

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»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА
Рецензент
Директор АО «ЭСК ЧТПЗ»

_____ В.Е. Бельков
« ____ » _____ 2019 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующая кафедрой ЭССиСЭ

_____ И.М. Кирпичникова
« ____ » _____ 2019 г.

МОНИТОРИНГ И ДИАГНОСТИРОВАНИЕ СИЛОВЫХ
ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 110/10 кВ

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ-13.04.02.2019.044.00.00 ПЗ ВКР

Руководитель ВКР
доцент, к.т.н.

_____ А.М. Ершов
« ____ » _____ 2019 г.

Автор ВКР
студент группы ПЗ-385м

_____ А.В. Тюгаев
« ____ » _____ 2019 г.

Нормоконтролер
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина
« ____ » _____ 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 «Энергетически»
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
«__» _____ 2019 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента
Тюгаева Александра Валерьевича
Группа – ПЗ-385м

1 Тема работы «Мониторинг и диагностирование силовых трансформаторов напряжением 110/10 кВ»

Утверждена приказом ректора ЮУрГУ от № 2361 25 декабря 2018 г.

Срок сдачи студентом законченной работы – **01.06.2017 г.**

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

3 Перечень вопросов, подлежащих разработке:

1 Введение

2 Анализ состояния вопроса и обоснование задач исследования

3 Исследования режимов работы электрической сети напряжением 10/0,38 кВ

4 Разработка системы защиты ВЛ-380 В от обрывов фазных проводов

5 Оценка условий электробезопасности и технико-экономической эффективности при использовании системы защиты ВЛ-380 В от обрывов фазных проводов

6 Заключение

4 Дата выдачи задания: **7 сентября 2015 г.**

Научный руководитель _____ / А.М. Ершов /

Задание принял к исполнению _____ / А.В. Тюгаев /

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

№ п/п	Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметки руководителя о выполнении
1	Введение	15.09.2016	
2	Анализ состояния вопроса и обоснование задач исследования	04.10.2016	
3	Исследования режимов работы электрической сети напряжением 10/0,38 кВ	10.01.2017	
4	Разработка системы защиты ВЛ–380 В от обрывов фазных проводов	15.02.2017	
5	Оценка условий электробезопасности и технико-экономической эффективности при использовании системы защиты ВЛ–380 В от обрывов фазных проводов	14.03.2017	
6	Заключение	25.04.2017	
7	Библиографический список	07.05.2017	
8	Оформление пояснительной записки	20.05.2017	
9	Сдача готовой работы на кафедру, представление работы на рецензию	01.06.2017	

Заведующая кафедрой ЭССиСЭ _____ / И.М. Кирпичникова /

Научный руководитель работы _____ / А.М. Ершов /

Магистрант _____ / А.В. Тюгаев /

АННОТАЦИЯ

Тюгаев А.В. Мониторинг и диагностирование силовых трансформаторов напряжением 110/10 кВ – Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, 2019, 101с., 49 рис., 22 табл., библиогр. список – 60 наим.

Ключевые слова: трансформатор, техническое состояние, диагностические параметры, диагностика, диагностирование, мониторинг, системы мониторинга силовых трансформаторов, разработка, внедрение, технико-экономическая эффективность.

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

Предмет исследования – методы мониторинга и диагностирования, реализованные в стационарной системе оперативного контроля технического состояния трансформатора ТДТН-40000/110.

Цель работы – адаптация существующих систем мониторинга на действующих силовых трансформаторах.

Новизна выпускной квалификационной работы заключается в том, что:

1 Рассмотрели основные неисправности силовых трансформаторов и выявлены неисправности на ранних сроках эксплуатации.

2 Проработали наиболее эффективные системы диагностирования и мониторинга, применяемые на силовых трансформаторах напряжением 110/10 кВ.

3 Обосновали необходимость систем диагностирования и мониторинга.

4 Обосновали экономическую целесообразность внедрения данных систем.

Работа может представлять интерес для организаций, проектирующих и эксплуатирующих системы электроснабжения.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ВОПРОСА И ОБОСНОВАНИЕ ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ	
1.1 Основные неисправности силовых трансформаторов при эксплуатации.....	9
1.2 Выявление неисправностей силовых трансформаторов.....	14
1.3 Диагностирование и мониторинг состояния силовых трансформаторов.....	17
1.4 Актуальность.....	19
1.5 Задачи исследований.....	19
2 СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ И МОНИТОРИНГА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ	
2.1 Методы обследования состояния силовых трансформаторов.....	20
2.2 Датчики системы диагностического мониторинга.....	34
2.3 Хроматографический и химический анализы трансформаторного масла.....	34
2.3.1 Хроматографический анализ трансформаторного масла.....	35
2.3.2 Химический анализ трансформаторного масла.....	40
2.4 Частичные разряды в изоляции силовых трансформаторов.....	41
2.5 Определение механического состояния обмоток силовых трансформаторов методом частотного анализа.....	45
2.6 Вибрационное обследование силовых трансформаторов.....	44
2.6.1 Определение параметров прессовки обмоток и магнитопровода по вибрации на поверхности бака трансформатора..	48
2.6.2 Уточнение диагноза «распрессовка обмотки» проведением измерений вибрации при изменении температуры трансформатора..	50
Выводы по разделу 2.....	51
3 РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ И МОНИТОРИНГА НА ТРАНСФОРМАТОРЕ ТИПА ТДТН-40000/110.....	54
3.1 Краткая характеристика и конструкция силового трансформатора типа ТДТН-40000/110.....	54
3.2 Применение систем мониторинга на трансформаторах напряжением до 110 кВ.....	66
Выводы по разделу 3.....	67
4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ	
4.1 Обоснование замены трансформаторов.....	69
4.2 Обоснование применения систем мониторинга на силовых транс- форматорах.....	69
Выводы по разделу 4.....	69
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. Внедрение систем мониторинга и диагностирования технического состояния силовых трансформаторов является актуальной задачей, включенной в перечень главных направлений модернизации производства ПАО «Челябинский трубопрокатный завод» (ПАО «ЧТПЗ»). Эти средства обеспечивают персонал следующей информацией:

- 1 О текущем техническом состоянии трансформаторов и причинах, обусловивших его ухудшение.
- 2 Об остаточном на данный момент времени ресурсе.
- 3 Об оптимальных сроках проведения ремонтных работ, которые должны быть выполнены на данном оборудовании для поддержания его безаварийной эксплуатации.

Анализ состояния силовых трансформаторов целесообразно проводить в режиме on-line без отключения и вывода в ремонт (непрерывный метод диагностирования). В последнее время интенсивно развиваются и внедряются методы контроля состояния трансформаторов с применением современных компьютерных технологий, обеспечивающих автоматический сбор, обработку и анализ данных.

Цель работы: адаптация существующих систем мониторинга на действующих силовых трансформаторах.

Задачи исследований. Для достижения заявленной цели необходимо:

- 1 Провести анализ основных неисправностей силовых трансформаторов и показать актуальность применения мониторинга состояния силовых трансформаторов напряжением 110 кВ и мощностью 25–63 МВ·А.
- 2 Провести анализ существующих систем мониторинга (хроматографический анализ, частичные разряды, вибрационные методы), применяемых на силовых трансформаторах напряжением 110/10 кВ.
- 3 Разработать системы мониторинга для силового трансформатора типа ТРДН-40000/110.
- 4 Обосновать экономическую целесообразность внедрения системы мониторинга.

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

Предмет исследования – методы диагностирования и мониторинга, реализованные в стационарной системе оперативного контроля технического состояния трансформатора ТДТН-40000/110.

Новизна основных положений и результатов:

- 1 Рассмотрели основные неисправности силовых трансформаторов и выявлены неисправности на ранних сроках эксплуатации.
- 2 Проработали наиболее эффективные системы диагностирования и мониторинга, применяемые на силовых трансформаторах напряжением 110/10 кВ.
- 3 Обосновали необходимость систем диагностирования и мониторинга.
- 4 Обосновали экономическая целесообразность внедрения данных систем.

Практическая значимость работы:

1 Применение и разработка систем мониторинга и диагностики повышает эффективность непрерывного контроля технического состояния трансформаторов.

2 Сокращение времени локализации, идентификации и устранения неисправностей на ранних стадиях.

3 Прогнозирование остаточного ресурса за счет анализа технического состояния за длительный период.

4 Повышение эффективности планирования и организации ремонтных работ с сокращением затрат на их проведение.

1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ВОПРОСА И ОБОСНОВАНИЕ ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Основные неисправности силовых трансформаторов при эксплуатации

Силовой трансформатор - это электрический аппарат, который предназначен для преобразования электрической энергии одного значения напряжения в электрическую энергию другого значения напряжения.

Процесс, который лег в основу работы трансформатора, называется явлением взаимной индукции. При протекании тока в первой обмотке, вокруг него образуется переменное магнитное поле, силовые линии которого пересекают витки второй обмотки. При изменении магнитного поля первой обмотки во второй обмотке индуцируется электродвижущая сила взаимной индукции. Если к концам второй обмотки подсоединить нагрузку, то в этой цепи образуется ток, то есть происходит передача электрической энергии. Регулирование выходным напряжением производится устройствами регулирования напряжения. В маломощных трансформаторах это переключатели напряжения, операции с которыми выполняются при отключенном трансформаторе. Для силовых трансформаторов используются устройства регулирования под нагрузкой РПН, принцип действия которого основан на изменении числа витков вторичной обмотки с целью получения необходимого значения напряжения.

В трансформаторах функции электрической изоляции, дугогасящей среды и теплоотвода выполняет специальное масло, называемое трансформаторным. Масло заливается в бак трансформатора и в бак РПН, в случае его присутствия. В маломощных трансформаторах охлаждение масла происходит естественным путем, то есть масло, отбирая тепло обмоток, поднимается к крышке трансформатора в результате разности плотностей масла разной температуры, и, растекаясь под крышкой бака, отдает свое тепло стенкам. В силовых трансформаторах для охлаждения масла на стенки бака или удаленно от них в случае невозможности установления на стенке устанавливаются вентиляторы, увеличивающие интенсивность охлаждения. Также для охлаждения масла применяются насосы, принудительно циркулирующие его. Для компенсации объема масла, изменяющегося в результате изменения тепловых режимов, устанавливаются расширительные баки, подсоединенные с основным баком трубопроводом. Бак снабжен уровнемером и воздухоосушителем. На трубопроводе установлены газовое реле и клапан, предназначенный для выпуска газов.

Трансформатор работает в непрерывном режиме под высокими напряжениями в самых разных климатических условиях. Помимо внешних воздействий, на трансформатор оказывают влияние и внутренние воздействия теплового характера. Вследствие этого происходит износ конструкции и изоляции, что в свою очередь приводит к аварийным условиям работы.

Причинами повреждений и сбоев в работе трансформаторов могут быть заводские браки, дефекты монтажа, некачественный ремонт, внутренние повреждения, развивающиеся в результате долгосрочной эксплуатации под воздействием внутренних и внешних возмущений.

Наиболее частыми повреждениями силовых трансформаторов являются:

1 Магнитопровод: дефектность межлистовой изоляции; местное замыкание пластин стали и «пожар» в стали; повышенная вибрация магнитопровода; увеличенные зазоры в стыках между пластинами активной части; завышенная толщина прокладок в стыках ярм и колонн в стыковом магнитопроводе.

