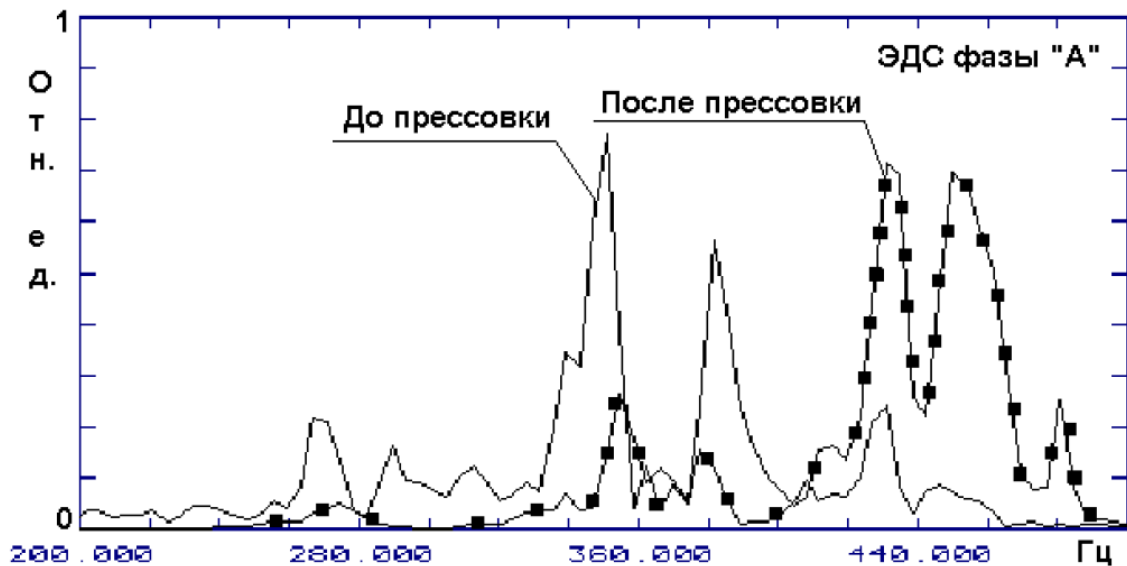


Рисунок 2.7 – Оценка спектральной плотности мощности напряжения, наведенного в обмотке трансформатора при различных усилиях прессовки

Результаты измерений процессов виброускорений с пьезоакселерометров, получаемые в процессе работ по данной методике, позволяют не только оценить состояние плотности сборки магнитопровода, но и выявить в конструкции трансформатора плохо закрепленные соединения [10].

Наличие незакрепленных элементов конструкции оценивается по вибрационным процессам, зарегистрированным на днище трансформатора с помощью пьезоакселерометров. В случае присутствия в исследуемой конструкции незакрепленных элементов реализации вибрационных процессов, как правило, характеризуются наличием виброударных проявлений в виде высокочастотных «всплесков». На рисунке 2.8 приведено сравнение частотных характеристик трансформатора с раскрепленным и закрепленным шунтом соответственно.

При необходимости, для получения более точных данных по качеству закрепления магнитных шунтов на внутренней стенке бака трансформатора, рекомендуется размещать пьезоакселерометры в районе мест установки шунтов.

Целесообразно, чтобы расстояние между местом размещения пьезоакселерометра и местом нанесения воздействия, составляло не менее 1...1.5м.

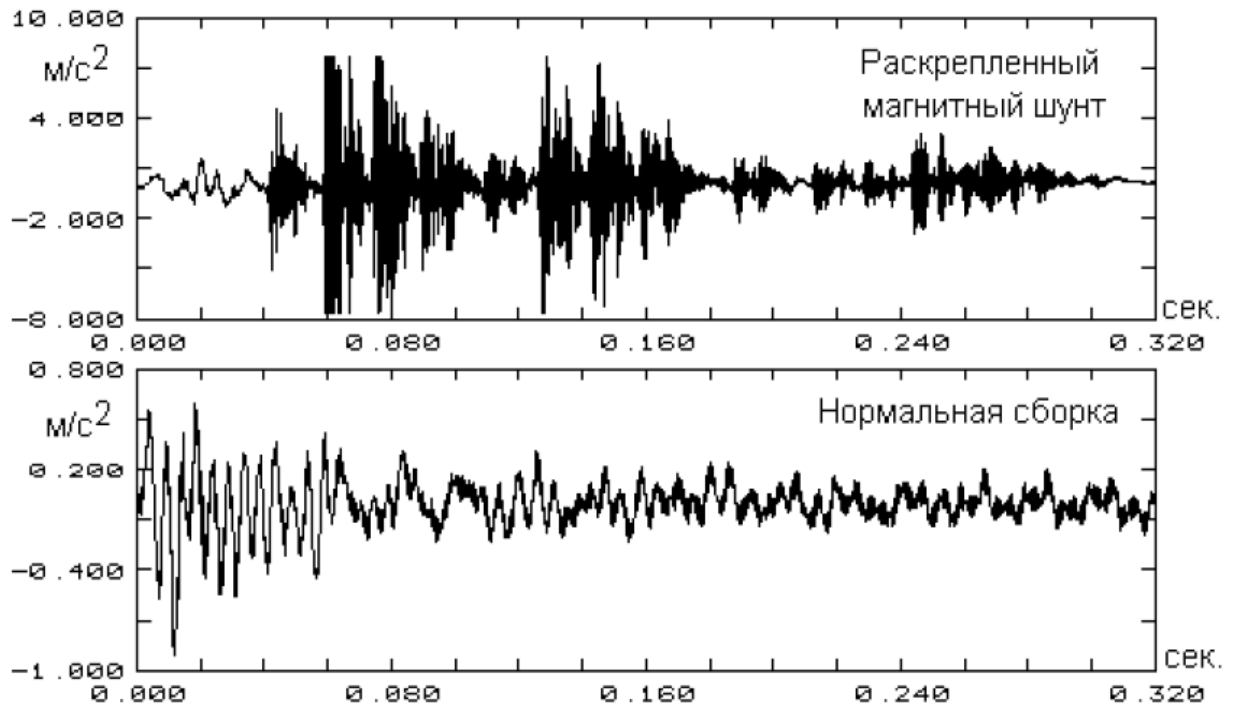


Рисунок 2.8 – Форма вибрационных процессов, зарегистрированных на днище трансформатора при раскрепленном шунте и при нормальной сборке

2.1.8 Спектральный метод контроля

При снижении усилия прессовки обмоток и магнитопровода обычно происходит увеличение и общего уровня вибрации трансформатора и изменение спектрального состава вибросигналов. Это возникает за счет того, что обмотки и сердечник перестают работать как единые элементы. Силы внутреннего взаимодействия между элементами в них начинают превышать внешние усилия прессовки. В обмотке это приводит к соударению и трению витков друг о друга, в магнитопроводе в основном возникают соударения.

Вибросигналы являются сложными по форме. Помимо полезной информации они могут содержать шумы и помехи. Поэтому для уменьшения объема обрабатываемой информации исходный вибросигнал преобразуется из временной области в частотную, где представляется совокупностью гармоник, различающихся частотой и амплитудой.

Спектры вибросигналов, зарегистрированных на поверхности бака трансформатора, имеют в своем составе от двух до 7-10 информативных гармоник. Наиболее информативная часть спектров находится в диапазоне от 100 до 700 Гц.

Вибрации, источниками которых являются маслонасосы и вентиляторы системы охлаждения имеют частотный диапазон до 100 Гц. На данном диапазоне могут наблюдаться всплески, вызванные резонансами с элементами конструкции бака. Колебания ниже 100 Гц не несут значительной информации о состоянии магнитопровода и обмоток. Колебания свыше 700 Гц сильно затухают в масле, поэтому также являются диагностически неэффективными.

Теоретический, идеальный, спектр виброскорости, зарегистрированный на поверхности бака трансформатора, находящегося в хорошем состоянии, должен содержать в себе только три спектральных пика. Первый, пик, имеющий частоту 100 Гц, присутствует всегда и есть результат действия электромагнитных сил, вызван эффектами магнитострикции в магнитопроводе и электродинамическими процессами в обмотке, пропорционален удвоенной частоте сети. Два других являются третьей и пятой гармоникой основного сигнала и имеют частоты 300 и 500 Гц. Они появляются в спектре вследствие влияния насыщения ферромагнитного сердечника трансформатора. У трансформатора с идеальной прессовкой активных материалов других гармоник, в принципе, быть не должно.

Но в реальных трансформаторах могут присутствовать гармоники в диапазоне до 700 Гц, которые проблематично систематизировать. У одного и того же трансформатора с трудом удастся найти хотя бы две точки с примерно одинаковой спектральной картиной. Здесь сказываются различия между трансформаторами, различная жесткость корпуса бака в местах измерения, разница сторон ВН и НН, разница внутренней и внешней фазы сердечника, наличие РПН и т.д. Также нужно учитывать, что замеры вибрации в одной и той же точке трансформатора на холостом ходу и под нагрузкой будут различны. При переходе от холостого хода к режиму нагрузки общий уровень вибрации бака трансформатора обычно значительно уменьшается, до 40 %.

2.2 Частичные разряды

2.2.1 Причины возникновения частичных разрядов в изоляции

Частичный разряд представляет собой локальный лавинный разряд в газовой поре диэлектрика или пробой малых объемов твердого или жидкого диэлектрика. Разряды, возникающие в газовых включениях диэлектриков, возникают при меньших напряжениях, чем в жидких или твердых компонентах изоляции, а, следовательно, представляют большую опасность.

Обычно принимаются специальные меры при изготовлении изоляции высоковольтного оборудования, чтобы избежать появления газовых включений. Но, к сожалению, полностью этого недостатка избежать нельзя из-за несовершенства процессов сушки и пропитки. Также возможно выделение газов при разложении материалов из-за местных перегревов, появление микротрещин при транспортировке и в эксплуатации.

Для описания процессов, происходящих в газовых включениях изоляции и выявления закономерностей используют эквивалентную схему замещения, которая

представлена на рисунке 2.9 [4]. На данной схеме введены следующие обозначения: C_B – емкость газового включения; $C_б$ – емкость участка изоляции, расположенного последовательно с газовым включением, C_A – емкость остальной части изоляции, R – сопротивление канала ЧР в газовом включении. Имитация пробоя газового включения представлена на схеме искровым разрядником ИР.

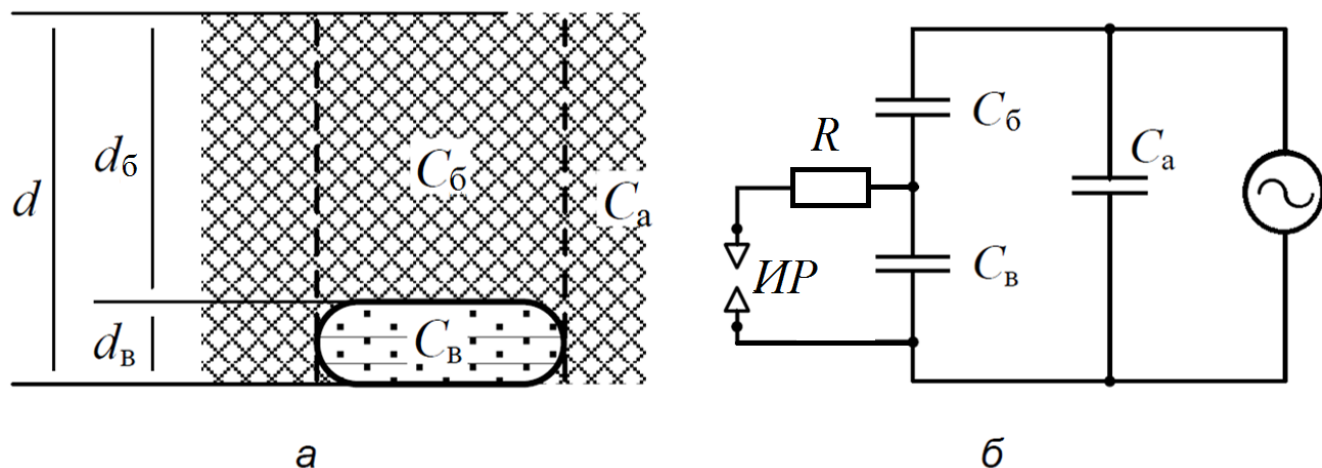


Рисунок 2.9 – Структурная схема изоляции с газовым включением (а) и схема ее замещения (б)

Диэлектрическая проницаемость твердой части изолятора в значительной степени превышает диэлектрическую проницаемость газа, поэтому напряженность электрического поля в газовом включении превышает напряженность поля в остальном диэлектрике.

Критичным параметром является высота включения d_B , так как её увеличение ведет к росту мощности ЧР и последующему пробоему диэлектрика.

Возникновение частичных разрядов во включении становится возможным при напряжении зажигания разряда $U_{ВЗ}$. При пробое напряжение на газовом включении падает не до нуля, а до определенного значения – напряжения погасания заряда $U_{ВП}$. Величина напряжения погасания колеблется в широких пределах и может составлять 0,1-0,9 $U_{ВЗ}$.

Приложенное к изоляции напряжение U , при котором произойдет возникновение частичных разрядов, можно определить из соотношения:

$$U = U_{ВЗ} \frac{C_б + C_B}{C_б}$$

Рассмотрим развитие ЧР во времени. На изоляцию воздействует синусоидальное напряжение u , амплитуда которого $U_{max} > U_{ВЗ}$. До момента времени t_1 разряды отсутствуют. В момент t_1 , когда мгновенное значение приложенного напряжения u достигает величины напряжения пробоя $U_{ВЗ}$, возникает первый разряд. При этом емкость C_B окажется зашунтированной сопротивлением канала разряда R , а напряжение на этой емкости будет снижаться. Время снижения напряжения на включе-

нии составляет порядка $10^{-7} - 10^{-8}$ с, поэтому можно считать, что этот процесс происходит мгновенно. Когда это напряжение снизится до значения $U_{ВП}$, разряд гаснет. После погасания разряда, момент t_2 , напряжение на включении начинает нарастать от значения по кривой, соответствующей изменению приложенного напряжения, смещенной по вертикали на значение постоянной составляющей, возникшей в результате появления зарядов на поверхности включения. Когда напряжение на емкости C_B вновь достигает значения $U_{ВЗ}$, процесс повторяется, рисунок 2.10.

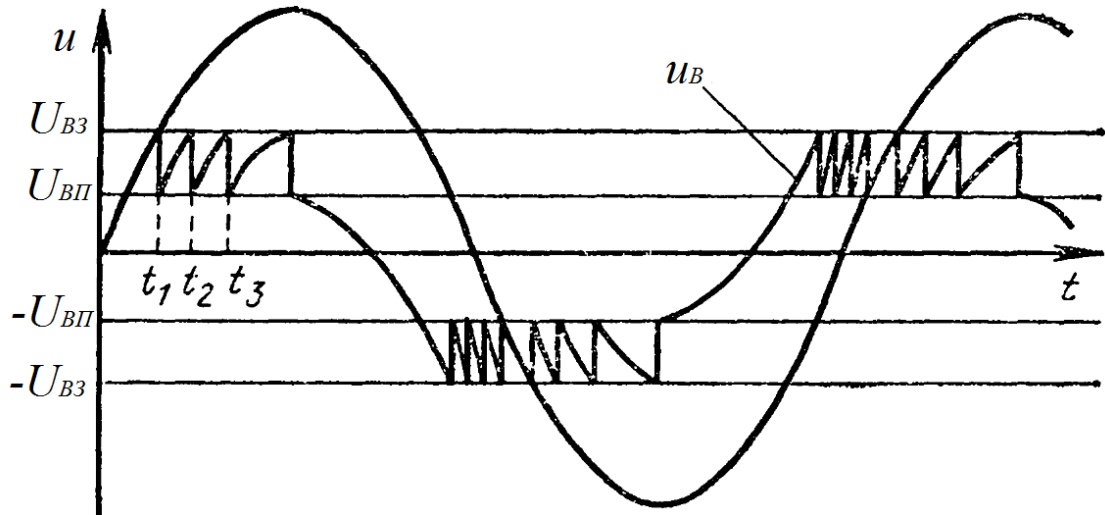


Рисунок 2.10 – Изменение напряжения u_B на газовом включении при частичных разрядах

Каждый разряд оказывает негативное воздействие на диэлектрик за счет образования активных радикалов, излучения и повышенной температуры. Поскольку ЧР обычно возникают на каждом полупериоде синусоидального напряжения, с течением времени их разрушающее действие может нарастать. Это ведет к постепенному разложению материала диэлектрика, появлению проводящих частиц (обуглероживанию), и, в конце концов, к разрушению изолятора.

О месте возникновения дефекта, который сопровождается возникновением частичных разрядов, можно судить по величине кажущегося заряда, таблица 2.1. Под кажущимся зарядом импульса ЧР понимают такой заряд, который, будучи мгновенно введенным между выводами испытуемого объекта, вызовет такое же мгновенное изменение напряжения между его выводами, как реальный ЧР. Кажущийся заряд количественно не равен заряду, который протекает в области разряда.

Возникновение ЧР всегда свидетельствует о местной неоднородности диэлектрика. В связи с этим регистрация характеристик ЧР позволяет оценивать качество изготовления той или иной изоляционной конструкции и выявить местные дефекты, которые практически невозможно определить обычными испытаниями высоким напряжением или измерениями каких-либо интегральных характеристик изоляции (тангенс угла диэлектрических потерь, сопротивление изоляции и т.д.).