2 Обмотки. витковое замыкание; обрыв в обмотках; пробой на корпус; междофазное короткое замыкание обмотки; замыкание параллельных проводов в витках непрерывной обмотки; замыкание параллельных проводов в витках винтовой обмотки в месте транспозиции; параллельные соединения катушек с неравным количеством витков; обрыв одного или нескольких параллельных проводов в витке обмотки.

3 Переключатели: оплавление или выгорание контактных поверхностей; перекрытие между фазами или отдельными ответвлениями.

4 Высоковольтные вводы: пробой на корпус; перекрытие между вводами; негерметичность уплотнений; некачественная армировка ввода; нагрев фарфоровых вводов.

5 Бак, радиаторы, расширитель: негерметичность уплотнений.

6 Трансформаторное масло: ненормальное повышение температуры масла и местные нагревы; ухудшение качества масла.

1.2 Выявление неисправностей силовых трансформаторов

В системах снабжения электроэнергией силовые трансформаторы - недешевые и ответственные компоненты, обеспечивающие в нормальных условиях питание всех электрических приемников.

Из-за отсутствия вращающихся частей силовые трансформаторы надежны в работе, но так же, как и в другом электрооборудовании, в них при эксплуатации могут иметь место аварии и ненормальные режимы.

Основные требования, предъявляемые к силовым трансформаторам в условиях эксплуатации, состоят в следующем:

1 Обеспечение надежного электроснабжения потребителей, что достигается ведением технически правильного режима их работы и соответствующим надзором за их состоянием, а также применением устройств автоматического включения резерва (АВР);

2 Работ в экономически целесообразном режиме, определяемым минимумом потерь мощности при их работе по заданному графику нагрузки при соответствующей загрузке, устранении холостого хода;

3 Обеспечение в условиях эксплуатации пожаробезопасности, которая обуславливается соблюдением норм и правил его эксплуатации (наличием например, слива масла в случае его возгорания; специальных ям с гравийным заполнением);

4 Наличие соответствующих видов защит от различных повреждений и ненормальных режимов работы (от внутренних повреждений, многофазных КЗ в обмотках и на их выводах, сверхтоков в обмотках, обусловленных внешними КЗ или возможными перегрузками, от понижения уровня масла и др.).

Кроме защит, трансформатор должен иметь необходимые измерительные приборы контроля за режимом его работы.

Известно, что на промышленных подстанциях силовые трансформаторы работают в различных режимах, которые характеризуются токами нагрузок, температурой верхних слоев масла, напряжением на вводах первичной обмотки и температурой окружающей среды.

Трансформаторы отечественного производства по конструкции, надежны и удобны в эксплуатации. Случаи повреждения трансформаторов вызваны: нарушением действующих правил эксплуатации, аварийными и ненормированными режимами работы, старением изоляции обмоток, некачественной сборкой их на заводе или при монтаже или ремонте. Опыт монтажа и ремонта трансформаторов показывает, что две трети повреждений возникает в результате неудовлетворительного ремонта, монтажа и эксплуатации и одна треть – вследствие заводских дефектов.

Основные повреждения приходятся на обмотки, отводы, выводы и переключатели (около 84%). В таблице 1.1 рассмотрены более подробно возможные неисправности силовых трансформаторов.

Таблица 1.1 – Признаки, причины и способы выявления повреждений силовых трансформаторов.

№	Наименование	Основные виды повреждений	Признаки повреждений	Возможные причины повреждений	Способы выявления повреждений
1	Магнитопровод	Дефектность межлистовой изоляции.	1. Ухудшение состояния масла (понижение температуры вспышки, повышенная кислотность). 2. Увеличение потерь холостого хода.	1. Перегревы, вызываемые вихревыми токами в короткозамкнутых контурах, образующихся в результате нарушения изоляции активной стали в местах соприкосновения со стяжными шпильками, наличия забоин и т.п., а также нарушения схемы заземления. 2. Влага, которая конденсируется на поверхности масла, попадает на верхнее ярмо, проникает между пластинами активной стали в виде водомасляной эмульсии (смеси влаги с горячим маслом), разрушает межлистовую изоляцию и вызывает коррозию стали.	1. Внешний осмотр трансформатора при вынутой активной части. 2. Специальные испытания: замер потерь холостого хода при зашихтованном ярме с контрольной обмоткой. 3. Замер напряжений между крайними пластинами и пакетами возбужденного магнитопровода. 4. Анализ масла. 5. Проверка изоляции стяжных шпилек или бандажей мегомметром.
		Местное замыкание пластин стали и «пожар» в стали.	1. Появление газа в газовом реле и работа газовой защиты на сигнал. 2. Понижение температуры вспышки масла. 3. Специфический резкий запах и темный цвет масла вследствие его разложения (крекинг-процесс). 4. Повышение потерь и тока холостого хода.	1. Наличие каких-либо посторонних металлических или токопроводящих частиц, замыкающих в данном месте пластины стали. 2. Повреждение изоляции стяжных шпилек, создающее короткозамкнутый контур. Касание какой-либо металлической части и стержня в двух точках. 3. Местное повреждение изоляции пластин стали, вызывающее замыкание пластин стали. 4. Неправильное заземление, создающее короткозамкнутый контур. Разрушение или отсутствие изолирующих прокладок в стыках стыкового магнитопровода.	
		Повышенная вибрация магнитопровода.	1. Ненормальное гудение, дребезжание, жужжание у шихтованного магнитопровода. 2. Недопустимое гудение у стыкового магнитопровода.	1. Ослабление прессовки магнитопровода. 2. Самопроизвольное разболчивание и свободное колебание крепежных деталей. 3. Колебание отстающих крайних листов стали в стержнях или ярмах. Ослабление прессовки стыков. Пробой или разрушение изолирующих прокладок в стыках.	1. Внешний осмотр активной части. 2. Проверка величины напряжения, подаваемого на трансформатор.
		Обрыв заземления.	Потрескивание внутри трансформатора при повышенном напряжении.	Ослабление крепления или механические повреждения заземления.	Внешний осмотр заземлений при вынутой активной части.
		1. Увеличены зазоры в ставках между пластинами активной части. 2. Завышена толщина прокладок в стыках ярм и колонн в стыковом магнитопроводе.	Повышенный ток холостого хода при нормальных потерях холостого хода.	1. Плохая шихтовка. 2. Толщина прокладок в стыковом магнитопроводе у трансформаторов IV-VI габаритов больше 1мм.	1. Проверка потерь и тока холостого хода. 2. Внешний осмотр при вынутой активной части.

Продолжение таблицы 1.1

№	Наименование	Основные виды повреждений	Признаки повреждений	Возможные причины повреждений	Способы выявления повреждений
2	Обмотки	Витковой замыкание.	<p>1. Работа газовой защиты на отключение (газ – горючий, бело-серого или синеватого цвета).</p> <p>2. Ненормальные нагрев, иногда с характерным бульканием масла.</p> <p>3. Небольшое увеличение первичного тока. Разные сопротивления отдельных фаз постоянному току.</p> <p>4. Работа дифференциальной, а также максимальной токовой защиты, если последняя установлена на стороне первичной обмотки (при значительных повреждениях).</p>	<p>1. Разрушение витковой изоляции из-за старения в результате естественного износа или длительных перегрузок при недостаточном охлаждении.</p> <p>2. Нарушение изоляции витков из-за механических повреждений в результате толчков или деформации обмоток при коротких замыканиях и других аварийных режимах.</p> <p>3. Обнажение обмоток вследствие понижения уровня масла.</p> <p>4. Дефекты изоляции провода или самого провода (заусенцы, внутренние раковины, плохая пайка), незамеченные при изготовлении обмоток.</p> <p>5. Неправильные укладка и выполнение переходов.</p> <p>6. Неправильная опрессовка обмоток.</p>	<p>1. Внешний осмотр активной части.</p> <p>2. Испытания: замер сопротивлений постоянному току; три специальных испытания при пониженном напряжении с поочередным замыканием одной из фаз; прожиг обмотки для обнаружения виткового замыкания при открытой активной части путем подвода к обмотке пониженного напряжения (10-20% номинального); в месте повреждения появится дым (при прожиге обмотки необходимо принять меры противопожарной безопасности).</p> <p>3. Выявление виткового замыкания искателем Порозова.</p> <p>4. Проверка состояния и работы охлаждающих устройств.</p> <p>5. Проверка обмоток амперметрами, включенными в отдельные фазы.</p> <p>6. Измерение сопротивлений обмоток мегомметром при соединении из звездой.</p> <p>7. Измерение сопротивлений обмоток постоянному току между линейными вводами при соединении в треугольник. При полном обрыве одной фазы результаты двух замеров равны. При этом каждый замер равен сопротивлению фазы. Третий замер фазы, где произошел обрыв, дает двойную величину сопротивления.</p> <p>8. При наличии неполного обрыва фазы величина ее сопротивления будет несколько больше, чем у двух других.</p> <p>9. Проверка мегомметром изоляции между обмотками и корпусом.</p> <p>10. Испытание масла на анализ и электрическую прочность.</p> <p>11. Внешний осмотр активной части.</p>
		Обрыв в обмотках.	Работа газовой защиты вследствие дуги, возникающей в месте обрыва и разлагающей масло.	<p>1. Отгорание выводных концов вследствие электродинамических усилий при коротких замыканиях или из-за плохих соединений.</p> <p>2. Некачественная пайка проводов. Выгорание части витков вследствие виткового замыкания в обмотке.</p>	<p>6. Измерение сопротивлений обмоток мегомметром при соединении из звездой.</p> <p>7. Измерение сопротивлений обмоток постоянному току между линейными вводами при соединении в треугольник. При полном обрыве одной фазы результаты двух замеров равны. При этом каждый замер равен сопротивлению фазы. Третий замер фазы, где произошел обрыв, дает двойную величину сопротивления.</p> <p>8. При наличии неполного обрыва фазы величина ее сопротивления будет несколько больше, чем у двух других.</p> <p>9. Проверка мегомметром изоляции между обмотками и корпусом.</p> <p>10. Испытание масла на анализ и электрическую прочность.</p> <p>11. Внешний осмотр активной части.</p>
		Пробой на корпус.	Работа газовой, максимальной токовой и дифференциальной защиты. Выброс масла через предохранительную трубу.	<p>1. Дефектность главной изоляции вследствие старения или наличия трещин, отверстий, изломов, мятых неровных краев, а также наличия пыли, ворсинок и т.д.</p> <p>2. Касание края цилиндра или барьера металлических частей прессующего устройства, в результате чего может возникнуть ползучий электрический разряд по изоляции из электрокартона. Понижение уровня масла.</p> <p>3. Попадание влаги или грязи внутрь трансформатора.</p> <p>4. Перенапряжения.</p> <p>5. Деформация обмоток при коротких замыканиях.</p>	<p>8. При наличии неполного обрыва фазы величина ее сопротивления будет несколько больше, чем у двух других.</p> <p>9. Проверка мегомметром изоляции между обмотками и корпусом.</p> <p>10. Испытание масла на анализ и электрическую прочность.</p> <p>11. Внешний осмотр активной части.</p>
		Междуфазное короткое замыкание обмотки.	Признаки те же, что и при пробое на корпус.	Причины те же, что и при пробое на корпус, кроме того: замыкание на отводах, замыкание на вводах.	<p>1. Внешний осмотр при вынутой части.</p> <p>2. Проверка мегомметром.</p>

Продолжение таблицы 1.1

№	Наименование	Основные виды повреждений	Признаки повреждений	Возможные причины повреждений	Способы выявления повреждений
		Замыкание параллельных проводов в витках непрерывной обмотки, близких к ее началу или концу.	Увеличение потерь холостого хода при нормальном токе холостого хода.	Причины те же, что и при витковом замыкании.	1. Внешний осмотр мест подгаров изоляции витков при вынутой активной части. 2. Подфазные измерения потерь и токов холостого хода.
		Замыкание параллельных проводов в витках винтовой обмотки в месте транспозиции.	Увеличение потерь короткого замыкания.	Уравнительные токи в замкнутых контурах.	1. Внешний осмотр мест потемнений и подгаров изоляции витков при вынутой активной части. 2. Пофазные измерения потерь короткого замыкания.
		Параллельные соединения катушек с неравным количеством витков.	Перегрев обмоток от уравнительных токов.	Уравнительные токи между параллельными ветвями.	Проверка прибором Порозова. Внешний осмотр мест потемнений, подгаров и разрушений изоляции витков при вынутой активной части.
		Обрыв одного или нескольких параллельных проводов в витке обмотки.	Увеличение потерь короткого замыкания, а также напряжения короткого замыкания.	Причины те же, что при обрыве в обмотках.	1. Измерение сопротивления обмоток постоянному току. 2. Измерение потерь и напряжения короткого замыкания. 3. Внешний осмотр мест потемнений, подгаров и разрушений изоляции витков при вынутой активной части.
3	Переключатели	Оплавление или выгорание контактных поверхностей.	Работа газовой защиты, а иногда дифференциальной и максимальной токовой защит.	1. Дефекты конструкции или сборки (недостаточное нажатие контактов и упругость нажимных пружин). 2. Перегревы от сверхтоков, возникающих при близких коротких замыканиях.	1. Внешний осмотр при вынутой активной части. 2. Проверка мегомметром при наличии обрыва. 3. Измерение сопротивлений постоянному току на всех ответвлениях
		Перекрытие между фазами или отдельными ответвлениями (дефект аналогичен междуфазному короткому замыканию обмоток).	Работа газовой, дифференциальной и максимальной токовой защит. Выброс масла через выхлопную трубу.	1. Перенапряжения. 2. Попадание влаги внутрь трансформатора. 3. Дефекты в изолирующих частях (трещины, изломы и т.п.)	1. Внешний осмотр при вынутой активной части. 2. Проверка мегомметром.
4	Высоковольтные вводы.	Пробой на корпус.	Работа максимальной токовой и дифференциальной защит	Наличие трещин в изоляторе. Понижение уровня масла при загрязненной внутренней поверхности изолятора.	1. Внешний осмотр трансформатора. 2. Отсоединение ввода и проверка его изоляции мегомметром.
		Перекрытие между вводами.	Работа максимальной токовой и дифференциальной защит	Попадание посторонних предметов на вводы	Внешний осмотр
		Негерметичность уплотнений.	Течь масла в местах уплотнений.	Ослабление затяжки болтов. Дефектная уплотняющая прокладка.	Внешний осмотр.

Продолжение таблицы 1.1

№	Наименование	Основные виды повреждений	Признаки повреждений	Возможные причины повреждений	Способы выявления повреждений
		Некачественная армировка ввода.	Течь масла в месте армировки ввода.	1. Дефекты в армировке (трещины и т.д.). 2. Трещина в фарфоре изолятора, скрытая армировочной массой (просачивание масла через армировочные швы).	1. Внешний осмотр. 2. После съема ввода опустить фарфор в масло на несколько часов, затем тщательно протереть поверхность тряпками, опылить зубным порошком и нагреть до 40-50° С - из трещин выступит масло.
		Нагрев фарфоровых вводов.	Появление трещин.	Пробой фарфора вследствие дефекта в самом фарфоре.	Внешний осмотр.
		Нагревы стального фланца ввода		Вихревые токи, нагревающие металл.	Измерение температуры нагрева фланца.
5	Бак, радиаторы, расширитель.	Негерметичность уплотнений.	Течь масла в местах уплотнений.	1. Ослабление затяжки болтов. 2. Дефектность уплотняющих прокладок.	Внешний осмотр трансформатора.
			Течь масла через швы, трещины, пробоины и т.д.	Механические повреждения металлоконструкций.	Внешний осмотр трансформатора.
6	Трансформаторное масло.	Ненормальное повышение температуры масла и местные нагревы.		1. Неисправности в системе охлаждения (например, закрыты радиаторные краны, вышли из строя дутьевые вентиляторы). 2. Перегрузка трансформатора. 3. Внутренние повреждения в трансформаторе.	1. Проверка работы системы охлаждения. 2. Проверка нагрузки и соответствия температуры масла данной нагрузке (по записям в журнале). 3. Обследование активной части.
		Ухудшение качества масла.		1. Внутренние повреждения, сопровождающиеся крекинг-процессом, когда газообразные продукты разложения масла растворяются в остальном масле, в результате чего понижается температура вспышки масла. 2. Сопровождаемые разложением масла дугой – выделяемые при этом газы горючи и содержат водород и метан.	1. Анализ масла. 2. Анализ выделяемых маслом газов. 3. Обследование активной части.
			Работа газовой защиты на сигнал.	Попадание воздуха в реле. Медленное понижение уровня масла.	Анализ газов на количество, цвет, запах, горючесть. (Если газ без цвета, запаха и не горит, значит в реле попал воздух; если газ горит – имеется внутреннее повреждение в трансформаторе, по количеству газа судят о размере повреждения.
			Работа газовой защиты на отключение.	1. Внутренние повреждения, сопровождаемые крекинг-процессом. 2. Короткое замыкание, вызвавшее толчок масла через газовое реле. 3. Резкое понижение уровня масла. 4. Внутренние повреждения, сопровождаемые сильным выделением горючих газов.	1. Цвет газа показывает характер повреждения (бело-серый – бумага и электрокартон, желтый – дерево, черный – масло). 2. Анализ масла. 3. Внешний осмотр и выяснение причины снижения уровня масла.

1.3 Диагностирование и мониторинг состояния силовых трансформаторов

Диагностика – область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения технического состояния объектов.

Диагностирование – определение технического состояния объекта.

Мониторинг – контроль объекта с заданной степенью регулярности.

Техническая диагностика - отрасль научно-технических знаний, сущность которой составляют теории, методы и средства обнаружения и поиска дефектов в объектах технической природы. Под дефектами следует понимать любое несоответствие свойств объекта заданным (требуемым или ожидаемым) свойствам. Установление каким-либо способом факта несоответствия называют обнаружением дефекта.

Основное назначение технической диагностики состоит в повышении эксплуатационной надежности объектов, а также в предотвращении брака при изготовлении, как самого объекта, так и составляющих его частей. Повышение надежности обеспечивается улучшением таких показателей, как коэффициент готовности, коэффициент технического использования, время восстановления работоспособного состояния, а также ресурс (срок службы) и наработка до отказа или наработка на отказ для резервированных объектов с восстановлением.

Если в текущий момент реальной времени использования объекта по назначению его параметры (признаки) находятся в требуемых пределах, то такой объект является правильно функционирующим.

Техническое состояние неправильно функционирующей, неисправного или неработоспособного объекта может быть детализировано путем обнаружения конкретных дефектов, нарушающих исправность, работоспособность или правильность функционирования, причем дефекты эти могут относиться как к объекту в целом, так и к его составным частям.

Обнаружение и поиск дефектов являются процессами определения технического состояния объекта и объединяются общим термином "диагностирование". По результатам диагностирования ставится диагноз. Задачами диагностирования являются проверка исправности, работоспособности и правильности функционирования объекта, а также поиск дефектов, нарушающих эти показатели. Строгая постановка таких задач предполагает, во-первых, прямое или косвенное задание класса возможных дефектов и, во-вторых, наличие формализованных методов построения алгоритмов диагностирования, реализация которых обеспечивает или обнаружение дефектов из заданного класса с требуемой полнотой, или поиск дефектов с требуемой глубиной.

Диагностирование технического состояния любого объекта осуществляется теми или иными средствами. Средства могут быть аппаратными или программными. Средства и объект диагностирования, взаимодействующие между собой, образуют систему диагностирования.

В системах тестового диагностирования на объект подаются специально организуемые тестовые воздействия. В системах функционального диагностирования, которые работают в процессе применения объекта по назначению, подача тестовых воздействий, как правило, исключается; на объект поступает только рабочее

воздействие, предусмотренное его алгоритмом функционирования. В системах обоих видов средств диагностирования воспринимают и анализируют ответы объекта на входные (тестовые или рабочие) воздействия и выдают результат диагностирования, т.е. ставят диагноз: объект исправен или неисправен, работоспособен или неработоспособен, функционирует правильно или неправильно, имеет какой-нибудь дефект или в объекте повреждена какая-то его составная часть и тому подобное.

Система диагностирования в процессе определения технического состояния объекта реализует некоторый алгоритм тестового или функционального диагностирования. Алгоритм диагностирования в общем случае состоит из определенной совокупности, так называемых элементарных проверок и правил анализа их результатов. Результатом экспериментальной проверки являются конкретные значения ответных сигналов объекта в соответствующих контрольных точках. Окончательное заключение о техническом состоянии объекта (диагноз) делается в общем случае по совокупности полученных результатов экспериментальных проверок.

В технической диагностике можно выделить три типа задач определения технического состояния объектов:

1 К первому типу относятся задачи определения технического состояния, в котором находится объект в настоящее время; это задачи диагностирования;

2 Ко второму типу относятся задачи предсказания технического состояния, в котором окажется объект в некоторый будущий момент времени; это задачи прогнозирования;

3 К третьему типу относятся задачи определения технического состояния, в котором находился объект в некоторый момент времени в прошлом; это задачи генеза.

Задачи первого типа формально можно отнести к технической диагностике, а второго типа - к технической прогностике (к техническому прогнозированию). Отрасль знания, занимающаяся решением задач третьего типа, называется технической генетикой.

Задачи технической генетики возникают при расследовании аварий, когда техническое состояние объекта в рассматриваемое время отличается от состояния, в котором он был в прошлом. Эти задачи решаются путем определения возможных или вероятных предысторий, ведущих в настоящее состояние объекта.

К задачам технической прогностики относятся задачи, связанные с определением срока службы объекта или с назначением периодичности профилактических испытаний и ремонтов. Эти задачи решаются путем определения возможных или вероятных эволюции состояния объекта, начинающихся в настоящий момент времени.

Решение задач прогнозирования очень важно для организации технического обслуживания оборудования по состоянию - (вместо обслуживания по срокам или ресурсу). Непосредственное применение методов решения задач диагностирования к задачам прогнозирования невозможно из-за различия моделей, с которыми приходится работать. При диагностировании моделью обычно является

описание объекта, в то время как при прогнозировании необходима модель процесса эволюции технических характеристик объекта во времени.

В результате диагностирования каждый раз определяется не более чем одна "точка" указанного процесса эволюции для текущего момента (интервала) времени. Вместе с тем хорошо организованное диагностическое обеспечение объекта с хранением всех предшествующих результатов дает полную и объективную информацию, представляющую собой предысторию развития (динамику) процесса изменения технических характеристик объекта в прошлом, что может быть использовано для систематической корреляции прогноза и повышения его достоверности.

Наличие или появление дефектов, что возможно на любой стадии жизни объектов, отрицательно сказывается на качестве и надежности.