Таблица 2.1 – Классификация ЧР по величине кажущегося заряда

	Начальные (различаются по механизму возникновения)		Критические
	I	II	
Величина кажущегося заряда, Кл	10^{-14} – 10^{-11}	10^{-12} – 10^{-11}	более 10^{-10}
Напряжение возникновения, кВ/мм	15–20	15–45	45–100
Особенности	Сопровождается слабым разрушением диэлектрика	Являются причиной разрушения диэлектрика	Интенсивное разрушение изоляции, резко сокращает срок ее службы
Типичные места возникновения	Масляные прослойки между электродом и прилегающим слоем бумаги у острых кромок	Прослойки жидкого диэлектрика между листами бумаги	Масляные каналы, скользящие разряды по поверхности твердой изоляции

2.2.2 Зависимость интенсивности и мощности разряда от размеров газового включения

С течением времени газовые включения в изоляции принимают вид каверн – разветвленных древовидных трещин в диэлектрике, рисунок 2.11 а. Возрастание начального напряжения ионизации является следствием увеличения пробивного промежутка d_v . Следовательно, импульсы напряжения и тока будут иметь большую амплитуду, а мощность ЧР возрастет. Увеличение мощности разряда приведет к интенсивному росту каверны по направлению к электродам, что в последствии может привести к полному пробое изоляции. Зависимость амплитуды и интенсивности ЧР от размеров газового включения представлена на рисунке 2.11 б.

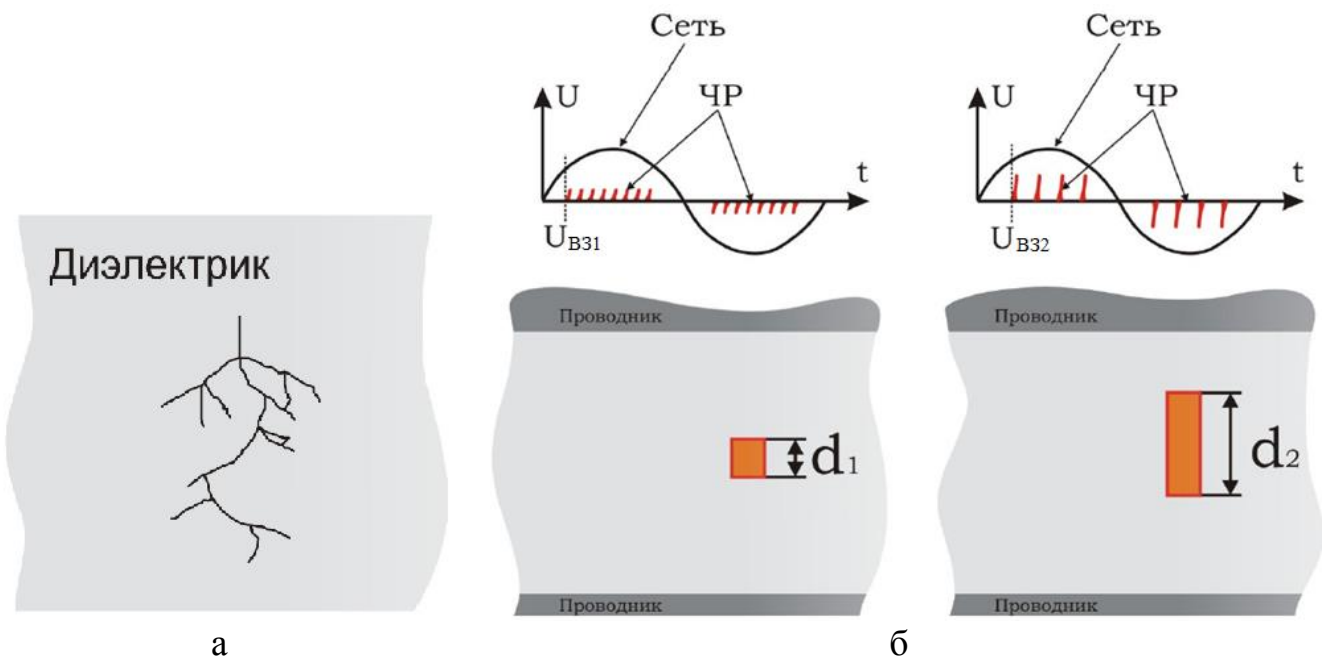


Рисунок 2.11 – а) Структура каверны диэлектрика;
б) Зависимость интенсивности и амплитуды ЧР от размеров включения

В первом случае включение имеет размер d_1 ($d_1 < d_2$). При достижении напряжения питающей сети напряжения $U_{ВЗ1}$ произойдет первый разряд, после повторно начнет накапливаться заряд и с течением времени τ_1 напряжение на включении вновь достигнет $U_{ВЗ1}$, произойдет следующий разряд и т.д. При размере включения d_2 времени для накопления заряда потребуется больше ($\tau_1 < \tau_2$), а, следовательно, и временной интервал между разрядами увеличится по сравнению с первым случаем. Таким образом интенсивность ЧР в случае с большим газовым включением будет меньше, а амплитуда и мощность больше [3].

2.2.3 Частичные разряды в изоляции обмоток

Хотя частичных разряды в обмотках встречаются нечасто, они являются наиболее опасными. Образование стримерных каналов в межвитковой изоляции может привести к замыканию между соседними витками обмотки. Это может привести к образованию участков повышенной температуры, которая оказывает негативное влияние как на твердую, так и на жидкую (масло) изоляцию. Также вероятно возникновение вибраций, «горение» изоляции рядом с местом пробоя и появление множества других повреждений, которые негативно сказываются на работе трансформатора, и, в конечном счете, могут полностью вывести его из строя.

Кроме того, сложность вызывает то, что обмотка маслонаполненного трансформатора менее доступна для измерений, нежели обмотка крупной электрической машины, так как она скрыта внутри металлического бака под слоем трансформаторного масла. Поэтому, не вскрывая бака, нельзя указать точное место дефекта (например, какой-либо конкретный виток).

В качестве межобмоточной изоляции в силовых трансформаторах используют бумагу, которая укладывается в несколько слоев и пропитывается маслом, которое заполняет зазоры между слоями.

Бумажно-масляная изоляция пропитывается под вакуумом и тщательно высушивается, чтобы избежать попадания микропузырьков воздуха между слоями. При переменном напряжении пробой многослойной бумажно-масляной изоляции начинается с частичных пробоев масляных прослоек. Поэтому их стараются делать более тонкими, увеличивая плотность намотки и уменьшая толщину бумаги.

В хорошо просушенной и спрессованной изоляции ЧР возникают в виде отдельных электронных лавин в масляных прослойках и местах усиления поля (микровыступы токоведущих частей, края изоляции). Эти разряды величиной 10^{-15} - 10^{-14} Кл очень слабы и неустойчивы и не вызывают разрушения бумаги, хотя разлагают масло с выделением H_2 . Однако количество выделяющегося при единичных разрядах газа настолько мало, что он растворяется в масле, не образуя пузырьков. Разрушающий эффект от таких зарядов может проявиться спустя годы [25].

При определенном напряжении мощность ЧР резко возрастает. Возникают критические разряды (10^{-10} - 10^{-7} Кл), сопровождающиеся интенсивным выделением газа. Даже кратковременное возникновение критических ЧР разлагает масло и целлюлозу с выделением H_2 , CH_4 , C_2H_2 , CO_2 и CO . Газ вытесняет масло, образуются по-

лости, бумага обугливается. Этот процесс, начавшийся при повышенном напряжении, будет продолжаться даже после его снижения. Однако, если перенапряжение очень кратковременно, а количество критических ЧР ограничено, то после «отдыха», при котором газовые полости растворятся в масле, напряжение возникновения критических разрядов может восстановиться до исходной величины.

2.2.4 Частичные разряды во вводах

С конструктивной точки зрения ввод представляет собой проводящий стержень, который помещен в изолирующий корпус из керамики или другого диэлектрика, по которому протекает ток. Изолирующая среда находится внутри корпуса ввода.

В процессе эксплуатации электрооборудования изоляция загрязняется и увлажняется, что приводит к возникновению токопроводящих электрических мостиков, так называемых трекингов, что является источником возникновения ЧР. Если трекинг не остановить, то, как правило, он приводит к полному поверхностному пробою. К данному типу ЧР по поверхности можно отнести ЧР по поверхности вводных изоляторов трансформатора. Наиболее простым способом профилактики их возникновения является периодические осмотры трансформаторов. Особенно важным это является в загрязненных районах и на предприятиях, где на вводы и изоляторы оседает большое количество пыли или сажи, которая способствует возникновению пробоя.

В период между включением напряжения и разрушением диэлектрика происходит старение диэлектрика, а само это время принято называть долговечностью или сроком службы. Электрическому старению подвержены в основном органические диэлектрики (полимеры), но в ряде случаев это явление отмечалось и для неорганических твердых диэлектриков (кристаллов и поликристаллов).

Явления электрического старения в твердых диэлектриках могут быть связаны с электронной электропроводностью, но необратимые изменения происходят обычно лишь при достаточно высоких напряженностях электрического поля. Такое старение подробно исследовалось в керамических и монокристаллических диэлектриках, содержащих окись титана, а также в ЩГК (щелочно-галогидных кристаллах), в которых электронный механизм электропроводности в сильных полях преобладает над ионным.

Во временном изменении плотности тока можно выделить четыре этапа, рисунок 2.12 Первый занимает от нескольких минут до нескольких часов (в зависимости от типа диэлектрика и от температуры), характеризуется неизменностью или даже понижением тока со временем. Поскольку электропроводность до старения является дырочной (р-типа), а после старения становится электронной (n-типа), то естественно предположить, что на первом этапе старения происходит компенсация акцепторов донорами.

На втором этапе за более короткое время (минуты) ток резко возрастает на два или три порядка. Нередко это возрастание приводит к тепловому пробую и последующие этапы не наблюдаются. Если после второго этапа старения напряжение выключить, то через некоторое время первоначальные свойства диэлектрика вос-

становливаются. Эта регенерация свойств значительно ускоряется нагреванием диэлектрика, а также при приложении к нему электрического поля противоположной полярности. По этой причине электрическое старение неорганических диэлектриков не происходит при переменном напряжении.

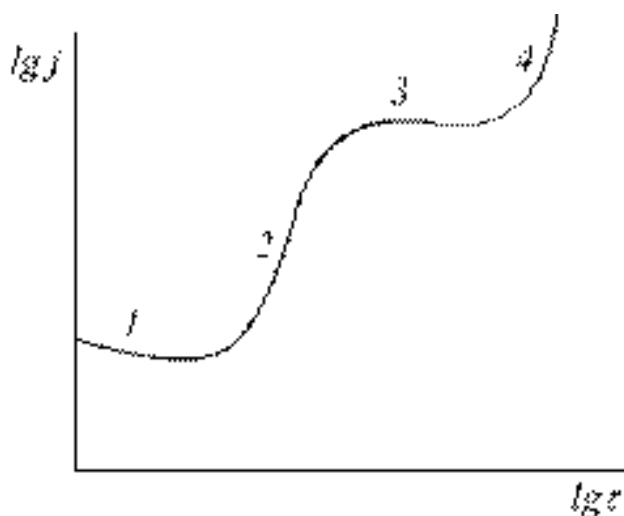


Рисунок 2.12 - Зависимость плотности тока от времени деградации

На третьем этапе вновь наблюдается длительный период, до десятков часов, неизменного значения тока. Однако, за счет происходящих на данной стадии электрохимических процессов, свойства диэлектрика необратимо меняются.

В результате наступает последний – четвертый этап, характеризующийся новым скачком тока и пробоем диэлектрика. Проследив начало этого этапа, можно своевременно выключить напряжение и предотвратить пробой. Однако получить полную регенерацию свойств диэлектрика (как после второго этапа) уже не удастся. Четвертый этап, характеризуется резким возрастанием электронного тока и завершается пробоем.

В титаносодержащей керамике (TiO_2 , CaTiO_3 , BaTiO_3 , SrTiO_3 и др.) и в монокристаллах этих же соединений при электрическом старении также наблюдается изменение цвета (потемнение). Известно, что подобные явления возникают в этих веществах в случае недостатка кислорода. Тем не менее при старении рутилсодержащих твердых диэлектриков кислород не теряется, а происходят иные электрохимические реакции, приводящие к образованию центров окраски с участием анионных вакансий.

2.2.5 Связь мест возникновения разрядов с их частотами

В разных элементах конструкции трансформатора возникают разряды характерных частот. Это необходимо учитывать при выборе датчиков контроля. В настоящее время существует множество устройств, работа которых основана на разных физических эффектах и процессах, а также имеющих разное конструктивное ис-

полнение. Также при «неправильном» подборе частоты точность регистрации дефектов может снижаться. Поэтому для быстрого и точного обнаружения очагов развития ЧР нужно подбирать датчики, учитывая эти особенности. Характерные частоты частичных разрядов работы датчиков приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Характерные частоты работы датчиков

Диапазон	Частота	Описание
«LF» – Low Frequency (Низкочастотный диапазон)	20-100 кГц	Для регистрации частичных разрядов данного диапазона обычно применяют акустические датчики, работа которых основана на явлении пьезоэффекте. Эти датчики монтируются непосредственно на поверхности контролируемого оборудования, или же они улавливают акустическое излучение на некотором удалении от объекта, по воздуху.
«MF» – Medium Frequency (Среднечастотный диапазон)	100-600 (700) кГц	
«HF» – High Frequency (Высокочастотный диапазон)	0,5-80 МГц	Для регистрации ЧР данного диапазона применяются различные высокочастотные трансформаторные и конденсаторные датчики. Такие датчики имеют электромагнитную или гальваническую связь с электрическими цепями контролируемого оборудования. Трансформаторные высокочастотные датчики монтируются в цепях заземления оборудования, а конденсаторы связи, обычно, непосредственно подключаются к высоковольтным цепям.
«UHF» – Ultra High Frequency (Сверхвысокочастотный диапазон)	100 МГц – 3 ГГц	Основными датчиками в этом диапазоне являются широкодиапазонные (бесконтактные) антенны различного типа. С их помощью можно регистрировать электромагнитное излучение от частичных разрядов в изоляции, но обычно только в зоне прямой видимости.

А связь конструктивных элементов трансформатора и их частот представлена на рисунке 2.13.

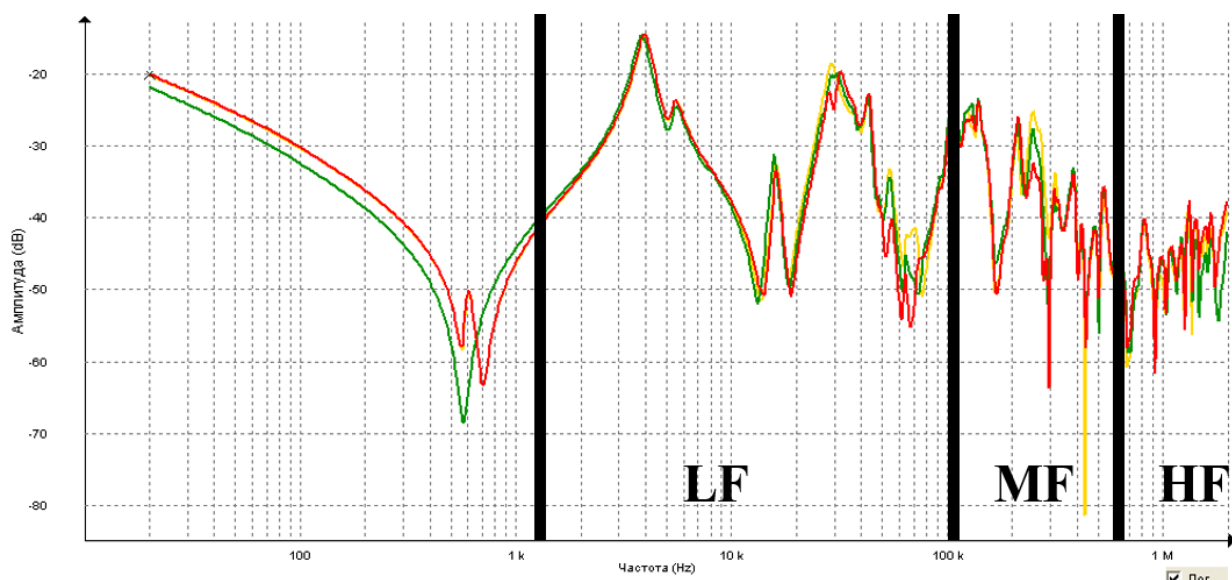


Рисунок 2.13 – Диапазоны частотных колебаний в элементах конструкции трансформатора

Диапазон **LF** (от 1 до 100 кГц) характеризует состояние магнитопровода и обмоток.

Диапазон **MF** (от 100 до 600 кГц) характеризует состояние обмоток.

Диапазон **HF** (от 600 кГц до 1 МГц) характеризует состояние контактных соединений (пайка, РПН и ПБВ).

2.3 Современные системы мониторинга и диагностирования

2.3.1 Система контроля «Веста» компании «Dimrus»

Система «ВЕСТА» предназначена для определения качества прессовки обмоток и магнитопровода маслонаполненных трансформаторов. Измерение вибрации, по которой определяется качество прессовки, производится на поверхности бака трансформатора без отключения от питающей сети. Полный цикл измерения (для стандартного трехфазного двух обмоточного трансформатора) включает в себя два цикла измерения вибрации в двенадцати точках на поверхности бака. Один цикл производится в режиме холостого хода трансформатора, а второй при работе трансформатора под нагрузкой, желательно более 50%.

При спектральном методе диагностирования силовых трансформаторов используются переносные спектроанализаторы, регистрирующие сигнал с вибродатчика, раскладывающие его на составные гармоники. Эти приборы оснащены магнитными креплениями, позволяющими устанавливать датчики на баке трансформатора, и имеют небольшой вес – в пределах 3 кг. Замеры необходимо проводить как под нагрузкой, так и в режиме холостого хода [8].