В проблеме надежности можно выделить аспекты, определяемые принципами, методами и средствами обеспечения и поддержания тех или иных показателей надежности.

Совокупность принципов, методов и средств обнаружения (поиска) дефектов при их изготовлении или в эксплуатации называем организацией диагностического обеспечения, которое составляет основу диагностического аспекта надежности. В рамках диагностического аспекта решаются задачи определения технического состояния объекта (исправен, работоспособен) и поиска дефекта, как при производстве, так и в эксплуатации.

Неполнота обнаружения дефектов при проверке исправности (после изготовления или ремонта) или при проверке работоспособности (при профилактике) эквивалентна фактическому снижению показателей безотказности (в частности, вероятности безотказной работы), долговечности (ресурса) и сохраняемости объекта.

Главным показателем качества системы диагностирования являются гарантируемые полнота обнаружения и глубина поиска дефектов. К числу "вторичных" показателей качества систем диагностирования можно отнести затраты на аппаратуру, время, энергию, а также показатели надежности средств диагностирования, в том числе достоверность диагноза.

Наиболее эффективным средством повышения надежности работы силовых трансформаторов, осуществляющих обеспечение электрическими мощностями важного технологического оборудования, является внедрение методов и средств оперативной диагностики. Целью внедрения этих средств является обеспечение эксплуатирующего персонала информацией о:

- 1 Текущем техническом состоянии трансформаторов, причинах и дефектах, обусловивших ухудшение состояния всего трансформатора;
- 2 Остаточном, на данный момент времени, ресурсе работы трансформаторов на подстанции, т.е. как долго еще возможна их безаварийная эксплуатация при выявленных и развивающихся дефектах;
- 3 Эффективности и срокам проведения ремонтных работ, которые должны быть применены к данному оборудованию для поддержания его безаварийной эксплуатации.

Все эти три вопроса неразрывно связаны между собой, но наиболее сложной и основополагающей является задача оперативного определения текущего технического состояния трансформаторов.

Для решения этих основных задач и применяются системы мониторинга силовых трансформаторов.

Следует отметить, что уровни систем диагностики и мониторинга могут отличаться существенно в зависимости от рассмотренных выше вопросов. Уровень системы диагностирования определяется количеством диагностических параметров, используемых в системе. Для технического диагностирования оборудования класса изоляции 110 ... 154 кВ эффективным является применение уровня системы диагностики с ограниченным числом диагностических параметров. Например, система диагностики трансформатора 110 кВ может ограничиться достаточно малым числом диагностических параметров – около 7 ... 8.

Система расширенного стационарного мониторинга, по определению, базируется на результатах проведения совокупности «on-line» тестов, выполняемых на работающем трансформаторе в автоматизированном режиме. Результаты тестов, выполняемых в режиме «off-line» могут быть использованы встроенными алгоритмами системы мониторинга, однако актуальность таких тестов невелика, т.к. они проводятся, обычно, раз в несколько лет.

Оперативные диагностические заключения стационарной системы мониторинга определяются эффективностью реализованных в ней автоматизированных экспертных алгоритмов. Чем более продуманной и совершенной является встроенная экспертная система, тем выше достоверность оперативной информации о текущем техническом состоянии контролируемого трансформатора. Глубина предлагаемых системой расширенного мониторинга рекомендаций может быть различной, от простой регистрации превышения параметрами пороговых значений, до достаточно обоснованных предложений по стратегии проводимых ремонтных работ.

1.4 Актуальность

Силовые трансформаторы входят в состав основного высоковольтного оборудования электростанций и подстанций. Они являются системообразующими элементами и по своим техническим и конструктивным параметрам не подлежат частой замене, то есть аварийный выход трансформатора из строя ставит под угрозу нормальное функционирование станции или подстанции, тем самым создавая угрозу недоотпуска электроэнергии потребителям, которая в свою очередь может привести к возникновению экономического ущерба, величина которого зависит от специфики потребителя.

Особенностью силовых трансформаторов, в первую очередь, является недоступность обмоток для прямого обследования, которая делает контроль их состояния сложной задачей. Ещё одной особенностью является высокий уровень электромагнитных помех и ультравысоких напряжений, усложняющих измерение электрических параметров трансформатора во время его работы.

Также следует учитывать тот факт, что суммарная мощность силовых трансформаторов в энергосистемах превышает установленную мощность генераторов и 80-90% недоотпуска электроэнергии в электрических сетях происходит из-за аварий силовых трансформаторов.

Таким образом, повреждаемость силовых трансформаторов непосредственно влияет на надёжность энергосистемы в целом, что объясняет высокие требования, предъявляемые к надёжности силовых трансформаторов. Одним из путей повышения надёжности является своевременное диагностирование развивающегося дефекта, который может привести к аварийному выходу из строя силового трансформатора.

Наибольшей эффективностью в предупреждении аварий трансформаторов обладают автоматизированные системы контроля технического состояния, чаще называемые системами мониторинга.

Первые разработки подобных систем относятся к началу 80-ых годов XX века.

В настоящий момент наибольшее проработанными являются системы мониторинга зарубежного производства (системы TPAS, Siemens, ABB Secherori), существует также ряд разработок производства России и стран СНГ (системы SAFE-T, TDM, СУМ-ТО).

Вышеупомянутые системы мониторинга в подавляющем большинстве случаев устанавливаются на новые трансформаторы, вводимые в эксплуатацию, но, значительное количество отказов происходит на трансформаторах, уже находящихся в эксплуатации более 10 лет. На трансформаторы с таким сроком службы приходится порядка 90% парка силовых трансформаторов России.

Цель работы:

- 1 Провести теоретические исследования и обосновать функции системы и методов диагностирования и мониторинга силовых трансформаторов.
- 2 Разобрать системы диагностирования и мониторинга, часто применяемые для обследования силовых трансформаторов под напряжением.
- 3 Внедрить системы мониторинга и диагностирования технического состояния трансформаторов напряжением до 110/10 кВ.

1.5 Задачи исследований

Для достижения заявленной цели необходимо:

- 1 Провести анализ основных неисправностей силовых трансформаторов и показать актуальность применения мониторинга состояния силовых трансформаторов напряжением 110 кВ и мощностью 25–63 МВ·А.
- 2 Провести анализ существующих систем мониторинга (хроматографический анализ, частичные разряды, вибрационные методы), применяемых на силовых трансформаторах напряжением 110/10 кВ.
- 3 Разработать системы мониторинга для силового трансформатора типа ТРДН-40000/110.
- 4 Обосновать экономическую целесообразность внедрения системы мониторинга.

2 СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИКИ И МОНИТОРИНГА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

2.1 Методы обследования состояния силовых трансформаторов

В настоящее время наиболее эффективным средством повышения надежности силовых трансформаторов является применение методов и средств технической диагностики (ТД).

В основном все современные системы мониторинга нацелены на оценку состояния изоляции как наиболее важного и подверженного разрушению элемента трансформатора. С этой целью используют оценку режима нагрузки трансформатора, контроль температуры наиболее нагретой точки, определение влагосодержания в бумажной изоляции, определение тангенса угла диэлектрических потерь. Также одним из главных является контроль состояния системы охлаждения, при оценке эффективности которой обычно используются следующие параметры: температура верхних слоев масла, разница температур масла на входе и выходе системы охлаждения, температура окружающей среды, состояние маслонасосов и вентиляторов. Однако не маловажным является контроль таких параметров как: уровень частичных разрядов, характеристика вибрации бака трансформатора, токи электродвигателей маслонасосов и вентиляторов обдува, скорость потоков масла от маслонасоса, ток проводимости, $\text{tg}\delta$ и емкость высоковольтных вводов, ток или мощность электродвигателя привода РПН.

Рассмотрим наиболее эффективные методы ТД и оценки состояния силовых трансформаторов.

1 Измерение и контроль тока, напряжения, мощности.

Рабочие параметры трансформатора, которые свидетельствуют о его нагрузке и служат в качестве входных величин для модели теплового и мощностного баланса трансформатора.

2 Мониторинг влагосодержания и концентрации растворенных газов в масле трансформатора.

От состояния масла в баке трансформатора в максимальной степени зависит состояние изоляционной системы, а также и надежность работы трансформатора. Наиболее важно контролировать влагосодержание в масле. От этого в значительной степени зависят изоляционные свойства масла.

Наличие растворенных газов в масле обычно говорит о наличии дефектов внутри трансформатора. Это тоже важный диагностический признак. Анализ комбинаций нескольких растворенных газов позволяет дифференцировать тип возникшего внутри трансформатора дефекта.

3 Изменение емкости и $\text{tg}\delta$ вводов.

Повреждаемость высоковольтных вводов всегда является, относительно других элементов трансформатора, достаточно высокой, и по некоторым данным достигает 30–35 % от общего количества аварий трансформаторов. Поэтому в состав всех систем диагностического мониторинга трансформаторного оборудования обязательно входят первичные датчики и необходимое оборудование для измерения тангенса угла потерь и емкости вводов в режиме «on-line».

Зафиксированные изменения свидетельствуют о неисправности системы изоляции высоковольтных вводов трансформатора.

4 Мониторинг частичных разрядов в высоковольтных вводах и главной изоляции трансформатора.

Оперативная диагностика состояния изоляции вводов и обмоток трансформатора по уровню и распределению частичных разрядов является эффективной, и особенно, высоко чувствительной к дефектам на самых ранних стадиях их развития. Этот метод следует всегда включать в состав систем диагностического мониторинга трансформаторного оборудования.

5 Мониторинг тепловых режимов работы трансформатора и управления системой охлаждения.

Для силовых трансформаторов понижающих подстанций измерение температуры бака является обязательным. Данные о температуре бака трансформатора необходимы в системе диагностического мониторинга для двух целей. Во-первых, для выявления изменения температуры бака, в зависимости от текущих технологических параметров, и, во-вторых, для уточнения диагностических заключений для тех параметров, которые имеют общий тренд с температурой бака трансформатора.

6 Система мониторинга состояния РПН трансформатора.

Надежность работы системы регулирования напряжения понижающих трансформаторов под нагрузкой (РПН) во многом определяет качество электроснабжения потребителей. В современных экономических условиях важность этого параметра существенно возрастает, что обусловлено ужесточением требований к качеству электроснабжения промышленных и бытовых потребителей. По этой причине растет количество трансформаторов, в которых ведется мониторинг состояния РПН.

Особенно важно использование системы диагностического мониторинга РПН для тех трансформаторов, которые работают в режиме автоматического поддержания напряжения на стороне подключения внешнего потребителя электрической энергии.

7 Токи короткого замыкания.

Записи процессов токов КЗ предоставляют информацию, прежде всего, о динамической нагрузке обмоток трансформатора.