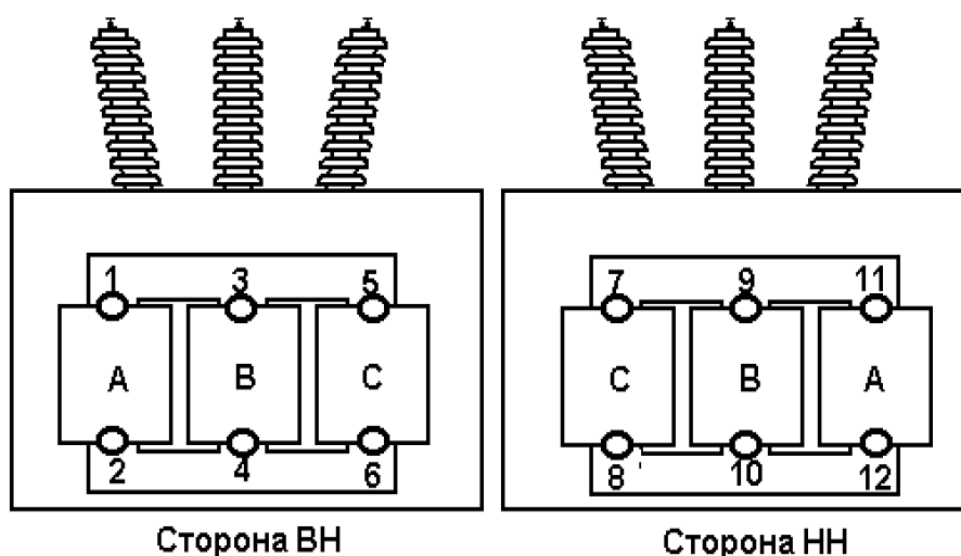


Рисунок 2.14 – Места установки датчиков

Датчики на корпус нужно устанавливать так, чтобы они «акустически захватывали» часть сердечника и обмотки. Это соответствует верхнему или нижнему краю обмотки, на рисунке 2.14 эти места обозначены цифрами от 1 до 12. Для более пра-

вильного выбора точек установки необходимо ознакомиться с технической документацией конкретной модели трансформатора. Разное расстояние от магнитопровода и обмотки, как источников вибрации, в программе учитывается коэффициентами ослабления.

Наилучшие результаты измерений можно ожидать при одновременной записи сигналов во всех точках. Однако такие измерения требуют достаточно дорогостоящих и сложных приборов. Поэтому на практике используют последовательную установку одного датчика.

Производится запись сигналов, зарегистрированных вибродатчиком в спектроанализатор в каждой из размеченных точек. После запись цикла переносится в компьютер, где анализируется программой. По результатам вибрационного обследования трансформатора программа выдает относительные коэффициенты качества прессовки элементов трансформатора. Все эти коэффициенты рассчитываются как для всего трансформатора, так и для каждой фазы, и для любой контролируемой точки. Пример результата анализа прессовки обмоток представлен на рисунке 2.15.

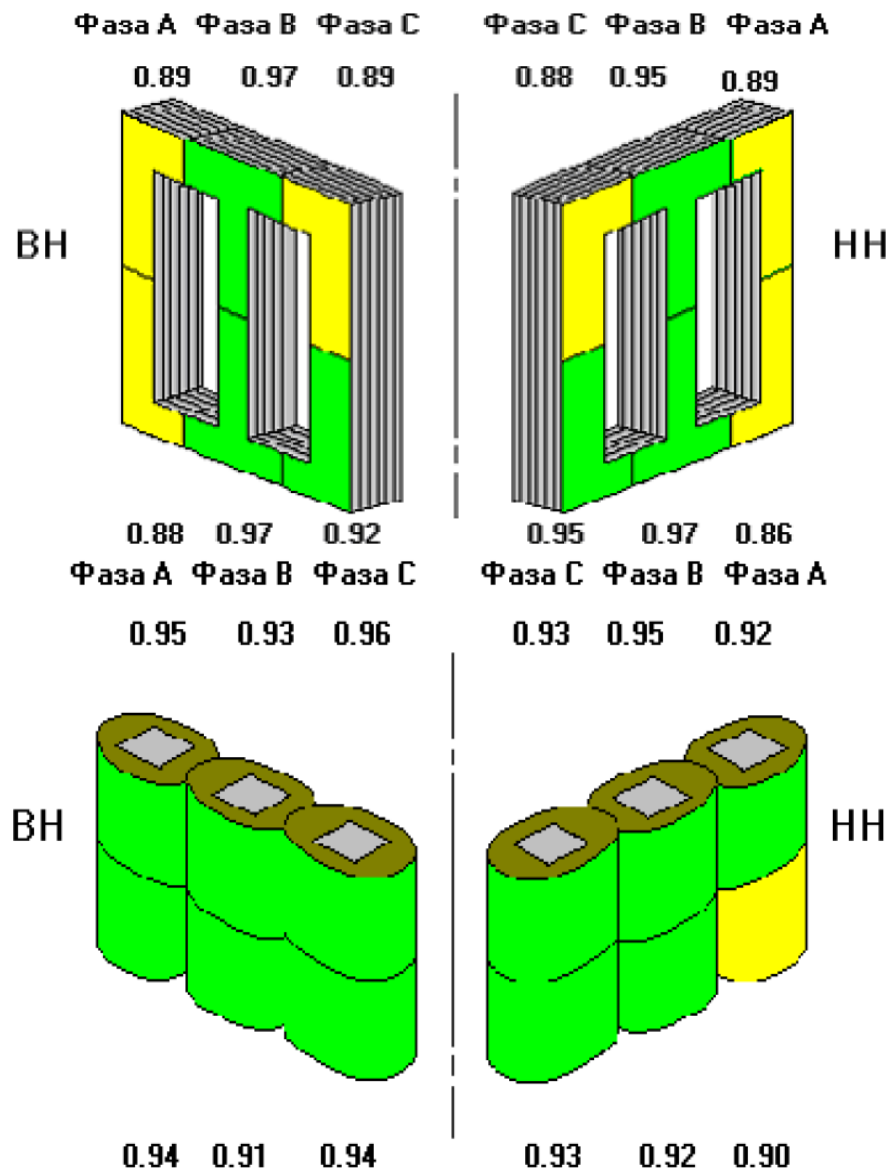


Рисунок 2.15 – Состояние прессовки магнитопровода и обмоток трансформатора

Количественно приняты следующие усредненные диапазоны технического состояния качества прессовки элементов трансформатора:

- От 1,0 до 0,9 – зона хорошего состояния контролируемого параметра. Это зона нормальной эксплуатации трансформаторов.

- От 0,9 до 0,8 – зона удовлетворительного состояния контролируемого параметра. Характеризуется «тревожным» состоянием трансформатора. В этой зоне очень важным является выявление тенденций изменения общего состояния в «худшую» сторону, что является очень тревожным параметром. Уменьшение коэффициента общего состояния трансформатора в меньшую сторону говорит об интенсивном ухудшении состояния.

- От 0,8 и менее – зона неудовлетворительного состояния контролируемого параметра. При таком значении параметров трансформатора, особенно при их периодическом «ухудшении» (уменьшении), следует принимать решение, как минимум об усиленном контроле всеми средствами, а лучше о проведении регламентных и ремонтных работ.

Необходимо учитывать, что спектральный метод вибродиагностики обладает методической погрешностью, а полученные результаты носят, скорее, качественный характер.

2.3.2 Акустическая локация ЧР прибором «AR700» компании «Dimrus»

Прибор «AR700» применяется для регистрации и анализа акустических сигналов на внешней поверхности бака маслонаполненных трансформаторов, соединительных и концевых муфт кабельных линий, элегазовых РУ и другого высоковольтного оборудования. В поставку входит измерительный прибор, стандартный набор датчиков измерения частичных разрядов, приемопередатчик PFR – 1 для синхронизации измерений с сетью, комплект соединительных проводов, зарядное устройство, необходимая техническая документация [28]. Внешний вид прибора и комплект поставки представлены на рисунке 2.16.



Рисунок 2.16 - Внешний вид и комплектация прибора «AR700»

Акустические датчики имеют магнитное крепление, что позволяет удобно и без использования специальных средств проводить измерения и локацию. Перед установкой на контактную поверхность датчика наносится смазывающее вещество, например, литол. Это необходимо для организации акустически проницаемой среды с исключением возможных воздушных включений.

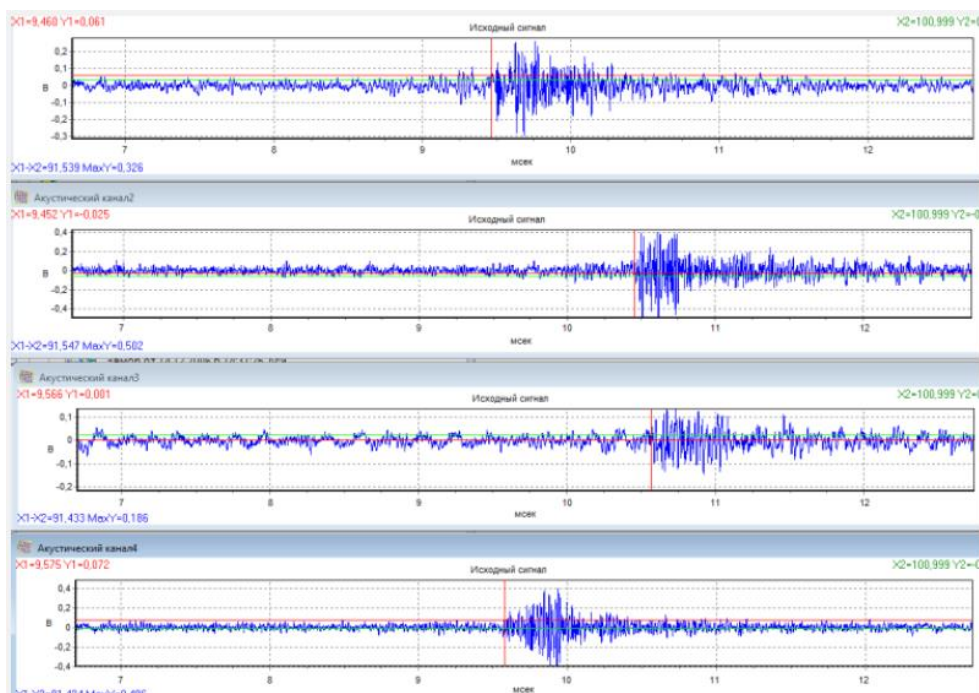


Рисунок 2.17 – Пример установки датчиков прибора AR700

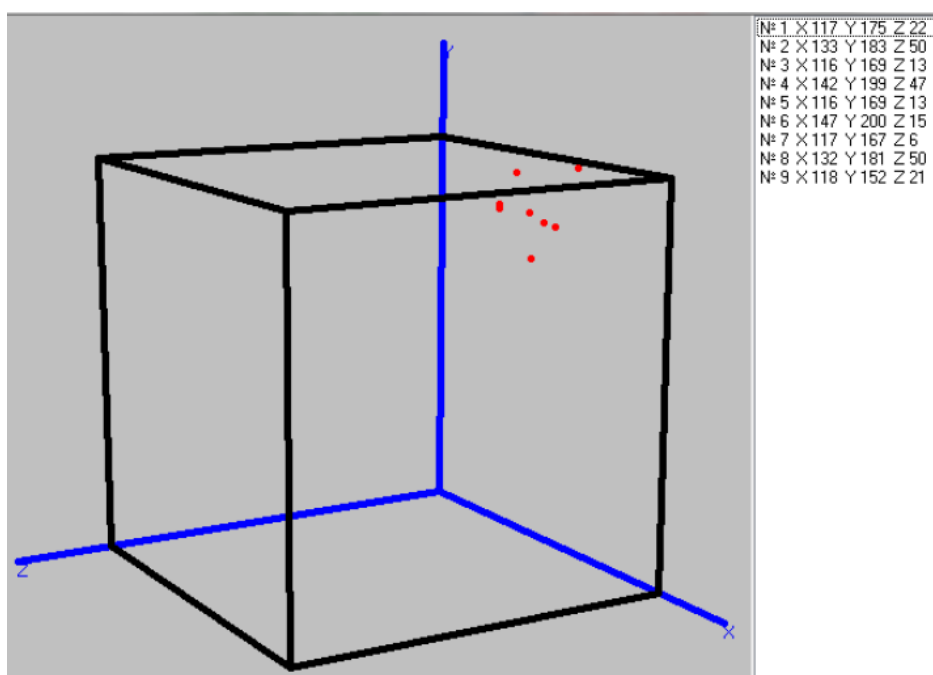
Для корректной локации установку датчиков рекомендуем производить в виде прямоугольника (квадрата) с учетом особенностей конструкции трансформатора в месте их установки, рисунок 2.17. Далее необходимо выбрать нулевую точку отсчета – относительно нее будут вычисляться все координаты и выдаваться заключение о расположении источника ЧР. Эта точка всегда должна быть правее и ниже зоны с обнаруженными акустическими ЧР.

Прибор получает синхронизированный сигнал с четырех акустических датчиков. Это позволяет с помощью соответствующего программного обеспечения локализовать место возникновения разрядов.

Возможна фильтрация импульсов и выбор отдельных групп импульсов, характерных для одного типа дефекта, с целью проведения более точной локации. Результат отображается на 3D графике в виде группы точек, каждая из которых соответствует вычисленному месту возникновения одного импульса ЧР. В результате наглядно видно все расчетные зоны активности ЧР, рисунок 2.18.



а



б

Рисунок 2.18 – Анализ сигналов (а) и локация мест ЧР (б)

Преимущества прибора «AR700»:

- Небольшой вес, компактность, удобность переноски.
- Возможность питания как от сети, так и от встроенного аккумулятора (до 8 часов).
- Локация источника импульсов ЧР непосредственно на приборе.
- Комплектация разными типами датчиков и программным обеспечением для ведения архива, возможности анализа развития повреждений во времени.

2.3.3 Датчики регистрации токов проводимости и ЧР в высоковольтных вводах DB-2

Датчики марки «DB-2» (рисунок 2.19) предназначены для регистрации токов проводимости высоковольтных трансформаторных вводов с твердой RIP-изоляцией (resin impregnated paper – пропитанная смолой бумага) и изоляцией «бумага-масло». Датчики этой марки широко используются в системах диагностического мониторинга трансформаторного оборудования. Благодаря своей особой конструкции они позволяют, наряду с регистрацией токов проводимости изоляции вводов, дополнительно производить регистрацию импульсов частичных разрядов, возникших в изоляции вводов и внутри трансформатора [14].

Датчик (устройство присоединения) марки «DB-2» предназначен для одновременного измерения токов проводимости и импульсов частичных разрядов. Для этого он монтируется непосредственно на корпусе высоковольтного ввода конденсаторного типа, на измерительном выводе от последней обкладки, рисунок 2.19. Выходной сигнал такого датчика является комплексным, состоящим из сигнала тока проводимости изоляции ввода, имеющего промышленную частоту, и высокочастотной составляющей, состоящей из импульсов частичных разрядов, возникших в изоляции вводов и обмоток трансформатора.



Рисунок 2.19 – Модификации датчиков DB-2

За счет использования датчиков марки «DB-2» при помощи систем мониторинга можно контролировать несколько очень важных параметров технического состояния трансформатора и его элементов:

- Величину тангенса угла диэлектрических потерь в изоляции высоковольтных вводов по сдвигу вектора тока проводимости ввода.

- Основную емкость высоковольтных вводов, обозначаемую на схемах замещения как параметр $C1$ по величине тока проводимости ввода.
- Состояние и наличие дефектов различного типа в изоляции вводов и обмоток трансформатора по частичным разрядам.

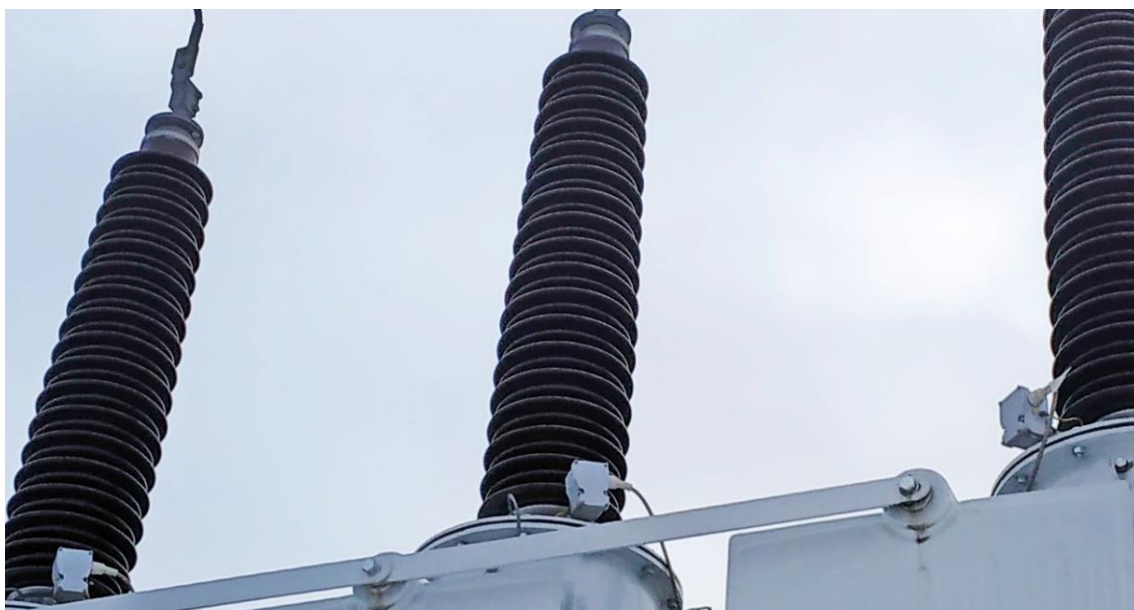


Рисунок 2.20 – Крепление датчиков на вводах трансформатора 110 кВ

Установка комплексных датчиков марки «DB-2» позволяет наиболее просто и эффективно решать в системах мониторинга вопросы контроля состояния изоляции вводов и внутренней изоляции силовых трансформаторов. Информативность всех других типов датчиков, устанавливаемых на трансформаторах, за исключением датчиков контроля растворенных газов, всегда существенно ниже.