Данные методы эффективны и позволяют выявить дефекты на ранней стадии в электрооборудовании, тем самым предоставляют возможность повысить ресурс и надежность оборудования. Расположение диагностируемого оборудования изображено **на рисунке 1.1.**

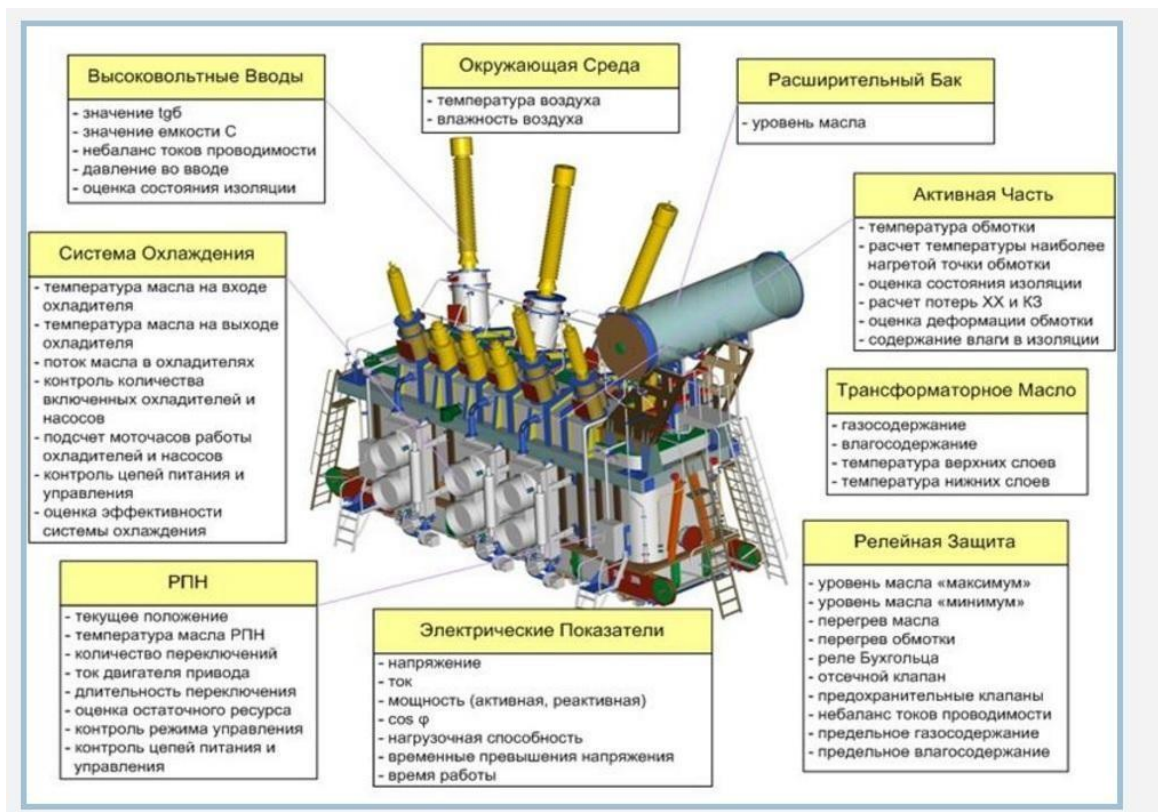


Рисунок 1.1 – Расположение диагностируемого оборудования на трансформаторе

Структура программно-технического комплекса автоматизированной системы мониторинга имеет открытую трехуровневую архитектуру, как по каналам связи, так и программно-аппаратному обеспечению и позволяет расширять функциональные возможности системы расширенного мониторинга путем добавления новых датчиков, интеллектуальных контроллеров, алгоритмов обработки сигналов и диагностирования новых объектов.

Программно-технический комплекс типовой системы расширенного мониторинга состоит из 3-х уровней:

1 Первый уровень (I) – верхний уровень системы расширенного мониторинга. Организован как подсистема на базе стационарной рабочей станции, выполненной на базе компьютера в промышленном исполнении, дисплея, клавиатуры, источника бесперебойного питания, промышленной локальной сети на базе интерфейса RS-485 (протокол ModBus).

2 Второй уровень (II) – нижний уровень системы расширенного мониторинга. Организован на базе интеллектуальных контроллеров-сборщиков данных с датчиков, установленных на: трансформаторах. В подсистемах имеются реле «Готовность», «Тревога» и «Предупреждение». Контакты реле, включенные в соответствующие цепи, позволяют организовать немедленное оповещение персонала и отключение оборудования в случае их срабатывания по аварийным «уставкам». Контакты реле – «гальванически развязанные». Территориально распределенные подсистемы нижнего уровня объединены с подсистемой верхнего уровня по локальной промышленной сети на базе интерфейса RS-485 (протокол ModBus).

Применение термина «интеллектуальные» вызвано тем, что в этих устройствах имеются свои процессоры, память, порты связи и простейшие дисплеи. Кроме этого, в этих контроллерах происходит обработка сигналов: усиление, нормирование, цифровое преобразование и фильтрация. Алгоритмы, записанные в память контроллера, производят выделение полезного сигнала и «отсев» шумов. По введенным «уставкам» в этих приборах срабатывает реле защиты, что дает право применять термин «интеллектуальные». Применяя термин «контроллер» мы подчеркиваем, что это устройство может работать самостоятельно, под управлением собственного ПО.

Сохраняемые в памяти контроллеров архивы событий и данных, глубиной в два года, позволяет проводить оперативную диагностику и прогноз ресурса объектов диагностирования на верхнем (первом) уровне системы расширенного мониторинга. Кроме наличия в контроллерах оперативной памяти в них записаны специальные алгоритмы позволяющие производить расчет характеристик ЧР: привязку по фазе, PDI, Q02, времени tM, спектрального анализа; выделения гармоник 1У; управление изменениями величин «уставок» и срабатыванием реле по их уровням: «норма», «предупреждение», «тревога».

Каждый контроллер связан с верхним уровнем по протоколу ModBus RTU (интерфейс RS-485). Поэтому понятие «интеллектуальный» вполне применимо к применяемым в системе расширенного мониторинга контроллерам. С целью обеспечения надежности системы расширенного мониторинга все контроллеры представляют собой автономные системы, т.е. если откажет I (верхний) уровень системы расширенного мониторинга, контроль состояния оборудования будет обеспечен II (нижним) уровнем.

Третий уровень (III) – уровень датчиков, установленных стационарно на конкретном силовом и высоковольтном оборудовании подстанции.

2.2 Датчики системы диагностического мониторинга

В последнее десятилетие за рубежом все более активно разрабатываются и внедряются средства непрерывного контроля (мониторинга) и диагностики трансформаторного оборудования.

Основные причины – экономические. Аварийный выход из строя крупного трансформатора, стоимость которого может достигать 10 млн долл., грозит энергокомпаниям убытками в сотни млн долл. из-за перерывов в энергоснабжении.

Поэтому естественно стремление контролировать состояние трансформаторного оборудования, выявлять развивающиеся дефекты и аномальные режимы работы и своевременно формировать необходимые рекомендации персоналу. Успешному развитию этого направления электроэнергетики в большой степени способствовали успехи в области промышленных средств вычислительной техники, информационных технологий и появления на рынке широкого спектра первичных датчиков.

Для каждой системы мониторинга выбор используемых датчиков определяется при проектировании системы мониторинга, а на этапе эксплуатации не совершенствуются.

Внешние датчики могут контролировать различные параметры и их количество для каждой системы конкретно не определено и может варьироваться.

Далее приведены функции внешних датчиков, применяемые системами мониторинга для трансформаторов 6-10 кВ.

1 Датчик температуры масла в баке позволяет осуществлять температурный мониторинг с активацией сигнала в случае превышения температуры (рис. 1.1). Используется резисторный термометр Pt 100 с 3-проводным соединением. Он устанавливается наверху трансформатора в отделении для термометра. Изменение сопротивления датчика, обусловленное изменением температуры, с помощью контактного ввода преобразуется в аналоговый сигнал.



Рисунок 1.1 – Температурный датчик для измерения масла в баке

2 Внешний температурный датчик, определяющий содержание масла в системе охлаждения (рис. 1.2). Датчик использует измерения температур на входе и выходе охладителей, для регулировки тепловых процессов. Другой вид информации получают, используя дополнительные датчики. Система мониторинга, использующая данный вид датчика имеет возможность отключать либо включать оборудование систем охлаждения.



Рисунок 1.2 – Температурный датчик для измерения масла в системе охлаждения
3 Датчик температуры окружающей среды. Используется резисторный термометр Pt100 с 3-проводным соединением (рис. 1.3).

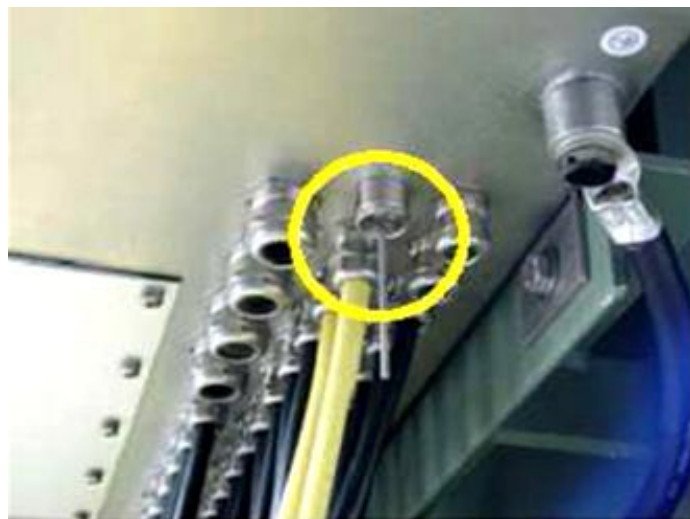


Рисунок 1.3 – Датчик температуры окружающей среды

Он устанавливается в нижней части контрольного шкафа. Питание датчика осуществляется низким током через измерительный преобразователь, а встроенный в него контактный ввод выдает значение температуры в виде аналогового сигнала. Светодиодный индикатор ошибки указывает на неисправность датчика (например, обрыв провода).

4 Датчик вибрации стенок бака (рис. 1.4). При коротком замыкании трансформатора электромагнитные поля, возникающие между обмотками и между обмотками и стенкой бака, приводят к вибрациям стенки бака, которые отслеживаются системой измерения ускорений.



Рисунок 1.4 – Датчик вибрации стенок бака

Измерение вибрации стенки бака позволяет системе сохранять сигнатуры таких событий, с тем, чтобы оценить воздействие на зажимы и сами обмотки. Активный датчик ускорения служит для измерения ускорения стенки бака. Датчик устанавливается на магнитном креплении на стенку бака.

5 Датчик напряжения представляет собой параллельное соединение до трех отдельных конденсаторов (рис. 1.5).

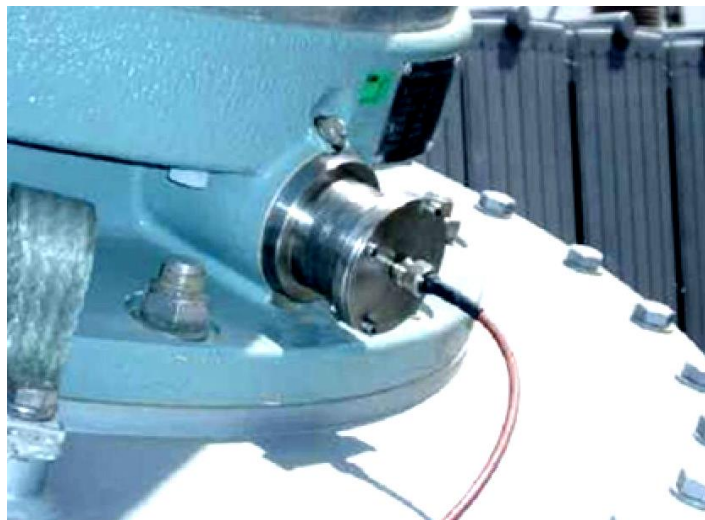


Рисунок 1.5 – Датчик напряжения

Регистрируемые значения рабочих напряжений и сквозных токов короткого замыкания используются во встроенных в систему расчетных моделях, по которым определяется остаточный ресурс изоляции обмоток. Эта же информация используется для формирования выходных сигналов системы автоматизированного управления положением регулятора переключений напряжения (РПН) трансформатора. На основании этой информации производится запуск алгоритмов контроля параметра Z_k обмоток трансформатора под напряжением. Знание этой ин-

формации, наряду с анализом изменения фазных токов и напряжений, позволяет корректно отслеживать переходные процессы, возникающие в трансформаторе в процессе его работы.