2.3.4 Системы мониторинга трансформаторов компании АВВ

Грамотная организация мониторинга в режиме on-line позволяет заблаговременно в процессе эксплуатации информировать пользователей о текущем состоянии трансформаторов, обеспечивать снижение риска отказов в процессе работы и спланировать график ремонтов в зависимости от фактического состояния, а не от времени эксплуатации. Кроме того, оптимизация использования по распределению потоков потребляемой мощности снижает затраты на техобслуживание и увеличивает срок службы силового оборудования.

Для удовлетворения данных требований разработаны системы on-line мониторинга: АВВ ТЕС для новых трансформаторов АВВ (встраивается при изготовлении трансформатора) и АВВ Т-monitor для уже находящихся в эксплуатации силовых трансформаторов не только производства АВВ, но и других компаний.

Системы включают в себя комбинации датчиков и подсистем мониторинга, а также перечень алгоритмов, позволяющих контролировать состояние системы

охлаждения, вводов, РПН, проводить испытания масла (кислотность, электрическая прочность, влажность и т.д.), хроматографический анализ, мониторинг ЧР, тепловой контроль, наличие фурановых соединений и прочее.

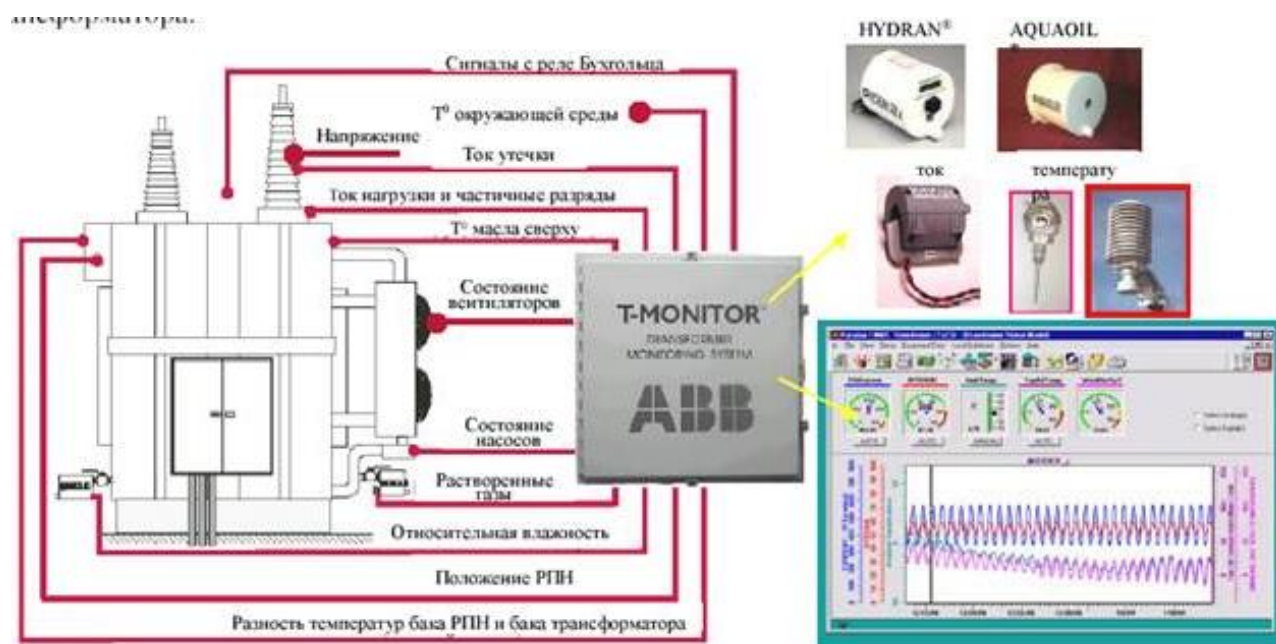


Рисунок 2.21 – Места установки датчиков системы мониторинга АВВ

На рисунке 2.21 представлена базовая комплектация измерительных датчиков (температура, газы, влага в масле, ЧР, параметры РПН и т.д.) системы диагностического мониторинга АВВ T-monitor, а также пример графического отображения измеряемых параметров трансформатора на компьютере.

В системах АВВ предусмотрена возможность формирования типовых рекомендаций и персональных правил проведения технического обслуживания, исходя из индивидуальных потребностей заказчика. Это позволяет учитывать требования нормативно-технических документов, действующих в организации, обслуживающей силовое электрооборудования, а также эксплуатационные характеристики отдельных машин.

Полученные данные с приборов измерения необходимо правильно интерпретировать. В традиционных системах мониторинга для каждого параметра используются пороговые значения для определения уставок защиты. При срабатывании защитной сигнализации трансформатор отключается и подвергается диагностике. Это – наиболее часто используемый метод из-за простоты реализации и автоматического срабатывания. Однако установка пороговых значений неоднозначна. С одной стороны, при уровне срабатывания, близком к критическому, невозможно определить тенденцию к отказу заранее. С другой стороны, при слишком частом срабатывании защиты ее эффективность будет под вопросом.

АВВ T-Monitor интерпретирует результаты измерения с помощью моделей. Основное отличие – использование пороговых значений, которые изменяются в зависимости от условий эксплуатации трансформатора. В данном случае модель – это

специальный алгоритм расчета, позволяющий установить реальные условия эксплуатации и состояние трансформатора. Модель обрабатывает сигналы с датчиков и вырабатывает прогноз развития событий и возможные решения. В АВВ T-monitor дополнительно заложены алгоритмы расчета и оценки окупаемости системы мониторинга, оптимизации экономически-выгодной эксплуатации трансформатора. Кроме того, существует возможность организации управляющих сигналов, управляющих устройствами поддержания оптимального режима работы трансформатора (например, управление двигателем охладителя) [27].

Также данная система позволяет проводить групповой анализ трансформаторов, в результате которого будет являться достоверная оценка состояния, надежности, степени риска в зависимости от приоритета и условий эксплуатации, планирование ремонтов и рекомендации по эксплуатации и инвестициям, таблица 2.3. Становится возможным не только индивидуально корректировать параметры трансформатора, но при необходимости и перегруппировывать трансформаторы внутри энергосистемы в соответствии с состоянием и приоритетом.

Таблица 2.3 – Основные этапы группового анализа:

№ этапа	Кол-во исследуемых тр-в	Содержание анализа	Ценность для заказчика
1	> 20-200	Изучение большого количества трансформаторов с выделением критической группы, подлежащей более детальному исследованию	Определение входных данных для формирования стратегии обслуживания (политика, бюджет и т.д)
2	10-20	Исследование выбранной группы, оценка электрических, механических, термических свойств, анализ и пересмотр конструкции	Формирование рекомендаций по эксплуатации и инвестированию, планирование графика ремонта каждого трансформатора
3	1-10	Определение специфичных проблем и надежности путем глубокого анализа отдельно взятых трансформаторов	Поиск решений по модернизации оборудования, решений по ремонту, оценки степени риска и методов устранения проблем

2.3.5 Система контроля SAFE-T

СНК SAFE-T (Safe Transformer), производитель ООО «Энергоавтоматизация», – предназначена для непрерывного измерения, регистрации и архивирования основных параметров, в том числе предаварийных и аварийных режимов силовых трансформаторов подстанций. Кроме того, СНК предоставляет информацию для контроля и регулирования режимов работы, для своевременного принятия необходимых мер при предаварийных режимах и для анализа аварийных режимов.

Данная система (рисунок 2.22) позволяет отслеживать состояние оборудования в процессе эксплуатации; получать информацию для контроля и регулирования режимов работы оборудования; выдавать информацию о необходимости выполнения профилактических и ремонтных работ в зависимости от реального состояния оборудования. Совокупный анализ контролируемых параметров способствует своевременному принятию необходимых мер при предаварийных режимах и для анализа аварийных режимов.

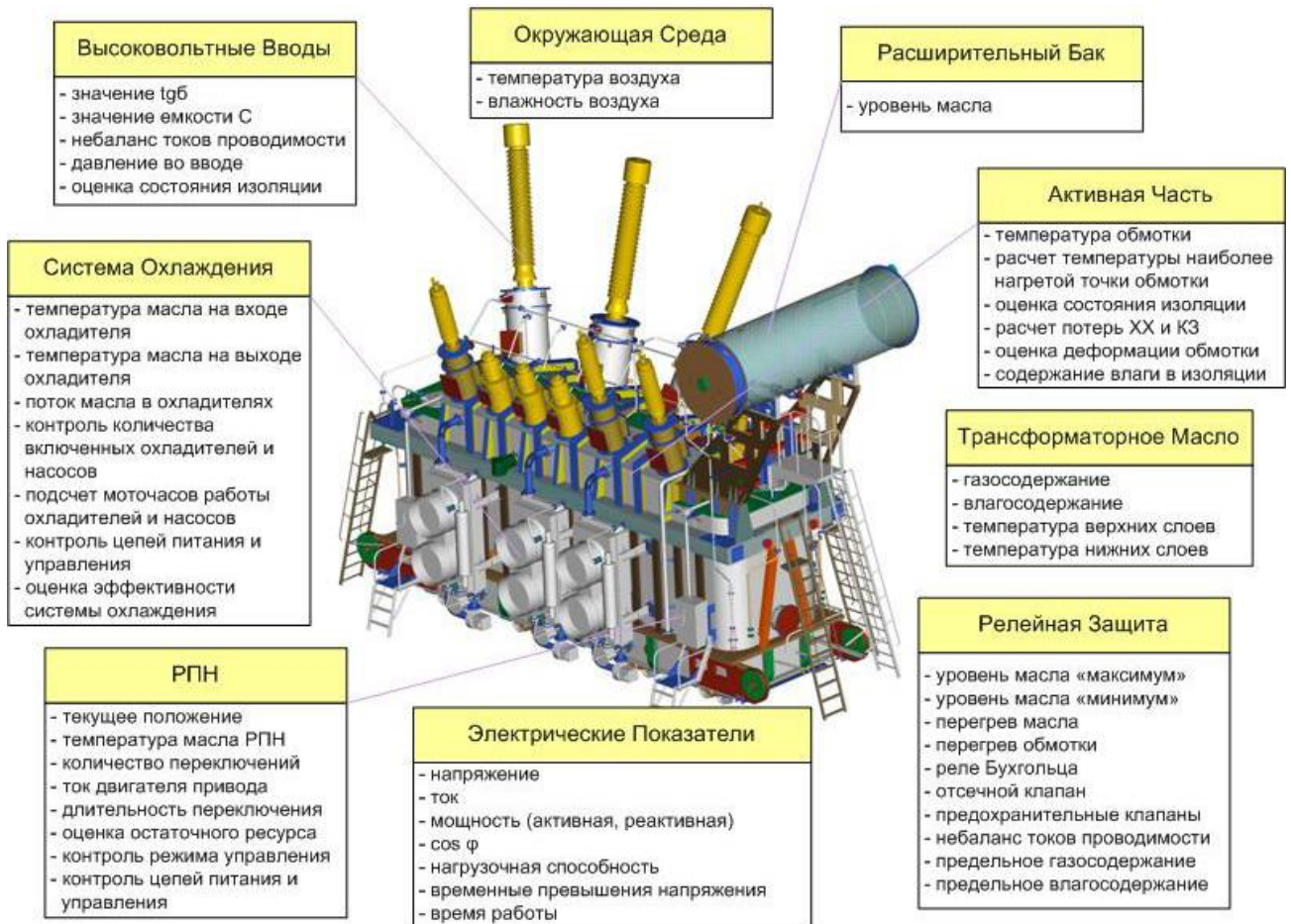


Рисунок 2.22 – Места установки датчиков и контролируемые параметры SAFE-T

Структурная схема системы:

Уровень I включает в себя исполнительные механизмы и первичные датчики, которые обеспечивают измерение и фиксирование параметров, характеризующих состояние объекта. Первичные датчики и измерительные системы должны иметь стандартный выход сигнала и интерфейс (RS232, RS485, Ethernet, 0(4) –20 mA, 0 –10 В, Pt100). Перечень управляющих воздействий, измеряемых и контролируемых параметров, а также состав первичных датчиков и измерительных систем для конкретного объекта контроля определяется при разработке ТЗ и фиксируется в договоре.

Уровень II предназначен для сбора информации от первичных датчиков и включает блок мониторинга (БМ), который осуществляет реализацию локальных управляющих алгоритмов и информационный обмен с уровнем III (автоматизированным рабочим местом оператора), а также накопление и хранение данных от первичных датчиков на твердотельном диске. Весь комплекс технических средств уровня II, устанавливается в специальном шкафу, расположенном вблизи контролируемого объекта.

Уровень III включает в себя шкаф системный (ШС) с блоком концентрации сети (БКС) и автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора. БКС обеспечивает информационную связь блока мониторинга с АРМ. АРМ осуществляет визуализацию состояния контролируемых и рассчитываемых параметров трансформатор-

ного оборудования, отображение сигналов срабатывания аварийной и предупредительной сигнализации. АРМ обеспечивает накопление, хранение и обработку баз данных технического состояния трансформаторного оборудования.

Автоматизированное рабочее место оператора обеспечивает визуализацию состояния контролируемых и рассчитываемых параметров трансформаторного оборудования, отображение сигналов срабатывания аварийной и предупредительной сигнализации, обеспечивает накопление, хранение и обработку архивов технического состояния трансформаторного оборудования. АРМ располагается в системном шкафу в отапливаемом помещении (климатическое исполнение УХЛ4.2) и выполняет функции сервера: обеспечивает сбор, обработку и хранение измеренных и рассчитанных параметров состояния трансформаторного оборудования, передачу информации в АСУ ТП. АРМ оператора обеспечивает визуализацию состояния контролируемых и рассчитываемых параметров, работу с архивами в течение любого времени контролируемого периода.

Выводы по разделу 2

1 Из многообразия существующих на сегодняшний день методов диагностирования и мониторинга выделены для более подробного рассмотрения два метода: метод анализа вибрационных характеристик и регистрации частичных разрядов.

2 В разделе рассмотрены причины возникновения вибраций в силовых трансформаторах. Изучены физические законы и явления, лежащие в основе возникновения вибраций в магнитной системе и обмотках трансформатора.

3 Описаны основные вибрационные характеристики: виброскорость, виброперемещение и виброускорение. Путем их регистрации и анализа можно определить степень распрессовки обмоток, выявить деформации сердечника, ослабление крепежных соединений внутри бака, а также зарегистрировать повышенные шумы, которые также являются следствием возникновения вибраций в трансформаторе.

4 Рассмотрены причины возникновения частичных разрядов в диэлектриках и физико-химические процессы, сопутствующие этому явлению.

5 Сделан вывод, что возникновение ЧР происходит одной из самых ранних стадий развития дефекта, поэтому их регистрация позволяет заблаговременно обнаружить небольшие повреждения и устранить их до перехода их в критически-опасную стадию. Появление ЧР связано с местной неоднородностью диэлектриков, по их характеристикам можно оценивать качество изоляционных конструкций, выявлять местные дефекты, такие как повреждение изоляции обмоток степень деградации изоляции вводов и т.д.

6 Проведен обзор современных систем, позволяющих выявлять повреждения трансформаторов на начальных стадиях, что помогает избежать экстренных отключений и серьезных аварий. В разделе представлены как отдельные датчики и приборы, позволяющие регистрировать только вибрационные характеристики и частичные разряды, так и комплексные системы мониторинга, проводящие оценку состояния силового трансформатора путем совместного анализа нескольких измеряемых параметров.

3 РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ ЧАСТИЧНЫХ РАЗРЯДОВ И ВИБРОДИАГНОСТИКИ

3.1 Оснащение модульными системами диагностического мониторинга TDM-M трансформаторов ПС «Масалитинская»

Согласно стандарту ФСК ЕЭС и положению Россетей [18; 26] системы мониторинга силовых трансформаторов предназначены для оценки и прогнозирования технического состояния, а также непрерывного измерения, регистрации и отображения основных параметров трансформаторов классов напряжения 220-750 кВ в нормальных, предаварийных и аварийных режимах. Системы мониторинга устанавливаются на трансформаторы и автотрансформаторы мощностью от 167 МВ·А.

Однако на сегодняшний день на территории России наибольшее распространение получили сети напряжением 110 кВ. Соответственно, и количество трансформаторов данного напряжения также велико. Как видно из диаграммы (рисунок 3.1), наибольшее число повреждений и аварий приходится именно на трансформаторы 110 кВ.

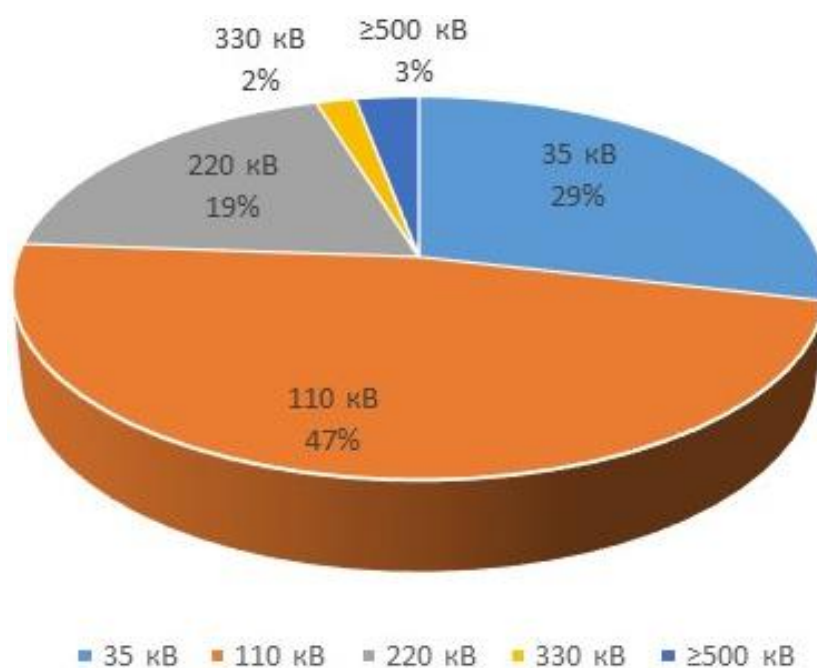


Рисунок 3.1 – Доля повреждаемости трансформаторов разных напряжений

Это связано с тем, что выпускаемые трансформаторы 110 кВ лишь частично или вовсе не оснащены системами мониторинга, в отличие от трансформаторов более высоких классов напряжений. Поэтому разработка данных систем для трансформаторов класса напряжения 110 кВ является целесообразной.