6 Датчик тока (рис. 1.6).



Рисунок 1.6 – Датчик тока

Благодаря наличию датчиков тока система мониторинга позволяет одновременно проводить измерения токов трех вводов одного напряжения и измерение токов вводов одной фазы, но разных напряжений. Полученной информации достаточно для построения векторной диаграммы приведенного трансформатора и аналитического расчета параметра Z_k фаз трансформатора. Благодаря этому можно контролировать изменение формы обмоток, которое может возникнуть после протекания через трансформатор сквозных токов короткого замыкания.

7 Датчик контроля изоляции высоковольтных вводов предназначен для реализации одной из наиболее важных функций системы мониторинга технического состояния трансформатора – обеспечения контроля состояния изоляции высоковольтных вводов (рис. 1.7).



Рисунок 1.7 – Датчики контроля изоляции высоковольтных вводов

На каждый контролируемый ввод высокого ВН и среднего СН напряжения и в нейтраль трансформатора устанавливается датчик токов проводимости и частичных разрядов, выходной сигнал, которого содержит в своем составе ток проводимости ввода и импульсы частичных разрядов (ЧР). Токи проводимости вводов и частичные разряды регистрируются и передаются в специализированный модуль системы мониторинга. Дополнительно могут быть установлены датчики короны.

В трансформаторах регистрация частичных разрядов является сложной задачей, что обусловлено сильным влиянием коронных разрядов, близких по параметрам к импульсам ЧР. По этой причине в модуле в максимальной степени должны быть реализованы технические и алгоритмические возможности отстройки от помех. Измерение частичных разрядов дает возможность проведения эффективной неразрушающей диагностики электроизоляции, и позволяет предотвратить дорогостоящие внеплановые простои за счет обнаружения проблем изоляции на ранней стадии, пока они не вызывают аварию.

8 Датчик анализа растворенных газов Hydran (рис. 1.8). Так как воздействие частичных разрядов и перегрузка обмоток приводят к поступлению в масло газообразных продуктов разложения, то наличие и увеличение концентрации вредных газов, растворенных в масле, может быть признаком проблем с изоляцией трансформатора.



Рисунок 1.8 – Датчик анализа растворенных газов Hydran

Датчик Hydran измеряет накопленное количество газов (водород, окись углерода, ацетилен, этилен) в промилле, а так же влагосодержание масла. Увеличение количества газа может использоваться в качестве основания для обычного газового анализа с целью диагностики типа неисправности. Принцип работы датчика основан на электрохимическом преобразователе и газопроницаемой мембране. Газы, растворенные в масле, проходят через мембрану и вступают в контакт с миниатюрным газовым детектором. Сигнал, генерируемый газовым детектором, прямо пропорционален концентрации газа в масле. Датчик оборудован собственным микропроцессором и имеет ряд внутренних функций, таких как два программируемых аварийных сигнала и режим истории. Устанавливать датчик рекомендуется на обратном трубопроводе охладителя через специальный вваренный патрубок и запорный кран.

9 Датчик контроля содержания растворенного водорода и воды (**рис. 1.9**). Измерение содержания растворенного водорода осуществляется датчиком Calisto в два этапа. Сначала растворенный водород непрерывно извлекается из масла специально разработанным зондом, выполненным из капиллярных трубок. Затем, как только зонд будет заполнен и стабилизируется, начинается непрерывное измерение содержания водорода (и отображение в промилле) с помощью высокоточной технологии обнаружения водорода на основе температурной проводимости.



Рисунок 1.9 – Датчик контроля содержания растворенного водорода и воды AMS 500 Calisto.

Содержание растворенной в трансформаторном масле воды непрерывно измеряется с помощью емкостного тонкопленочного датчика, погруженного непосредственно в циркулирующее масло. Содержание влаги может отображаться в промилле или в процентном соотношении. Датчик Calisto расположен на трансформаторе, а масло циркулирует через устройство с помощью небольшого внутреннего насоса (скорость потока 60 мл/мин), расположенного внутри главного корпуса. Для дополнительного анализа влагосодержания масла так же можно использовать отдельно устанавливаемый емкостный тонкопленочный датчик ММТ 318. Датчик расположен в охлаждающем трубопроводе. Он подключен к масляному контуру через клапан или комбифланец с датчиком Hydran.

10 **Газовый анализатор** (рис. 1.10). Прибор используется для непрерывного анализа растворенных газов (АРГ). Он извлекает газы из трансформаторного масла и анализирует их состав по принципу фотоакустической спектроскопии. Измеряется содержание 8 газов (водород и метан, этан и этилен, ацетилен и окись углерода, двуокись углерода и кислород) и влагосодержание трансформаторного масла. Все оборудование для проведения АРГ установлено в корпус из нержавеющей стали со степенью защиты IP56 и подключается к трансформатору трубопроводами из нержавеющей стали.

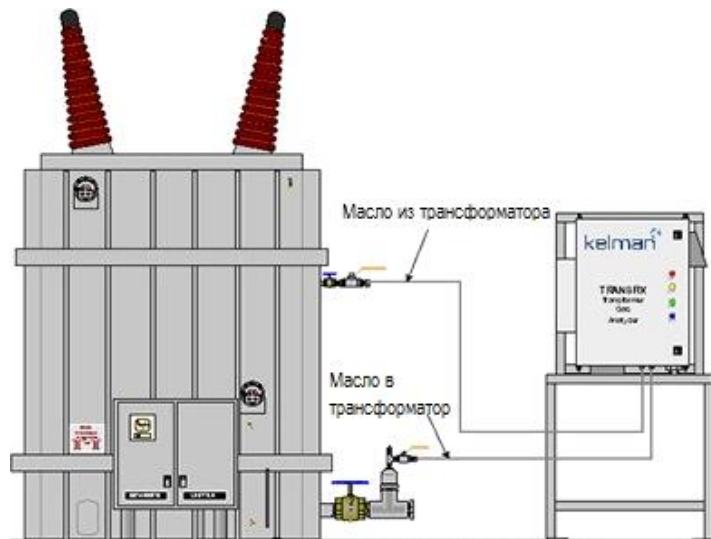


Рисунок 1.10 – Газовый анализатор

Для проведения анализа не требуется никаких дополнительных расходных материалов (газы-наполнители), анализ выполняется за 1 час. Встроенный микропроцессор с внутренней долговременной памятью позволяет хранить измеренные данные (10000 измерений) и осуществляет обмен данными между анализатором и системой мониторинга.

11 Датчик давления масла во вводах трансформатора (рис. 1.11).



Рисунок 1.11 – Датчик давления масла во вводах трансформатора

Пьезорезистивный датчик измеряет относительное давление масла в высоковольтном вводе и сравнивает с показаниями датчиков, установленных в других фазах. Таким образом, можно устранить вариации давления вследствие изменений температуры и нагрузки и обнаружить утечку или потерю масла. Датчик давления располагается на манометре.

12 Датчик уровня масла в расширителе трансформатора и РПН (рис 1.12). Измерение уровня масла в целях обнаружения утечек выполняется ультразвуковым

датчиком. Ультразвуковые импульсы, испускаемые датчиком, отражаются от границы масла и воздуха и возвращаются в датчик.



Рисунок 1.12 – Датчик уровня масла в расширителе трансформатора и РПН

Датчик вычисляет уровень масла по времени, прошедшему от передачи ультразвукового импульса до получения эха. Измеренное расстояние преобразуется в пропорциональный ему токовый сигнал и анализируется системой мониторинга. Ультразвуковой датчик устанавливается на верхней крышке бака. Адаптер приваривается к нижней части бака и входит в комплект поставки датчика.

13 Датчик Бухгольца (рис. 1.13). Состояние системы изоляции масляных трансформаторов контролируется главным образом с помощью газового реле.



Рисунок 1.13 – Датчик Бухгольца

Этот прибор предназначен для обнаружения газообразных продуктов распада, выходящих из бака трансформатора во время работы, и оповещения о наличии газа. Недостатком газового реле является то, что при возникновении предупреждающего или аварийного сигнала известно только, сколько газа в реле и когда его последний раз вентилировали. История выделения газа неизвестна. Газовое реле неспособно отличить длительную неисправность с невысокой энергией, такую как частичный разряд, от краткосрочной неисправности с высокой энергией, такой как местный перегрев. Для эффективного анализа такого сорта неисправностей необходимо измерять скорость газообразования. Это и есть задача газового датчика Бухгольца, при этом защитная функция газового реле не затрагивается. Датчик подсоединяется к вентиляционному отверстию газового реле. Измерение количества газа выполняется с помощью поплавка, находящегося в датчике, и преобразователя положения. Положение поплавка преобразуется в токовый сигнал, пропорциональный уровню масла в датчике. Если система мониторинга показывает ноль мл, это означает, что датчик полностью заполнен маслом. Если система показывает 69 мл, датчик полностью заполнен газом. Если газ продолжает выделяться, он накапливается в газовом реле до тех пор, пока не генерируется предупреждение.

14 Датчики контроля состояния РПН (рис. 1.14).



Рисунок 1.14 – Датчики контроля состояния РПН

- 1 Контроль температуры бака РПН (температуры масла) и сравнение ее с температурой бака трансформатора (датчик описан выше);
- 2 Контроль частичных разрядов в баке РПН в интервалах между коммутациями (датчик описан выше);
- 3 Регистрация виброграммы каждой коммутации, что позволяет оценивать наличие и длительность горения дуги в контакторе РПН (датчик описан выше);

4 Регистрация мощности, потребляемой приводным электродвигателем в процессе каждой коммутации для получения информации о механическом состоянии РПН;

5 Измерительный преобразователь активной мощности расположен в контрольном шкафу привода двигателя. Он устанавливается на входной стороне главного контактора.

2.3 Хроматографический и химический анализы трансформаторного масла

В первую очередь, состояние изоляции трансформаторного оборудования может быть оценено путем проверки качества трансформаторного масла. Для этого его физико-химические характеристики периодически измеряются и сравниваются с допустимыми. Анализ характеристик масла выявляет его электрическую прочность как диэлектрика, герметичность конструкции по влагосодержанию и общему газосодержанию (для герметичных конструкций), наличие в масле продуктов старения бумажно-масляной изоляции, продуктов окисления и разложения масла и многое другое.

Периодический анализ проб масла и его физико-химический анализ позволяют отслеживать динамику процесса старения изоляции и своевременно принимать необходимые меры по поддержанию его работоспособности. Поэтому полученные результаты, прежде всего, должны сравниваться с предыдущими измерениями и с предельно допустимыми значениями. Отбор проб масла, его периодичность и критерии оценки установлены заводскими инструкциями по видам оборудования, объемом и нормами испытания электрооборудования, методическими указаниями по эксплуатации трансформаторных масел или определяются техническим руководителем энергопредприятия с учетом конкретных условий и технического состояния оборудования.