Проблема безаварийной работы подстанций и питающих сетей на сегодняшний день является актуальной, поэтому при реконструкции подстанций и ремонте трансформаторов их стараются оснащать комплексными системами мониторинга.

В 2017 году в Советском районе Челябинска была построена ПС «Масалитинская». Свое название подстанция получила в честь начальника ОДС Челябинских городских электрических сетей Масалитина Геннадия Кирилловича. Подстанция 110/6 кВ «Масалитинская» фактически заново была построена специалистами компании взамен существовавшей в Челябинске подстанции 35/6 кВ «АМЗ». Установленная мощность нового энергообъекта – 50 МВА. На объекте установлено 2 силовых трансформатора ТРДН суммарной мощностью 50 МВА (по 25 МВ·А каждый), рисунок 3.2.



Рисунок 3.2 – Трансформатор ТРДН-25000/110/6

Трансформаторы оснащены датчиками мониторинга состояния заводской установки TDM. Система представляет собой совокупность модулей, позволяющих выявлять дефекты, появляющиеся в ходе эксплуатации трансформаторов на ранних стадиях их развития.

Стационарная система марки TDM-M предназначена для организации диагностического мониторинга силовых трансформаторов 110 кВ. Она сочетает в себе средства эффективного мониторинга и комплексный подход к диагностике состояния силовых трансформаторов. Система TDM-M является функционально законченным и эффективным программно-техническим комплексом.

Функциональные возможности системы TDM-M:

- В приборе TDM-M контролируется состояние высоковольтных вводов трансформатора с изоляцией бумага - масло или с RIP изоляцией. Это делается на основании изменения величины емкости ввода C_1 и тангенса угла потерь. В зависимости от схемы включения в системе производится расчет абсолютного или относительного тангенса угла потерь изоляции.
- Расчетным путем определяется температура наиболее нагретой точки обмотки, что позволяет оценивать ресурс изоляции обмоток.
- Осуществляется контроль состояния основной изоляции силового трансформатора и изоляции высоковольтных вводов на основании измерения и анализа частичных разрядов. Проводится определение типа появившегося дефекта, и оценка степени его опасности.
- Определяется эффективность работы системы охлаждения на основании упрощенной тепловой модели трансформатора.
- Проводится оценка технического состояния конструкции трансформатора на основании анализа сигналов с датчика вибрации, установленного на баке. Уровень и спектральный состав вибрационных сигналов позволяет оценивать общее состояние элементов конструкции и качество прессовки активных элементов трансформатора.



Рисунок 3.3 – Шкаф системы TDM-M

Оценка технического состояния трансформатора.

Для оценки технического состояния и диагностики дефектов в программном обеспечении прибора TDM-M используются элементы параметрической диагностики по критическим параметрам. Такая оценка осуществляется в три этапа:

- Производится проверка текущих значений критических параметров трансформатора на превышение допустимых значений - это пороговая диагностика.
- Анализируются скачкообразные изменения параметров трансформатора, происходящие непосредственно в момент возникновения дефектных состояний или предпосылок к ним.

- Рассчитывается скорость изменения параметров за интервал времени – производится расчет тренда. Появление таких устойчивых изменений говорит о наличии в трансформаторе медленно развивающихся дефектных состояний.

Системы TDM комплектуются из датчиков, фиксирующих состояние того или иного элемента конструкции трансформатора в режиме on-line и блоков мониторинга, обрабатывающих и анализирующих полученную от датчиков информацию. Комплектность систем, установленных на ПС «Масалитинская» представлена в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Комплектность систем мониторинга TDM ПС «Масалитинская»

Наименование блока	Обозначение	Первичные датчики	Назначение
Power Supply	PS	-	Модуль блока питания. Универсальный источник питания модулей системы TDM и первичных датчиков
Main Monitor	M0	Датчики измерения температуры бака Датчики температуры и влаги воздуха Входы для напряжения ТН сторона ВН* Датчики фазных токов*	Модуль мониторинга. Главный технический и программный модуль TDM. Он управляет работой всех диагностических модулей, собирает с них информацию и передает ее на уровень АРМ подстанции.
Fault Recorder	M2	-	Модуль регистрации переходных и предаварийных режимов работы трансформатора. Позволяет фиксировать броски токов и напряжений обмоток трансформатора
Bushing Monitor	M3	Датчики токов нагрузки фаз* Входы для подключения датчиков токов проводимости и частичных разрядов	Модуль контроля вводов трансформатора. Контроль величины тока проводимости, емкости С1, расчет тангенса угла потерь.
PD Monitor	M4	Датчики частичных разрядов Вход для внешней синхронизации	Модуль контроля частичных разрядов в диапазоне частот 0,1–30 МГц. Анализ распределения импульсов ЧР, определение типа дефекта в изоляции трансформатора.
HYDROCAL 1003		Комплексный прибор контроля влагосодержания и растворенных газов в масле бака трансформатора	

Примечания:

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

Далее рассмотрим модули и датчики, входящие в систему мониторинга, более подробно [23].

Модуль питания «Power Supply» (PS) обеспечивает работу всех диагностических модулей системы TDM, подавая на них необходимые напряжения.

Общая (информационная) шина системы TDM входит в блок питания и по ней передаются все напряжения. В блоке питания PS формируется импульс, связанный с частотой питающей сети, который является для всех модулей синхронизирующим (запускающим). Для модулей регистрации частичных разрядов этот импульс является диагностическим, на основании его строится PRPD распределение импульсов, по которому определяется тип дефекта в изоляции трансформатора.

Модуль «Main monitor» (M0) – главный модуль системы мониторинга. Он является базовым модулем для всех технических средств системы TDM и необходим для использования во всех модификациях системы. предназначен для организации связи между всеми диагностическими модулями системы TDM, включенными в поставку. Связь с модулями осуществляется по общей информационной шине, проходящей через все модули системы.

В модуле M0 предусмотрены несколько измерительных каналов для регистрации аналоговых сигналов от датчиков технологических параметров. В основном это температура трансформатора, регистрация которой необходима для использования в системах минимальной конфигурации. Информация от датчиков, подключенных к диагностическим модулям, и частично обработанная в модулях, собирается главным модулем мониторинга и готовится к передаче в систему АСУ ТП. Два из четырех выходных сигнальных реле, установленных в главном модуле, работающих в режиме включения внешней сигнализации, имеют универсальное управление. Они могут включаться или самим модулем M0, или напрямую любым другим диагностическим модулем системы TDM, контролирующим критические параметры работы трансформатора. Это сделано для того, чтобы уменьшить время реакции системы на результаты работы экспертной параметрической диагностики.

Модуль «Fault Recorder» (M2) – регистратор аварийных режимов работы. Предназначен для автоматической регистрации переходных и аварийных режимов работы контролируемого трансформатора, фиксации последовательности срабатывания элементов РЗА системы защиты.

Функционально модуль M2 дополняет информацию регистраторов переходных процессов, устанавливаемых на подстанциях. Особенно этот модуль полезен тогда, когда такие регистраторы отсутствуют. В модуле M2 регистратора аварийных режимов настраиваются значения порогов превышения (уменьшения) фазных токов и напряжений трансформатора, длительности регистрируемых выборок и других служебных параметров. В результате информация, хранящаяся в памяти модуля по каждому факту переходных процессов, полезна для анализа работы трансформатора в критических режимах. Регистрирует скачки фазных напряжений обмоток ВН и НН, пусковые токи, токи перегрузки и КЗ.

Регистрация частичных разрядов, возникающих во вводах трансформатора, осуществляется при помощи модуля контроля вводов «Bushing Monitor», работа которого согласована с модулем регистрации частичных разрядов «PD Monitor».

Модуль «Bushing Monitor» (M3) [16] предназначен для контроля изоляции высоковольтных вводов трансформаторов под рабочим напряжением в режиме постоянного мониторинга, выявления изменений контролируемых параметров, включение систем сигнализации.

Модуль в целом, позволяет контролировать несколько параметров, отражающих состояние изоляции вводов трансформатора:

- небаланс токов проводимости вводов трансформатора;
- тангенс угла потерь и емкость вводов под рабочим напряжением;
- связь между небалансом токов проводимости и температурой верхних слоев масла (температурный коэффициент);
- скорость изменения небаланса токов проводимости.

Основными источниками сигналов служат специально разработанные датчики марки «DB-2», монтируемые на измерительном выводе высоковольтных вводов. Датчик «DB-2» снимает с измерительного ввода комплексный сигнал, содержащий ток проводимости промышленной частоты и высокочастотный сигнал частичных разрядов.

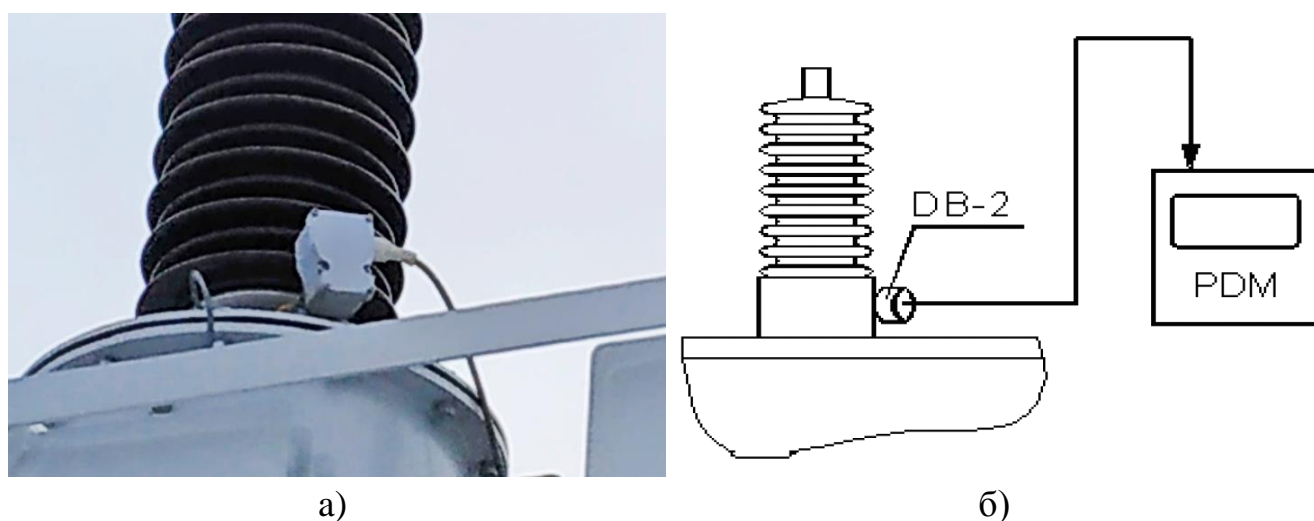


Рисунок 3.4 – Установка датчика DB-2 на вводе трансформатора (а) и вид его соединения с модулем АСДМ (б)

Если частичный разряд возникает в основной изоляции обмотки трансформатора, импульс от частичного разряда «выходит из трансформатора» через ввод. Если возникает импульс коронного разряда, то он «входит в трансформатор». Вне зависимости от направления движения импульса, полярность сигнала на выходе датчика «DB-2» будет совпадать с полярностью импульса от частичного разряда, т.к. ввод является, практически идеальным, конденсатором связи.

В соответствии с этим можно утверждать, что при совпадении полярностей сигналов на выходе датчика «DB-2», сигнал от ЧР «входит в трансформатор», т.е. является результатом воздействия помех. При несовпадении полярностей импульсов сигнал «выходит из трансформатора», т.е. является результатом возникновения частичных разрядов в изоляции трансформатора.

Сигналы токов проводимости с датчиков каждого набора вводов внутри прибора объединяются на нагрузочных сопротивлениях, соединенных в звезду. При настройке модуля производится уравнивание входных сигналов подстроенными сопротивлениями. Далее микропроцессорный модуль контролирует появле-

ние напряжения смещения, между общей землей, и искусственно созданной нулевой точкой. Благодаря применению фильтров прибор не чувствителен к наличию высших гармонических составляющих в напряжении с датчиков.

Через заданные интервалы времени модуль автоматически контролирует появление напряжения смещения.

Полученную информацию модуль хранит в энергонезависимой памяти, что позволяет также выявлять тенденции в изменении состояния изоляции. При появлении в данных явно выраженного тренда, прибор автоматически начинает прогнозировать предполагаемое время, когда дефект разовьется до уровня, близкого к тревожному и аварийному порогам. Это позволяет заблаговременно прогнозировать даты проведения ремонтных работ, исходя из реального технического состояния высоковольтного оборудования.

В модуле «PD Monitor» (M4) [17] в режиме реального времени, решается вопрос о том, является ли данный импульс следствием возникновения частичных разрядов в контролируемом оборудовании, или он имеет другую природу возникновения. Для этого используются специальные алгоритмы, оценивающие параметры входных импульсов. Благодаря этому пользователь принимает участие только в процедуре анализа распределения импульсов, что оптимизирует процесс диагностики. Импульсы, которые возникают в контролируемом высоковольтном оборудовании по другим причинам, или «пришедшие» в оборудование из внешней среды по соединительной линии, из рассмотрения автоматически исключаются. Такая функция существенно повышает оперативность работы диагностического персонала, исключая рутинную работу анализа места возникновения каждого импульса. В конечном итоге, это дает возможность уменьшить время на проведение диагностических работ, повысить достоверность проводимых исследований.

Все входные каналы модуля равноценны и независимы друг от друга, имеют идентичное входное сопротивление 50 Ом. Для повышения надежности модуля все входные каналы имеют встроенную защиту от паразитных импульсных помех и фильтры, выделяющие сигналы ЧР в диапазоне от 1 до 20 МГц.

Комплекс HYDROCAL 1003 [24] позволяет контролировать температуру трансформаторного масла и сигнализировать о его перегревах, контролировать количество влаги, содержащейся в масле, а также посредством хроматографического анализа определять концентрации газов, растворенных в масле. Определение их концентрации и соотношения может указать на вид дефекта, развивающегося внутри трансформатора. Специальное программное обеспечение сохраняет данные анализа и строит графические зависимости, что помогает отследить динамику развития повреждения. Способ установки и внешний вид прибора показаны на рисунке 3.5.

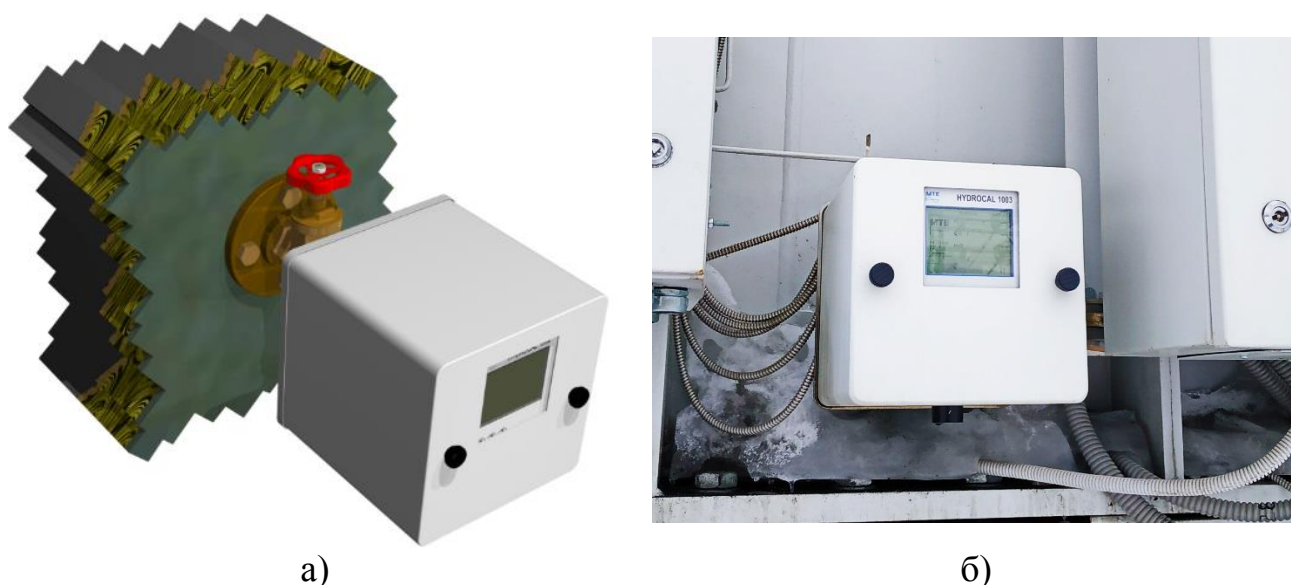


Рисунок 3.5 – Система мониторинга трансформаторного масла с измерением газов и влаги HYDROCAL 1003. Способ установки (а) и внешний вид прибора (б)

В данной работе на основе вышеописанной системы предлагается разработать и дополнить систему мониторинга силовых трансформаторов 110 кВ, применяя методы анализа вибрационных характеристик и регистрации частичных разрядов.