Комплекс показателей, характеризующий качество масла, в отечественной практике подразделяется на "сокращенный" и "полный" анализ. Наиболее важными характеристиками масла являются: пробивное напряжение, кислотное число, температура вспышки (при регулярном хроматографическом анализе масла эта характеристика теряет свою актуальность), влагосодержание, тангенс угла диэлектрических потерь, наличие механических примесей, содержание антиокислительной присадки - ИОНОЛ, реакция водной вытяжки. Нормативы на эти параметры, принятые у нас в стране, основаны на многолетнем практическом опыте и закреплены в ОиНИЭ («Объем и нормы испытаний электрооборудования»).

Для диагностики состояния трансформатора наиболее важную роль играет физико-химический анализ трансформаторного масла, и в первую очередь, хроматографический анализ масла (ХАРГ), на наличие семи растворенных газов и фурановых соединений.

2.3.1 Хроматографический анализ трансформаторного масла

Хроматографический анализ газов, растворенных в масле трансформаторов, в настоящее время широко применяется во всех развитых странах в качестве эффективного средства ранней диагностики медленно развивающихся дефектов. Существуют международные и отечественные нормы как по процедуре ХАРГ, так и по трактовке результатов анализа, которые довольно близки.

ХАРГ включает несколько этапов:

- 1 Отбор пробы масла в маслоотборное устройство (шприц);
- 2 Транспортировку и правильное хранение пробы;
- 3 Выделение растворенных газов по специальной методике;
- 4 Определение содержания газов в газовом анализаторе (хроматографе);
- 5 Диагностика дефекта по составу газов, скорости их роста;

Хроматографический анализ газов, растворенных в трансформаторном масле, проводится в специальных лабораториях и является узко профессиональной задачей.

Первым этапом ХАРГ является выделение газов из масла. Наиболее распространен метод равновесного выделения газов в шприце. Для этого в шприц вместимостью 20 мл набирают масло и газ-носитель (гелий или аргон) в определенных, установленных принятой методикой соотношениях, затем полученную смесь барботируют. При этом происходит процесс газообмена, и часть газов из масла переходит в газ в соответствии с известными коэффициентами растворимости. Полученная смесь газа-носителя и газов, растворенных в масле, анализируется на количественный состав в специальных приборах – хроматографах.

В хроматографах применяется газоадсорбционный метод разделения анализируемой газовой смеси в специальных колонках (рис.3), заполненных адсорбентом (пористые вещества, представляющие собой "молекулярные сита"). Различия в физико-химических свойствах отдельных газов смеси приводят к различным скоростям их движения по разделительной колонке. Поэтому на выходе колонки они будут появляться в различные моменты времени:

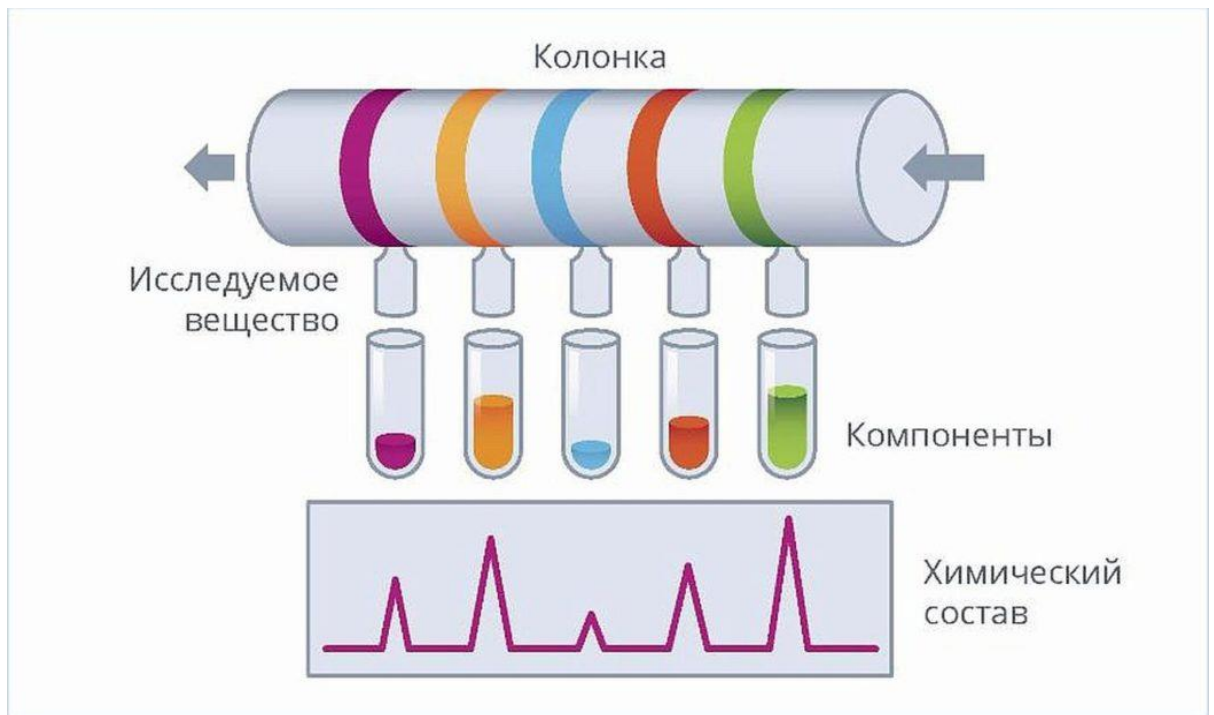


Рисунок 3 - Принцип разделение газов в колонке хроматографа

По свойствам газов их количественные концентрации определяются специальными устройствами, получившими название детекторов, и регистрируются в виде хроматограмм на дисплее ЭВМ. Результаты обрабатываются на ЭВМ с помощью специальных программ, анализируются и хранятся в базе данных по маслonaполненному оборудованию.

Планный отбор масла на ХАРГ с периодичностью 1 раз в 6 месяцев в большинстве случаев позволяет:

- 1 Следить за развитием дефектов;
- 2 Предвидеть повреждения, не обнаруживаемые традиционными методами;
- 3 Определять ориентировочный характер повреждения – разряды, горячая точка (образование замкнутых контуров тока через стяжные болты);
- 4 Обнаружить дефекты контактов избирателя РПН, дефекты межлистовой изоляции, перегревы твердой изоляции, частичные разряды вследствие недопитки изоляции, ее чрезмерного увлажнения, дефекты потенциальных соединений экранирующих колец и других деталей с образованием плавающего потенциала и искрения, и т.д.

Однако не следует считать, что хроматография выявляет все виды дефектов. Существуют определенные виды дефектов, которые развиваются столь стремительно, что отбор проб масла с интервалом в несколько месяцев не позволяет своевременно обнаружить их развитие (мгновенно развивающиеся дуговые перекрытия, витковые и межкатушечные замыкания, ползущие разряды, внезапные пробой главной изоляции или каналов за счет концентрации примесей, влаги или оставленных при ремонтах посторонних предметов).

Основные газы (основным считается газ с наибольшей, относительно граничной, концентрацией), по опыту хроматографии, наиболее характерные для различных дефектов:

1 H_2 (водород) – дефекты электрического характера (частичные разряды невысоких энергий, искровые дуговые разряды, горячая точка);

2 C_2H_2 (ацетилен) – разряды высокой энергии (искрения, дуга) нагрев выше $700\text{ }^\circ\text{C}$;

3 CH_4 (метан) – нагрев масла и изоляции в диапазоне температур $250\text{-}400\text{ }^\circ\text{C}$ (перегрузка трансформатора или дефект системы охлаждения), частичные разряды невысокой энергии;

4 C_2H_6 (этан) – термический нагрев масла и Б-М изоляции в диапазоне более $300\text{ }^\circ\text{C}$;

5 C_2H_4 (этилен)- высокотемпературный (более $600\text{ }^\circ\text{C}$) нагрев масла и Б-М изоляции;

6 CO (оксид углерода) – старение и увлажнение масла (или твердой изоляции), перегрев изоляции по всей массе;

7 CO_2 (диоксид углерода) – нагрев и старение твердой изоляции (бумаги, картона).

Для иллюстрации (рис.4) ниже приведена качественная диаграмма динамики газов, содержащихся в трансформаторном масле, в зависимости от температуры "горячей точки".

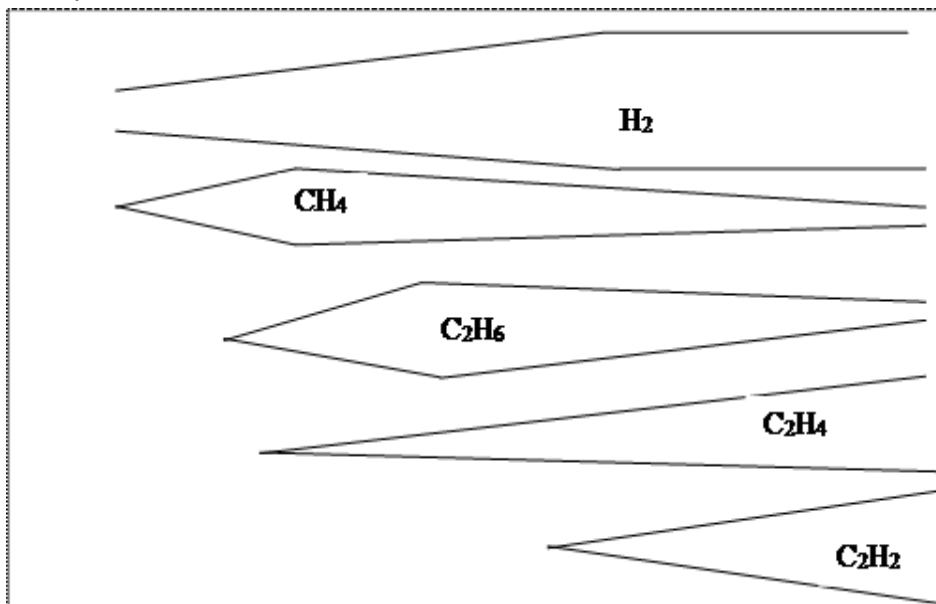


Рисунок 4 - Диаграмма динамики газов при наличии "горячей точки»

В таблице 1, в качестве примера, приведены граничные значения газов нормально работающих трансформаторов принятые, как в России, так и за рубежом.

Таблица 1 - Граничные концентрации газов для силовых трансформаторов

	H	C	C ₂	C ₂	C ₂	C	C
	₂	H ₄	H ₂	H ₄	H ₆	O	O ₂
Силовые трансформаторы 110-500 кВ по РД	0,01	0,01	0,01	0,01	0,05	0,05-	0,6-0,8

153-34.46.302-00.			0,002*			0,06	
Силовые тр-ры 35кВ (Ленэнерго)	0, 003	0,0 025	0,0 005	0,0 05	0,0 02	0,0 3	0, 4
Рекомендации СИГРЭ 86	0, 03	0,0 2	0,0 3	0,0 3	0,0 1	0,0 7	0, 09

*Для трансформаторов с РПН, имеющих общий расширитель по опыту ОАО «Ленэнерго».

Для диагностики состояния маслонаполненного оборудования по результатам ХАРГ используются 3 критерия:

1 Критерий превышения граничных (предельных) концентраций. Граничные концентрации определяются путем статистической обработки результатов ХАРГ нормально работающих трансформаторов в энергосистеме по классам напряжения, типам защиты масла, срокам эксплуатации. При отсутствии таких данных ориентируются на граничные концентрации, приведенные в РД 153-34.46.302-00 (первая строка **таблицы 1**).