3.2 Предлагаемые системы мониторинга, построенные на основе анализа частичных разрядов

Импульсы ЧР вызывают сложные химические реакции, в результате которых часть трансформаторного масла разлагается на водород и углерод. Углерод остается на поверхности изоляции, а водород растворяется в масле. А при возникновении импульсов ЧР значительной энергии и искровых разрядов сопровождается появлением ацетилена. Таким образом возникновение частичных разрядов в баке трансформатора оставляет в масле так называемый «газовый след». Эти газы выявляются посредством хроматографического анализа. Однако скорость выделения этих примесей и, соответственно, темп нарастания их концентрации настолько малы, что могут пройти месяцы или даже годы, прежде чем ХАРГ выявит дефект, послуживший причиной газовой выделению. Поэтому методы обнаружения и регистрации ЧР позволяют зафиксировать развивающееся повреждение еще до того, как концентрация примесей в масле превысит допустимые пределы.

В модуле «PD Monitor» есть возможность для подключения 15 датчиков частичных разрядов, предназначенных для регистрации электрических ЧР. Используем эту возможность для подключения новых датчиков, позволяющих отслеживать состояние силового трансформатора методом частичных разрядов.

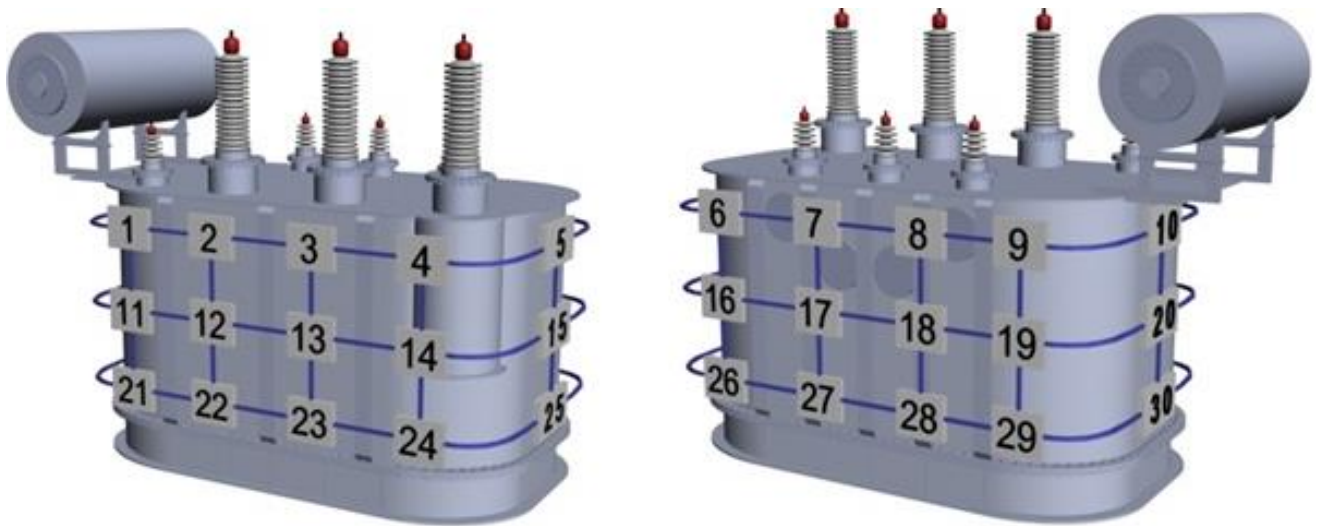


Рисунок 3.6 – Места установки акустических датчиков ЧР на корпусе трансформатора

Для локации дефектов по баку, сопровождающихся разрядной активностью, можно использовать акустические датчики частичных разрядов AC-Sensor. Данные приборы крепятся непосредственно на поверхность бака трансформатора в соответствии с рисунком 3.6. Сигналы со всех датчиков одновременно поступают на измерительный прибор, который анализирует полученные сигналы и определяет место локации развивающегося разряда внутри бака.



Рисунок 3.7 – Способ крепления на баке трансформатора датчиков ЧР AC-Sensor

Достоинством акустической регистрации частичных разрядов является возможность прямой локации места возникновения дефекта внутри бака трансформатора, проводимой на основе решения стандартной триангуляционной задачи по разнице

времени прихода сигналов к разным датчикам. Основных недостатков у этого метода два – сильное затухание акустических сигналов внутри бака (из-за сложной конструкции) и высокий уровень вредных акустических помех, наводимых на корпус бака трансформатора снаружи.

По этой причине для трансформаторов средней и большой мощности, бак которых имеет сложную конструкцию и большие размеры, для системы регистрации частичных разрядов может потребоваться очень большое количество акустических датчиков. В этом случае экономическая эффективность установки такой системы регистрации частичных разрядов в изоляции будет низкой.

Также измерение частичные разряды в баках силовых трансформаторов можно проводить при помощи датчиков – электромагнитных антенн сверхвысокого диапазона частот (УНФ), которые монтируются непосредственно внутри бака [14]. Достоверность таких измерений очень высока, так как уровень наведенных высокочастотных помех извне минимален. Это гарантируется экранирующими свойствами металлического бака трансформатора.

В качестве СВЧ устройства частичных разрядов будем использовать датчик AES-T, рисунок 3.8. Он состоит из двух частей:

1. Встраиваемая внутрь бака радиопрозрачная оболочка, монтируемая на заводе-изготовителе трансформатора.
2. Антенна УНФ диапазона частот, которая может устанавливаться и сниматься в процессе эксплуатации без потери герметичности бака трансформатора.



Рисунок 3.8 – УНФ-датчик частичных разрядов AES-T

Датчик марки AES-T заранее устанавливается на баке трансформатора на заводе-изготовителе. Датчик может монтироваться на стенке бака трансформатора, или же на одном из технологических лючков на баке.

Предварительная установка датчика позволяет проводить измерение частичных разрядов в процессе эксплуатации трансформатора оперативно и безопасно, без вывода его из эксплуатации.

При регистрации в системе мониторинга частичных разрядов в СВЧ (UHF) диапазоне частот необходимо использовать дополнительный модуль М4.1. Сверхвысокочастотный диапазон считается наиболее эффективным для диагностики, так как UHF датчики частичных разрядов располагаются внутри трансформатора и экранируются от внешних помех металлическим баком. Недостатком использования этого диапазона для измерения частичных разрядов является более высокая сложность и стоимость измерительного оборудования. Регистрация частичных разрядов производится в сверхвысокочастотном (UHF) диапазоне частот, поэтому модуль М4.1 практически не чувствителен к сигналам коронных разрядов, уровень которых в высоковольтном оборудовании очень высок. Это происходит потому, что частота коронных разрядов сравнительно невысока и обычно не превышает 100 200 МГц.

Благодаря этому модуль М4.1 имеет очень высокую чувствительность, что дает возможность выявлять дефекты в изоляции трансформатора на самых ранних стадиях развития, когда другие диагностические методы, например, контроль растворенных в масле газов, не показывает даже признаков дефектов. Итоговый внешний вид предлагаемой модульной системы представлен на рисунке 3.9.

При помощи алгоритмов встроенной экспертной системы, частично находящейся в модуле, а частично в программном обеспечении INVA, производится диагностика типа дефекта, выявленного в изоляции, оценивается уровень его развития и степень опасности для дальнейшей эксплуатации контролируемого трансформатора.

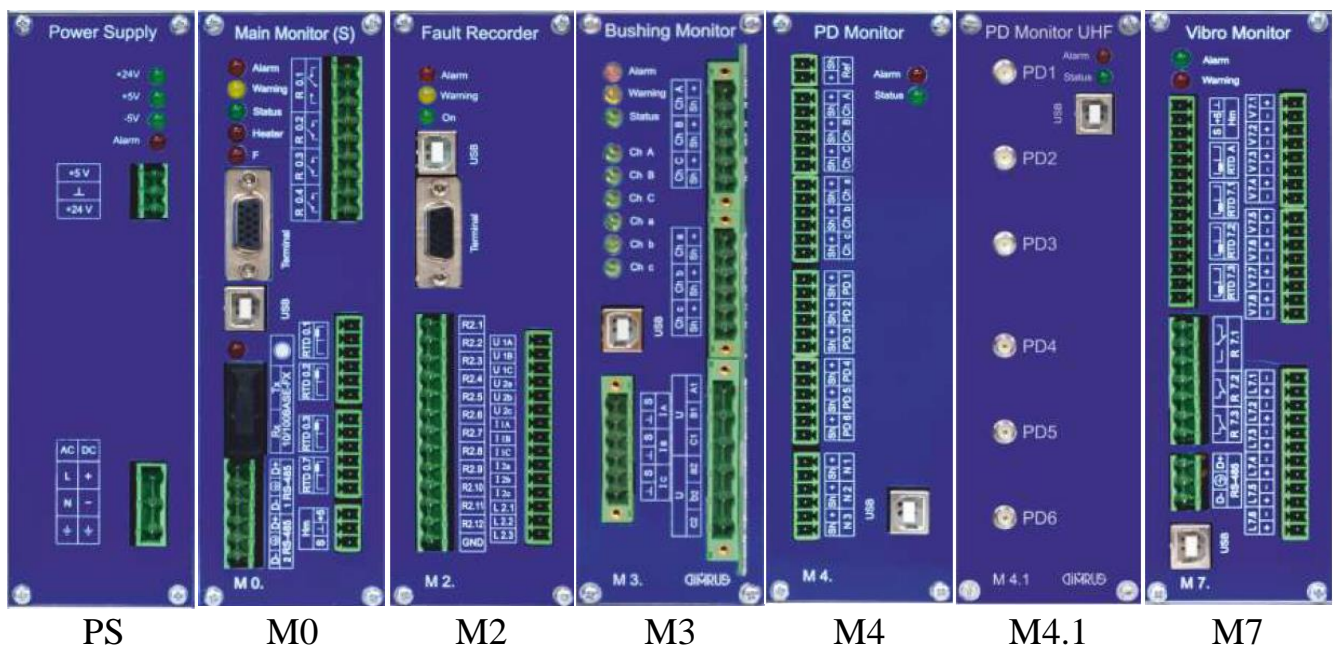


Рисунок 3.9 – Комплект модулей предлагаемой системы мониторинга

3.3 Предлагаемые системы мониторинга и диагностирования, построенные на основе анализа вибрационных характеристик

Вибрация бака трансформатора является параметром, характеризующим техническое состояние всех конструктивных элементов трансформатора. Повышение уровня вибрации и появление в спектре вибрации характерных гармоник всегда говорит о возникновении в конструкции трансформатора механических дефектов.

При помощи встроенной математической модели на основе анализа параметров вибрации в различных режимах работы экспертная программа разделяет вибрации в механических элементах конструкции трансформатора и вибрации, возникающие в обмотках [15]. Это позволяет эффективно оценивать качество прессовки обмоток трансформатора.

Для получения и обработки сигналов, несущих информацию о наличии вибраций в баке силового трансформатора предназначен модуль «Vibro Monitor» (M7), внешний вид которого представлен на рисунке 3.9. Механическая вибрация является важным диагностическим параметром, характеризующим техническое состояние силового трансформатора. Датчики для контроля вибрации обычно устанавливаются на поверхности бака трансформатора, и на наиболее ответственных элементах (маслонасосах и вентиляторах) системы охлаждения. При помощи технических и программных средств модуля M7 контролируется техническое состояние механических подсистем трансформатора. На основании сравнения вибрационных процессов в трансформаторе, регистрируемых в режимах, близких к режиму холостого хода и нагрузки, производится оценка качества прессовки активных элементов трансформатора – стали и обмоток. Для этого используется встроенная в программное обеспечение экспертная система VESTA, разработанная фирмой. Измерения проводятся без отключения трансформатора от сети.

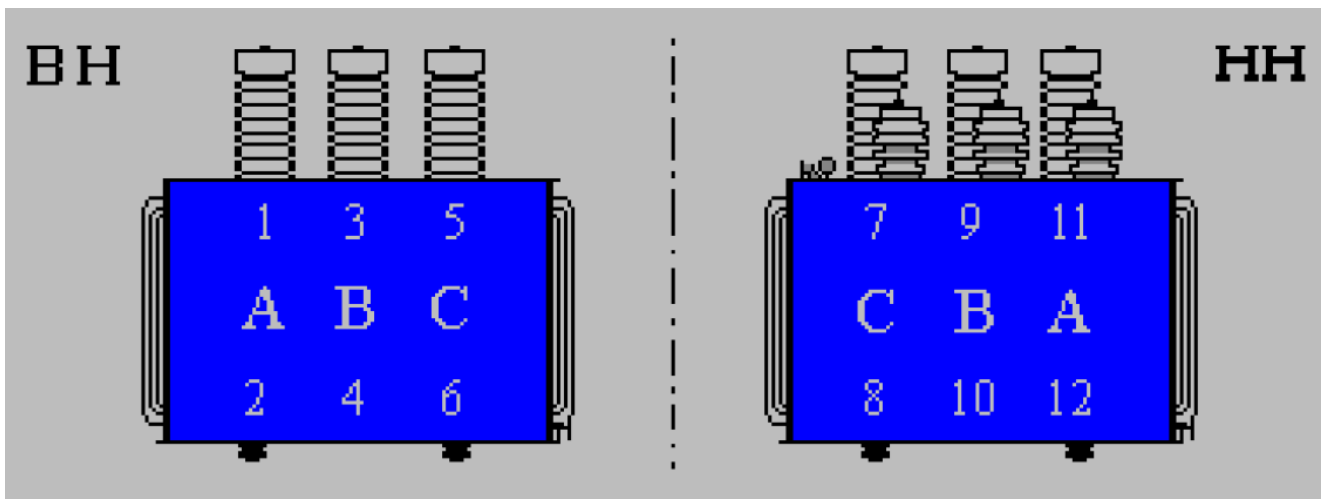


Рисунок 3.10 – Места установки датчиков для проведения вибрационных исследований

Снятие виброхарактеристик будет осуществляться пьезоэлектрическими преобразователями ВК-310А [9], которые крепятся на корпус трансформатора крепежными винтами в соответствии с рисунком 3.10. Вибропреобразователи серии ВК-310 представляют собой пьезоэлектрические акселерометры с согласующими усилителями и предназначены для применения в составе аппаратуры непрерывного вибрационного контроля, защиты и вибродиагностики электрооборудования. Конструктивно они состоят из пьезоэлектрического преобразователя (непосредственно датчика) соединенного с согласующим усилителем. Рабочий диапазон таких устройств составляет от 5 Гц до 8 кГц.



Рисунок 3.11 – Внешний вид датчика ВК-310А

Вибропреобразователи устанавливаются на контролируемом оборудовании, так чтобы направление оси основной чувствительности было параллельно направлению контролируемых колебаний. Пьезоэлектрический преобразователь преобразует механические колебания в электрический заряд, который поступает на усилитель заряда предусилителя. На выходе усилителя заряда формируется напряжение, пропорциональное мгновенному значению виброускорения. Это напряжение подается на выход вибропреобразователя и на интегратор. На выходе интегратора формируется напряжение пропорциональное мгновенному значению виброскорости.

Вышепредставленная система датчиков позволяет обнаруживать вибрации магнитопровода и обмоток силового трансформатора. Однако, так как трансформатор представляет собой сложную систему, состоящую из разных элементов, источником вибрации может являться не только магнитная система. Вибрации также могут возникать в охлаждающих вентиляторах и маслонасосах. Для их выявления и диагностирования дефектов предлагается использовать компактные портативные виброметры.

Малогабаритный переносной виброметр марки «Виброметр-К1» предназначен для проведения измерения вибрации в размерности СКЗ (средне квадратичное значение) виброскорости (мм/с) в диапазоне частот от 10 до 1000 Гц, рисунок 3.12. Датчик виброметра может быть использован для измерения вибрации в двух вариантах установки на оборудовании. На большинстве типов оборудования он надежно фиксируется в контролируемой точке при помощи постоянного магнита. На оборудовании с немагнитным корпусом, а также в специальных условиях, измерение вибрации производится при помощи переходного щупа, упираемого в точку, в которой необходимо измерить вибрацию.



Рисунок 3.12 – Внешний вид прибора «Виброметр-К1»

Прибор предназначен для определения соответствия текущих вибрационных параметров контролируемого оборудования требованиям стандартов и нормам безопасности. Это основная функция переносных виброметров, когда оперативный персонал, во время обхода оборудования, при помощи виброметров контролирует его техническое состояние. Для качественной оценки состояния используется сравнение текущих параметров вибрации с нормативными значениями. Это позволяет планировать сроки проведения ремонтных работ исходя из наличия увеличения значений вибрационных параметров. Это функция периодического мониторинга состояния оборудования. На основании нескольких замеров вибрации, выполненных через определенный интервал времени, можно оценить срок, когда уровень вибрации достигнет критического значения, и когда оборудование будет нуждаться в ремонте.

Выводы по разделу 3

1 Изучена система TDM-M, установленная на подстанции 110 кВ «Масалитинская». Описаны основные модули и датчики, с указанием контролируемых ими параметров.

2 На основе вышеупомянутой системы TDM-M, путем подключения дополнительных модулей и использования датчиков диагностического мониторинга разработана система обнаружения дефектов силовых трансформаторов 110 кВ мощностью до 63 МВА без их отключения.

3 Предложены два варианта датчиков разного принципа действия и установки, измеряющих частичные разряды – AC-Sensor (акустический, устанавливаются по

периметру бака трансформатора) и AES-T (СВЧ-антенна, монтируется непосредственно внутри бака).

4 Для регистрации вибраций обмоток и магнитопровода предложены датчики ВК-310А, крепящиеся непосредственно на корпус трансформатора. Для измерения уровня локальных вибраций предлагается использовать переносной диагностический прибор «Виброметр-К1».

4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА

4.1 Опыт Челябэнерго по внедрению систем мониторинга

Задачи прогнозирования остаточного ресурса и оценки надежности силовых трансформаторов, находящихся длительное время в эксплуатации на подстанциях и электростанциях городов и промышленных предприятий, являются очень значимыми. Результатом их решения является обеспечение недопустимости снижения уровня безопасности энергетических объектов при значительном израсходовании ресурса оборудования.

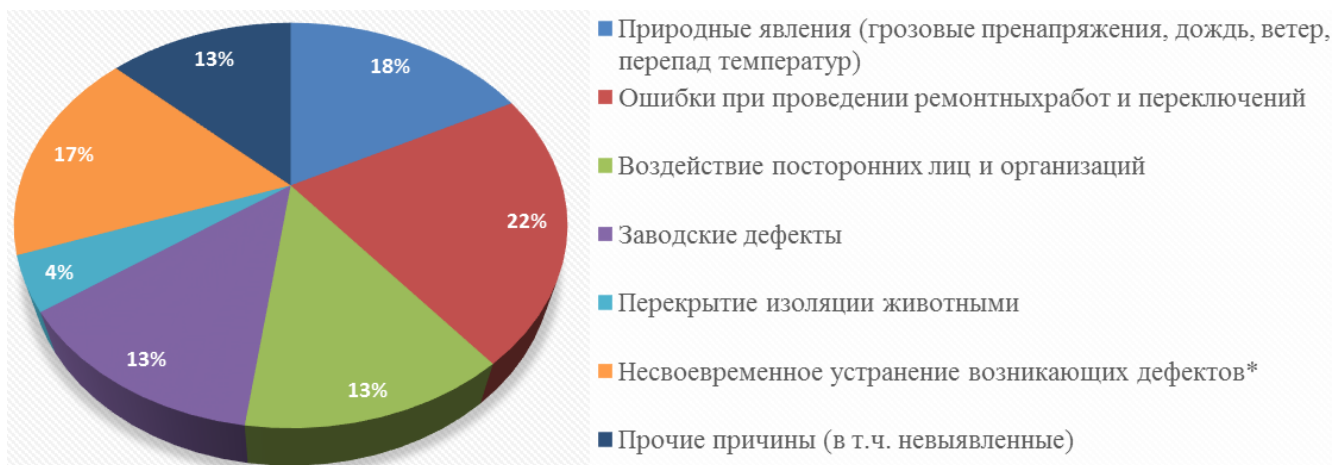
При проектировании силового электрооборудования в него закладывается долгий срок эксплуатации. Таким образом, на сегодняшний день большая часть парка трансформаторов находится в эксплуатации более 30 лет, что увеличивает вероятность их отказа и влечет за собой необходимость контроля текущего состояния.

До 80-х годов прошлого века на подстанциях Челябинской области применялись элементы контроля за состоянием параметров работы силовых трансформаторов в соответствии с нормами испытаний, действительными на тот период времени. Как правило, проводились периодические осмотры трансформаторов с контролем уровня масла, проверкой целостности корпуса, отсутствию потеков, измерение электрических параметров и т.д. Более подробную информацию о целостности конструкции и дефектах, развивающихся в трансформаторах можно было получить только при выводе трансформаторов в плановые либо аварийные ремонты. Таким образом, в год происходило до десятка аварий и выхода трансформаторов из строя, после которых их восстановление оказывалось экономически нецелесообразным. Это влекло за собой не только затраты на ремонт и замену оборудования подстанций, а также ущербы, связанные с остановкой производственного процесса предприятий, питание которых нарушалось при отключениях.

К 1987-88 г. распространение получил метод выявления дефектов, развивающихся внутри бака трансформаторов на основе анализа газов, растворенных в масле. Мощные силовые трансформаторы повсеместно стали оснащаться системами ХАРГ, которые позволяли выявить дефекты, возникающие в силовых трансформаторах, на ранних стадиях их развития. К середине 90-х годов системы, основанные на методе хроматографического анализа масла получили широкое применение. При этом стали выявлять более 30 поврежденных трансформаторов в год, предупреждая их выход из строя и аварийные отключения.

Также в последствии стали внедряться другие системы и методы диагностирования и мониторинга силовых трансформаторов. На сегодняшний день аварийные отключения силовых трансформаторов составляют менее десяти единиц в год.

Данные об аварийных отключениях трансформаторов 110 кВ по данным МРСК Урала Челябэнерго с 2009 по 2016 год представлены в таблице 4.1, статистика отражена на рисунке 4.1



*Из них: 5% – отсутствие или недостаточное оснащение системами, выявляющими повреждения; 12% – несвоевременное проведение осмотров

Рисунок 4.1 – Причины аварийных отключений трансформаторов 110 кВ

Как видно из диаграммы, составленной на основе данных об аварийности трансформаторов 110 кВ, находящихся на подстанциях МРСК Урала Челябинэнерго, в настоящее время значительная доля отключений приходится на случайные влияния внешних факторов. Это связано с тем, что в 90-е годы велось активное внедрение систем мониторинга и диагностирования силовых трансформаторов, что подтверждает их технико-экономическую эффективность.

Таблица 4.1 – Аварийные отключения трансформаторов 110 кВ по данным Челябинэнерго

	Предприятие	Дата и время возникновения события	Марка	Причины возникновения аварии и ее развития	Мероприятия
1	Челябинские городские ЭС филиала Челябинэнерго ДЗО ОАО «МРСК Урала»	20.08.2009 17:50	ТДТН-40000/110	Причиной отключения силового трансформатора Т-1 явилось появление газа (воздуха) в газовом реле, приведшее к замыканию контактов газового реле на отключение. Попадание газа (воздуха) в газовое реле произошло вследствие его выделения из трансформаторного масла при доливке его в бак трансформатора.	1 Разработать порядок составления ППР (перечень разделов, графическая часть и т. д.) на ремонт основного оборудования. 2 Оперативному персоналу включать в бланк переключений операцию: «Осмотр газового реле вводимого в работу силового трансформатора (если работы проводились на первичном оборудовании) на предмет отсутствия газа (воздуха) перед разземлением трансформатора».
2	Магнитогорские ЭС филиала Челябинэнерго ДЗО ОАО «МРСК Урала»	10.07.2009 05:53	ТМТН-6300/110	Причина будет установлена после вскрытия трансформатора.	Разработать мероприятия после вскрытия трансформатора.
3	ОАО «МРСК Урала»	13.07.2010 09:45	ТДН-10000/110	Грозовые перенапряжения.	Произвести хроматограф масла трансформатора и анализ газа из газового реле.
4	Центральные ЭС филиала Челябинэнерго ДЗО ОАО «МРСК Урала»	09.07.2011 23:14	ТДТН-25000/110	Предполагаемой причиной работы ДЗТ и газообразования явилось перекрытие между оголенными токоведущими частями избирателя переключателя и корпусом бака силового трансформатора через металлическую стружку. Металлическая стружка предположительно появилась в результате рассверливания отверстия под шпильку ввода при проведении капитального ремонта Т-1 в 2007 году.	При проведении капитальных ремонтов силовых трансформаторов с подъемом активной части или колокола проводить детальный осмотр активной части на наличие посторонних предметов.

Продолжение таблицы 4.1

5	Центральные ЭС филиала Челябинского ДЗО ОАО «МРСК Урала»	18.06.2011 13:40	С ест. масля- ным охлажд. до 2500 кВА	Атмосферные перенапряжения (гроза)	1. Проведение внеочередного обследования ВЛ 10кВ №6 «Голубинка» от ПС 35/10кВ «Б.Куяш» Кунашакского РЭС и подключенных к ВЛ 10кВ ТП. 2. Определить причину и объем повреждений ТМ 100кВА ТП №57 с участием представителей СРС ПО ЦЭС во время ремонта в ООО «Сервис Энергоремонт».
6		18.06.2011 09:35	ТДТН- 25000/110	Причиной работы МТЗ 110кВ Т-2 ПС 110/35/10кВ «Аргаяш» Аргаяшского РЭС явилось последовательное отключение от ТО ВЛ 35кВ «Губернская», от МТЗ ВЛ 10кВ №4 «Соболево», ВЛ 10кВ №6 «Худайбердинск».	Проведение послеаварийной проверки работы МТЗ 110кВ Т-2 ПС 110/35/10кВ «Аргаяш» Аргаяшского РЭС.
7		27.08.2012 19:04	КЗ-110 К-47 С ест. масл. охл. до 2500 кВА ТМН- 6300/110	1. Причина КЗ на ТСН 1 – падение шторки на подвижные контакты ТР 10 кВ ТСН 1 из-за регулирования шторочного механизма. 2. Отказ включения КЗ 110 кВ Т 1 из-за механической неисправности привода. При операции «включение» при повороте релейной планки не произошло ее расцепления с рычагом из-за его перегиба. Перегиб рычага произошел из-за возможности его горизонтального перемещения на 3 мм вдоль оси, на которой он установлен. 3. При выполнении операций по бланку переключений № 253 проверочная операция №7 по осмотру включенного положения ТР 10кВ ТСН 1 была выполнена формально.	1. Произвести ревизию привода КЗ 110 кВ Т 1 ПС 110/10 кВ «Маук». 2. Произвести ревизию механизма закрывания шторок в ячейках ТСН типа К-47, К-59 на всех ПС ПО ЦЭС. 3. При выполнении текущих ремонтов тр-в ПС выполнять текущий ремонт ячеек ТСН и ревизию шторочного механизма с записью в ремонтной документации. 4. Провести внеплановую противоаварийную тренировку с оперативным персоналом ОДС СУ и РЭС по теме «Ликвидация возгорания оборудования на удаленных ПС Аргаяшского РЭС
8		11.06.2012 10:30	ТДТН- 25000/110	При вскрытии и демонтаже обмоток Т-1 выявлен заводской дефект пайки внутренних витков.	1. Направить письмо на завод изготовитель трансформатора Т-1 с уведомлением о выявленных внутренних заводских дефектах. 2. Организовать ремонт тр-ра Т-1.

Продолжение таблицы 4.1

9	Челябинские городские ЭС филиала Челябинского энергосбытового ДЗО ОАО «МРСК Урала»	25.05.2012 09:32	ТРДН-25000/110 ТРДН-25000/110	<p>В результате попадания птицы на ошиновку вводов фаз В и С 10кВ силового Т1 110/10кВ ПС Тракторозаводская произошло перекрытие с междуфазным КЗ на «землю».</p> <p>На ПС Тракторозаводская отработала ДЗТ Т1 на отключение В-10 Т1 и сброс КЗ-110 Т1 с последующим отключением:</p> <ul style="list-style-type: none"> - на ПС 110кВ ЧГРЭС В-110 "ЧГРЭС – Тракторозаводская"; - на ПС Тракторозаводская ОД-110 Т1. <p>На ПС Тракторозаводская защиты отработали штатно (правильно). В это время от дуги на ошиновке над вводами 10кВ Т1 птицу отбросило на еще не обесточенные вводы 110кВ фаз "В" и "С" с возникновением междуфазного КЗ.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Разработать мероприятия по отпугиванию птиц от оборудования 2. Реализовать мероприятия по отпугиванию птиц от оборудования
10	Златоустовские ЭС филиала Челябинского энергосбытового ДЗО ОАО «МРСК Урала»	05.05.2012 11:34	ТРДН-40000/110	<p>При проверке релейной защиты В 10 НПС 3 персонал НПС-2 Травники в цепях защиты ДЗТ Т-2 произвел несанкционированные действия, которые отключили Т-2 на ПС Луговая 110/10 кВ от диф. защиты.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Направить письмо в адрес Челябинского нефтепроводного управления ОАО "Уралсиб-нефтепровод" о недопустимости проверки релейной защиты вводных выключателей Т-1,2 на НПС-2 Травники без вывода в ремонт Т-1,2 на ПС Луговая 110/10 кВ. 2. Провести проверку ДЗТ Т-2 совместно с представителями НПС-2.
11	Троицкие ЭС филиала Челябинского энергосбытового ДЗО ОАО «МРСК Урала»	09.04.2012 16:24	ТДГН-10000/110	<p>Зависание в среднем положении нижнего поплавка газового реле типа ВФ-80/Q в результате потери герметичности, при подаче напряжения в следствии кратковременной вибрации трансформатора Т-1 произошло срабатывание газовой защиты.</p>	<p>Заменить газовое реле типа ВФ-80/Q на виброустойчивое типа РГТ-80.</p>

Окончание таблицы 4.1

12	Центральные ЭС филиала Че- лябэнерго ДЗО ОАО «МРСК Урала»	23.08.2013 10:03	ТРДН- 40000/110		
13	Магнитогорские ЭС филиала Че- лябэнерго ДЗО ОАО «МРСК Урала»	26.08.2013 13:40	ТМ-6300/110		
14	Центральные ЭС филиала Че- лябэнерго ДЗО ОАО «МРСК Урала»	24.11.2014 05:42	ТДТН- 16000/110		
15	Магнитогорские ЭС филиала Че- лябэнерго ДЗО ОАО «МРСК Урала»	24.11.2014 00:00	ТДН- 10000/110		
16	Центральные ЭС филиала Че- лябэнерго ДЗО ОАО «МРСК Урала»	29.06.2014 06:55	ТДТН- 25000/110		
17		16.02.2014 12:48	ТМН- 6300/110		
18		31.07.2015 06:07	ТДТГ- 20000/110		
19		31.07.2015 01:32	ТМ-6300/110		
20		12.05.2016 18:40	ТДТН- 16000/110		
21		20.05.2016 15:54	ТМН- 6300/110		

Если при диагностических проверках силовых трансформаторов наблюдается выход одного или нескольких контролируемых параметров за допустимые пределы, трансформатор ставится на повышенный контроль. Учащается количество проверок, вводится дополнительный контроль ранее не отслеживаемых параметров. Это делается для того, чтобы более точно определить характер проблемы до вывода трансформатора в ремонт, своевременно принять наиболее эффективные меры по его устранению. Либо же определить, было ли ложное срабатывание систем контроля из-за внешних или случайных факторов. Также под повышенный надзор попадают трансформаторы, прошедшие ремонт или вновь введенные в эксплуатацию. Если признаков неисправностей не обнаружено, такие трансформаторы снимаются с повышенного контроля спустя полгода.

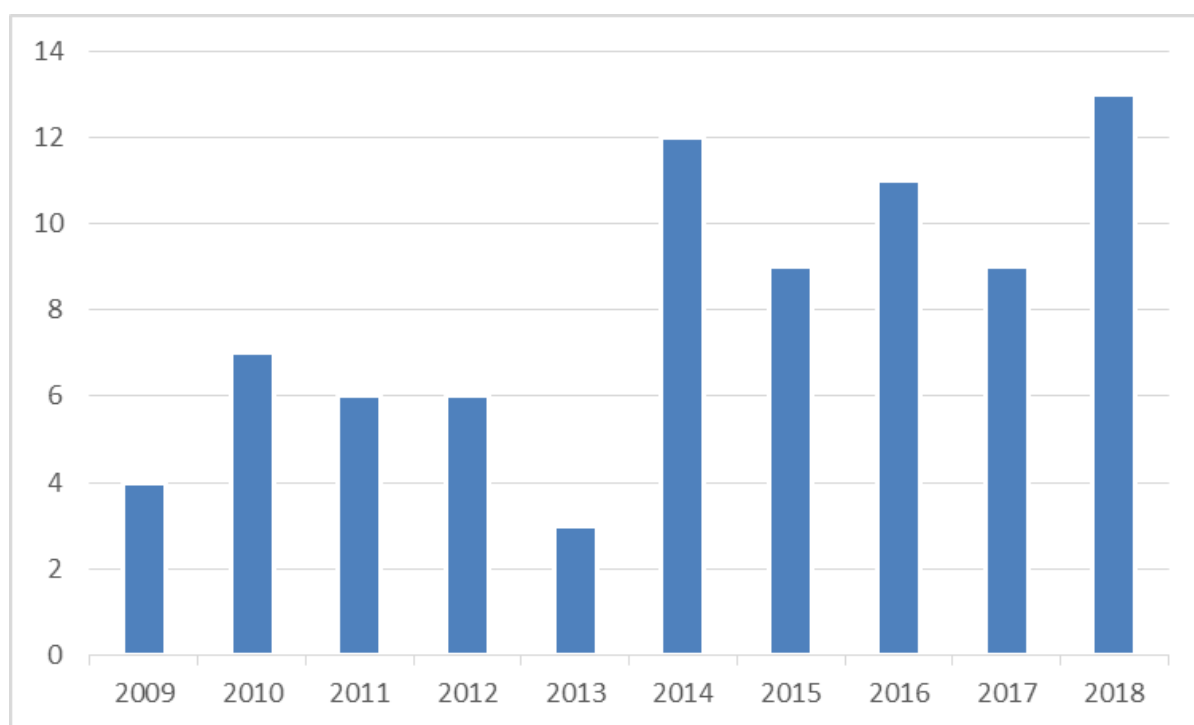


Рисунок 4.2 – Количество трансформаторов 35-110 кВ, находящихся на контроле по ХАРГ по данным Челябэнерго с 2009 по 2018 г.

4.2 Расчет экономической эффективности установки систем мониторинга на трансформатор 110/10 кВ мощностью 40 МВ·А

Техническая диагностика энергетического оборудования играет важную роль в обеспечении надежности функционирования энергетических систем. Рост надежности оборудования подстанций, а, в частности, трансформаторов, может обеспечить значительную экономию средств. Проведем оценку эффективности применения средств технической диагностики и мониторинга на трансформаторах 110/10 кВ.

Для расчета экономической эффективности от установки системы мониторинга введем понятие предельной вероятности обнаружения системой мониторинга приближающегося отказа. Произведение вероятности обнаружения системой мониторинга приближающегося отказа и вероятности безотказной работы системы мониторинга дает общую вероятность обнаружения приближающегося отказа системой мониторинга [13].

Общая вероятность обнаружения системой мониторинга приближающегося отказа:

$$P_{\text{об.см}} = P_{\text{см}} \cdot P_{\text{пр.п}}, \quad (4.1)$$

где $P_{\text{пр.п}}$ – предельная вероятность обнаружения системой приближающегося отказа;

$P_{\text{см}}$ – вероятность безотказной работы системы мониторинга.

Для оценки экономической эффективности от внедрения мониторинга сравним стоимость оснащения трансформатора комплексной системой мониторинга со стоимостью предотвращенного ущерба от внезапного отказа трансформатора.

Стоимость ущерба от отказа оборудования при отсутствии системы мониторинга в год определяется по формуле:

$$E_{\text{чист}} = E_{\text{тр}} \cdot C_{\text{тр}} \cdot n, \quad (4.2)$$

где $E_{\text{тр}}$ – количество отказавших трансформаторов в год;

$C_{\text{тр}}$ – стоимость одного трансформатора, установленного на подстанции;

n – количество трансформаторов на подстанции.

Количество отказов трансформаторов в год:

$$E_{\text{тр}} = n \cdot q, \quad (4.3)$$

где q – вероятность отказа трансформаторного оборудования

Подставим (4.3) в (4.2) и получим выражение для нахождения ущерба при отсутствии системы мониторинга:

$$E_{\text{чист}} = n^2 \cdot q \cdot C_{\text{тр}}. \quad (4.4)$$

Чистая стоимость предотвращенного ущерба от внезапного отказа трансформатора – это экономия, вызванная тем, что при использовании системы мониторинга меньшее количество трансформаторов внезапно откажет. Определяется как:

$$S_{\text{чист}} = E_{\text{чист}} \cdot n \cdot P_{\text{об.см}} \quad (4.5)$$

Стоимость оснащения системами мониторинга трансформаторов на подстанции найдем по формуле:

$$C_{\text{о.пс}} = C_{\text{см}} \cdot n, \quad (4.6)$$

где $C_{\text{см}}$ – стоимость установки системы мониторинга на один трансформатор.

Полная стоимость предотвращенного ущерба за год от внедрения на подстанции системы мониторинга представляет собой сумму чистой стоимости предотвращенного ущерба и вторичной стоимости предотвращенного ущерба от применения системы мониторинга:

$$S_{\text{полн}} = S_{\text{чист}} + S_{\text{вт}} \quad (4.7)$$

Так как определить даже приблизительное значение вторичной стоимости предотвращенного ущерба ($S_{\text{вт}}$) от внезапного отказа достаточно сложно, примем его равным нулю, что даст дополнительный запас в расчетах.

Экономический эффект от внедрения системы мониторинга на подстанции определяется как:

$$E = T \cdot S_{\text{полн}} - C_{\text{о.пс}}, \quad (4.8)$$

где T – срок эксплуатации системы мониторинга, за который она должна окупиться. В энергетике, как правило, составляет 8 лет.

Существуют различные виды комплектов поставки данных систем. Это позволяет потребителю, исходя из его экономических возможностей подобрать наилучший вариант контролирующей системы – общий или же более детальный.

Базовым элементом для работы представленных в таблице 4.2 систем мониторинга силовых трансформаторов 110 кВ является прибор марки TDM-M. Обычно он располагается в монтажном шкафу рядом с контролируемым трансформатором, что делается для сокращения длины соединительных кабелей. В приборе сосредоточены все основные функции контроля технологических и диагностических параметров работы трансформатора. Прибор собирает информацию от первичных датчиков, обрабатывает и сохраняет их в памяти. В экспертной части прибора реализована параметрическая диагностика, сравнивающая текущие значения параметров с заданными пороговыми значениями.

Таблица 4.2 – Варианты комплектов поставки систем TDM-M для мониторинга основных параметров трансформатора

№ п/п	Позиция в поставке	Вариант комплектации АСМД		
		TDM-M/1	TDM-M/2	TDM-M/3
1	Система TDM-M для мониторинга основных диагностических параметров трансформатора	+	+	+
2	Газоанализатор для контроля концентрации растворенных газов и влагосодержания в масле		+	+
3	Прибор LTC-Monitor для оперативного контроля технического состояния РПН трансформатора			+
4	Дополнительный комплект датчиков для расширения возможностей работы систем TDM-M			+
5	Программное обеспечение iNVA для мониторинга и диагностики состояния силового трансформатора напряжением 110 кВ	+	+	+

В основе проектируемой в данной работе системы мониторинга силовых трансформаторов 110/10 кВ лежит базовая комплектация TDM-M/2, к которой подключены дополнительные модули.

Цены различных вариантов поставки автоматизированных систем мониторинга и диагностики, действительные на март 2019 года, представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Стоимость стандартных вариантов поставки автоматизированных систем мониторинга и диагностики (АСМД) на основе TDM-M.

№ п/п	Позиция в поставке	Состав поставки АСМД			Цена с НДС, т. руб
		TDM-M	Газоанализатор	LTC-Monitor	
1	Система TDM-M/1 (мониторинг основных параметров трансформатора)	+			330
2	Система TDM-M/2 (TDM-M/1 + мониторинг растворенных газов)	+	+		780
3	Система TDM-M/3 (TDM-M/2 + мониторинг параметров РПН)	+	+	+	940
4	Программное обеспечение iNVA для мониторинга и диагностики состояния силового трансформатора 110 кВ				50
5	Набор дополнительных датчиков для расширения возможностей работы систем TDM-M				80

В первичную комплектацию входят модули PS, M0, M2, M3, M4, а также газоанализатор HYDROCAL 1003. Стоимость такой системы, согласно таблице 4.3 составляет 780 000 рублей. Для расширения возможностей отслеживания неисправностей к системе подключаются модули M4.1 и M7, цены на которые составляют 123 000 и 177 000 рублей соответственно [29], а также дополнительный набор датчиков мониторинга стоимостью 80 000 рублей.

Тогда стоимость системы мониторинга с учетом пусконаладочных работ (около 250 000 рублей) составит:

$$C_{\text{см}} = 780\,000 + 123\,000 + 177\,000 + 80\,000 + 250\,000 = 1\,410\,000 \text{ руб.}$$

Стоимость трансформатора ТРДН мощностью 40 МВА составляет 22 500 000 руб. Вероятность отказа трансформаторного оборудования – 0,012.

По предварительным данным видно, что стоимость системы мониторинга составляет около 6% стоимости силового трансформатора, который оснащается данной системой.

Точность и надежность современных систем мониторинга крайне высока, в частности, из-за того, что ведется параллельный контроль сразу нескольких параметров различными методами и их сравнение с нормально допустимыми величинами. Поэтому вероятность обнаружения приближающегося отказа у таких систем составляет 99%, а вероятность безотказной работы – 70%.

По (4.1) определим общую вероятность обнаружения приближающегося отказа:

$$P_{\text{об.см}} = 0,99 \cdot 0,7 = 0,69.$$

Ущерб от отказа оборудования при отсутствии систем мониторинга на двухтрансформаторной подстанции по (4.4) составит:

$$E_{\text{чист}} = 2^2 \cdot 0,012 \cdot 22\,500\,000 = 1\,080\,000 \text{ руб.}$$

Тогда стоимость предотвращенного ущерба от внезапного отказа трансформатора по (4.5):

$$S_{\text{чист}} = 1\,080\,000 \cdot 2 \cdot 0,69 = 1\,490\,400 \text{ руб.}$$

Стоимость оснащения системами мониторинга подстанционных трансформаторов и полную стоимость предотвращенного ущерба за год от внедрения на подстанции системы мониторинга по (4.6) и (4.7) соответственно:

$$C_{\text{о.ПС}} = 2 \cdot 1\,410\,000 = 2\,820\,000 \text{ руб.}$$

$$S_{\text{полн}} = S_{\text{чист}} = 1\,409\,400 \text{ руб.}$$

Экономический эффект от внедрения системы мониторинга на подстанции составит:

$$E = 8 \cdot 1\,409\,400 - 2\,820\,000 = 8\,455\,200 \text{ руб.}$$

Из расчета видно, что экономический эффект от установки систем мониторинга на трансформаторной подстанции 110 кВ составляет около 8,46 млн руб. за 8 лет, то есть около 1 млн руб. в год. Срок окупаемости данных систем

$$T_{\text{ок}} = \frac{2\,820\,000}{1\,409\,400} = 2 \text{ года.}$$

Установка систем мониторинга полностью окупаются за 2 года.

Выводы по разделу 4

1 Проанализирован исторический путь развития и внедрения систем диагностического мониторинга силовых трансформаторов на промере сетей Челябэнерго.

2 Приведена статистика причин отказов силовых трансформаторов напряжением 110 кВ с 2009 по 2016 г.

3 Проведен расчет экономической эффективности установки систем мониторинга на трансформатор 110/10 кВ мощностью 40 МВ·А, ущерб при их отсутствии и выгода при установке Срок окупаемости установки данных систем на двухтрансформаторной подстанции составляет 2 года.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе проведен анализ существующих методов диагностирования и мониторинга силовых трансформаторов. Определен перечень дефектов и эффективность их выявления разными системами. Акцент сделан на методах вибродиагностики и частичных разрядов для выявления дефектов силовых трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью до 63 МВ·А. Данные методы определяют наличие развивающихся повреждений на ранних стадиях их развития, что позволяет спланировать графики ремонтов и предотвратить аварийных отключения трансформаторов.

На основе этих исследований были освещены следующие вопросы для формирования выводов по работе:

1 Определены основные повреждения, которые наиболее часто являются причинами выхода трансформаторов из строя и ведут к значительным ущербам.

2 Приведено обоснование необходимости внедрения систем диагностического мониторинга для трансформаторов до 63 МВ·А класса напряжение 110 кВ.

3 Рассмотрены причины возникновения вибраций в силовых трансформаторах, с точки зрения протекания электромеханических процессов, ведущие к деформации обмоток и магнитопровода.

4 Приведены основные вибрационные характеристики, анализ которых позволяет выявить наличие развивающихся дефектов в трансформаторе, рассмотрены частотный и спектральный методы контроля этих характеристик.

5 Описаны механизмы возникновения частичных разрядов в изоляции трансформаторов. Приведены последствия развития частичных разрядов со временем, такие как межвитковые замыкания в обмотках или разрушение изоляции вводов, что без своевременного обнаружения ведет к авариям и отключениям трансформаторов.

6 Рассмотрены системы диагностирования и мониторинга высоковольтного трансформаторного оборудования, а также датчики контроля вибрационных характеристик и частичных разрядов, представленные на современном рынке, компаний АВВ, Dimrus, Энергоавтоматизация.

7 В качестве базовой принята система диагностического мониторинга TDM-M компании «Dimrus», установленная на трансформаторах 40 МВ·А 110/6/6 кВ ПС «Масалитинская» города Челябинска, описаны основные модули и датчики, входящие в нее. На основе данной системы, путем добавления дополнительных модулей и датчиков, предложены несколько вариантов адаптации системы мониторинга силовых трансформаторов напряжением 110 кВ мощностью до 63 МВ·А.

8 Проведен анализ исторического пути развития систем и методов выявления повреждений силовых трансформаторах в сетях Челябэнерго. Приведена статистика аварийных отключений трансформаторов 110 кВ, выявлены причины, в результате которых и возникают данные отключения.

9 Приведены данные по стоимости систем мониторинга, предлагаемой для установки на трансформаторы 110 кВ. Путем технико-экономического расчета определен эффект от внедрения данных систем. При сравнении стоимости установки систем диагностического мониторинга с затратами на капитальные ремонты и покупку нового оборудования, при выходе оборудования из строя в результате аварий, полученный срок окупаемости составляет 2 года. А экономический эффект в денежном эквиваленте, без учета ущербов от недоотпуска электроэнергии потребителю, составляет около 1 млн. руб. в год с одной двухтрансформаторной подстанции.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Алексеев, Б.А. Крупные силовые трансформаторы: контроль состояния в работе и при ревизии / Б.А. Алексеев. – М.: НТФ «Энергопрогресс», приложение к журналу «Энергетик». – 2010. – № 1 (133). – 88 с.
- 2 Бабаханов, А.М. Электродинамические усилия в электрических аппаратах. / А.М. Бабаханов, К.Ч. Джуманазаров, А.А. Шпаковский, А.Г. Баран. – Актуальные проблемы энергетики СНТК. – 2011. – № 71. – С. 56-57.
- 3 Бабушкин, А. Частичные разряды в изоляции. / А. Бабушкин. – Киев: ООО «ДАТОС ЛТД», 2014 – 5 с.
- 4 Базуткин, В.В. Техника высоких напряжений. Изоляция и перенапряжения в электрических системах. / В.В. Базуткин, В.П. Ларионов, Ю.С. Пинталь. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 463 с.
- 5 Бедерак, Я.С. Принципы построения систем мониторинга силовых трансформаторов напряжением 35 кВ и выше и мощностью 25000 кВА и выше. / Я.С. Бедерак, Ю.Л. Богатырев // Журнал «Промэлектро» - 2005. – №3. – 21 с.
- 6 Белов, К.П. Магнитострикционные явления и их технические приложения / К.П. Белов. – М.: Наука, 1987. – 160 с.
- 7 Ванин, Б.В. О повреждениях силовых трансформаторов напряжением 110-500 кВ в эксплуатации / Б.В. Ванин, Ю.Н. Львов, М.Ю. Львов, и др // АО ВНИИЭ – МЭИ (ТУ) – РАО «ЕЭС России». – [http://www.transform.ru/sst/\\$articles/a000050.htm](http://www.transform.ru/sst/$articles/a000050.htm)
- 8 «ВЕСТА». Система контроля качества прессовки обмоток и стали трансформаторов по замерам вибрации, контроль состояния маслонасосов. / Руководство по эксплуатации. Димрус. – Пермь: Изд-во «Виброцентр». – 60 с.
- 9 Вибропреобразователи пьезоэлектрические с предуселителями серии ВК-310. Руководство по эксплуатации РЭ 4277-032-00205435-01. – ООО «ВиКонт», Москва. – 45 с.
- 10 Гавриленко, А.В. Методика вибрационного обследования силовых трансформаторов / А.В. Гавриленко, А.П. Долин // РЕТЭК, 2004. – 18 с.
- 11 ГОСТ 20911-89. Техническая диагностика. Термины и определения. – Введ. 1991–01–01. М.: Изд-во стандартов, 1991. – 11 с.
- 12 Гун, И.Г. Основные неисправности и методы диагностирования силовых трансформаторов в условиях эксплуатации / И.Г. Гун, В.М. Салганик, С.А. Евдокимов, А.А. Сарлыбаев // Вестник МГТУ им. Г.И. Носова. – 2012. – №1. – С 102–105.
- 13 Дашевский, Е.Г. Оценка экономической эффективности систем мониторинга трансформаторного оборудования, находящегося в эксплуатации длительный срок / Е.Г. Дашевский // Известия ВУЗов Электромеханика. – 2010. – № 4.– С.45-49.
- 14 Каталог датчиков для переносных и стационарных систем контроля состояния высоковольтного электротехнического оборудования. – Пермь: Димрус, 2018. – 48 с.
- 15 Методическое руководство по выбору технических и программных средств для систем мониторинга силовых трансформаторов. – Пермь: Димрус, 2014. – 40 с.
- 16 Модуль контроля вводов трансформатора «Bushing Monitor» МЗ. Руководство по эксплуатации. ВЦ.411729.016 РЭ. – Пермь: Димрус – 50 с.

17 Модуль контроля частичных разрядов «PD Monitor». Руководство по эксплуатации. – Пермь: Димрус – 24 с.

18 Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе». – Введ. 2017. – 196 с.

19 Попов, Г.В. Вопросы диагностики силовых трансформаторов / Г.В. Попов. – Иваново: Издательский центр ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», 2012. – 176 с.

20 Правила устройства электроустановок: утв. Приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242 / М-во энергетики Российской Федерации. – 7-е изд. – СПб.: Изд-во ДЕАН, 2008. – 704 с.

21 РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. 6-е издание, с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.03.2001. – Введ. 1997-05-08. – М.: НЦ ЭНАС, 2004. – 147 с.

22 Русов, В.А. Диагностический мониторинг высоковольтных силовых трансформаторов. / В.А. Русов. – Пермь: Изд-во «Виброцентр», 2012. – 159 с

23 Система мониторинга и диагностики силовых трансформаторов TDM. – Пермь: Димрус. – 28с.

24 Система мониторинга трансформаторного масла с измерением газов и влаги HYDROCAL 1003. Meter Test Equipment. Москва, 2016 – http://www.transformer-monitoring.ru/u/file/systema_monitoringa_transf_HYDROCAL1003.pdf

25 Степанчук, К.Ф. Техника высоких напряжений: Учебное пособие для электро-энерг. спец. вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. / К.Ф. Степанчук, Н.А. Тиняков – Минск: Изд-во «Вышэйшая школа», 1982. – 368 с.

26 СТО 56947007-29.200.10.011-2008 Стандарт организации. Системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Общие технические требования. – Введ. 2008-04-18. – ОАО «ФСК ЕЭС», 2008. – 21 с.

27 Сучков, Р.В. Модернизация и сервис трансформаторов. Сервисное обслуживание АББ. / Р.В. Сучков – АББ Электроизолит Бушинг Лтд, 2013. – 12 с.

28 Электронный каталог оборудования «Dimrus». AR700 –прибор регистрации и анализа сигналов ЧР акустическим методом – <https://dimrus.com/manuals/ar700pr.pdf>.

29 Электронприбор. Каталог приборов и оборудования. – <https://www.electron-pribor.ru/catalog/sistemy-monitoringa-transformatorov/>.