2 Критерий скорости нарастания газов используется для обнаружения тенденции роста газов. Увеличение скорости роста более 10% в месяц считается "сигналом тревоги" и трансформатор ставится на учащенный контроль, даже если концентрации еще не превысили граничных значений. При этом нужно тщательно проанализировать режим эксплуатации оборудования (рост нагрузки, температуры масла и атмосферы, рабочее напряжение, внешние к.з. и т.д.) Следует также учесть возможность случайной погрешности, особенно по водороду и СО, из-за потери газа при отборе и транспортировке пробы. Поэтому, в первую очередь, нужно повторить отбор пробы масла и убедиться в устойчивости (достоверности) результата.

3 Критерии отношений пар газов позволяет, в первую очередь, разделить на дефекты электрического характера когда C_2H_2/C_2H_4 больше 0,1 (дополнительно CH_4/H_2 менее 1) и дефекты термического характера C_2H_2/C_2H_4 много меньше 0,1 (подтверждение данного факта - CH_4/H_2 более 1). Отношение C_2H_4/C_2H_6 характеризует температуру горячей точки. Критерий отношения газов используют только в случае, если хотя бы один газ, входящий в отношение, превысил граничную концентрацию. По соотношению CO_2/CO судят о вовлечении в дефект твердой изоляции (при наличии признаков нагрева или разряда). При CO_2/CO более десяти имеет место перегрев целлюлозы. Отношение меньше трех свидетельствует о старении целлюлозы под действием дефектов электрического характера. Более подробно вопросы уточнения видов дефекта изложены в РД 153-34.46.302-00.

На **рис. 5** приведена структурно-логическая схема процесса анализа результатов ХАРГ и принятия решения. Вид развивающегося дефекта можно ориентировочно определить и графически по "портрету" основных газов. Графики строятся следующим образом (**рис.6 –рис.16**):

1 По результатам ХАРГ рассчитываются относительные концентрации (a_i) газов (по отношению к граничным);

2 За основной газ принимается компонент с наибольшей относительной концентрацией (a_{\max});

3 Определяют величину по углеводородным газам и водороду;

4 По оси X откладывают пять равных отрезков и обозначают полученные точки в следующей последовательности: H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 ;

5 По оси Y откладывают соответствующее значение отношения $(a_i)/(a_{\max})$ для каждого газа;

6 Полученные точки соединяют прямыми линиями;

7 Построенный график сравнивают с "типовыми портретами" и находят наиболее близкий.



Рисунок 5 - Структурно-логическая схема диагностики по результатам ХАРГ

1 – отбор проб по графику

2- учащенный отбор

На рисунках (рис.6 – рис. 9) представлены «графические портреты» по результатам ХАРГ, соответствующие дефектам электрического характера вызванные разрядами (преобладает водород).

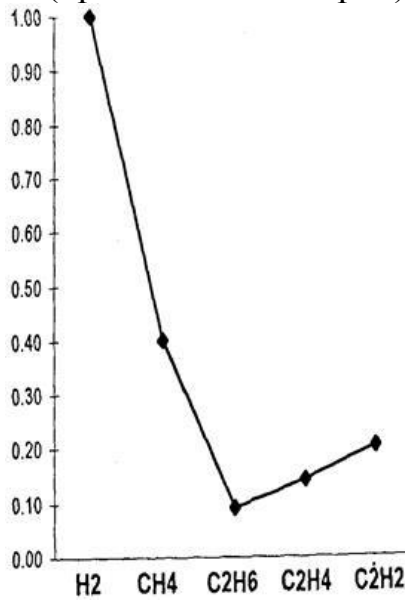


Рисунок 6- Разряды малой мощности

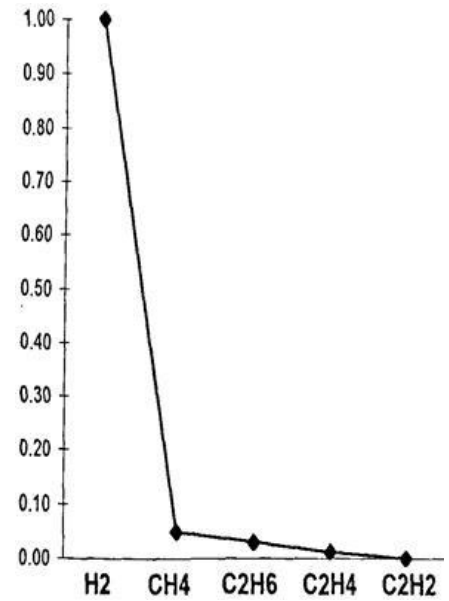


Рисунок 7- ЧР с низкой плотностью энергии

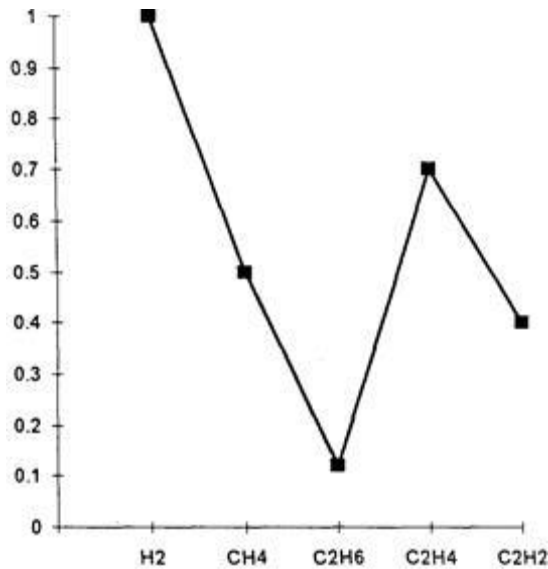


Рисунок 8 - Дефекты, вызванные искрением

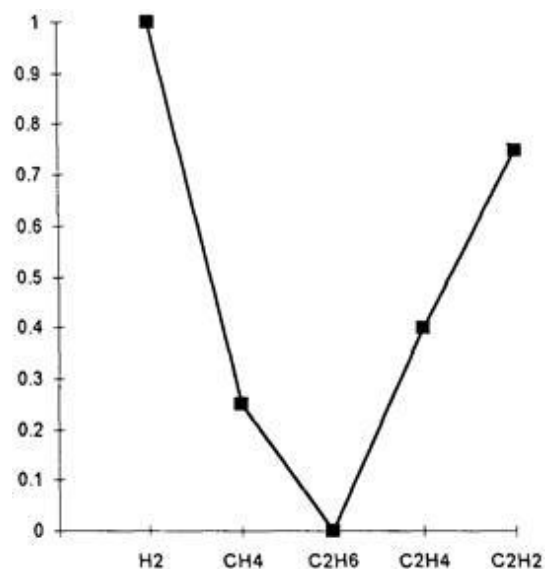


Рисунок 9- Дефекты, вызванные дугой

На рисунках (рис.10 – рис. 12) представлены «графические портреты», соответствующие дефектам термического характера в диапазоне средних температур (преобладает газ – метан), переходящие в ЧР.

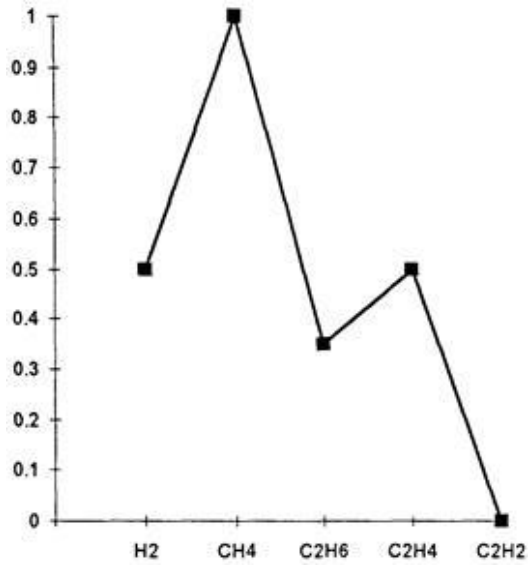


Рисунок 10. Дефект термического характера

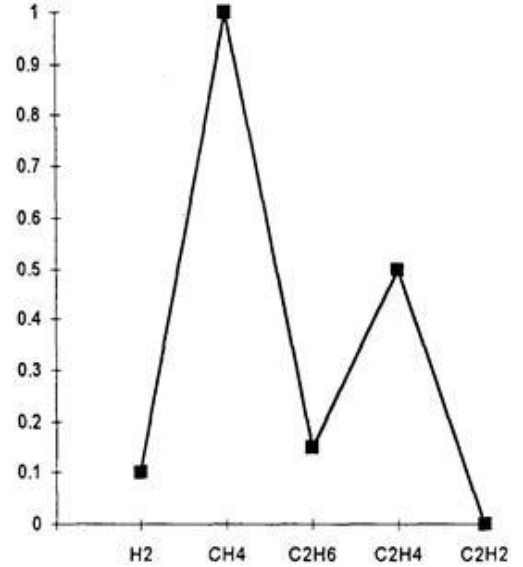


Рисунок 11. Дефект термического характера

На рисунках (рис.13 – рис. 15) представлены «графические портреты» газов, соответствующие дефектам термического характера в диапазоне высоких температур (преобладает газ - этилен).

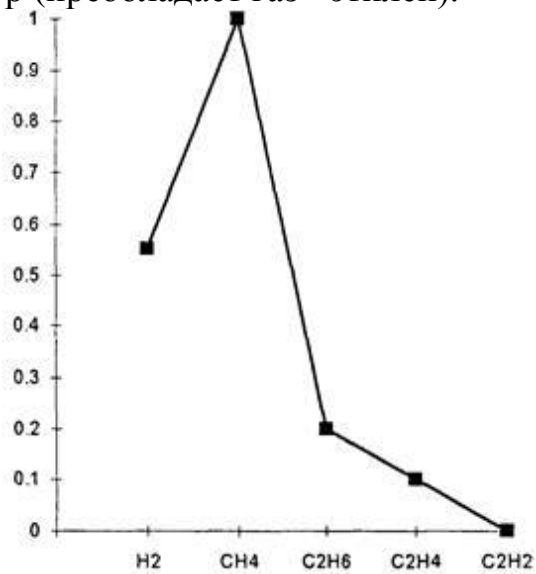


Рисунок 12. Дефект термического характера

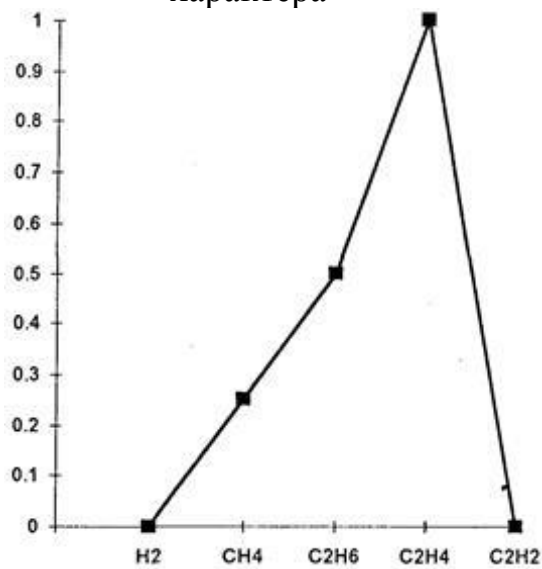


Рисунок 14. Высокотемпературный нагрев

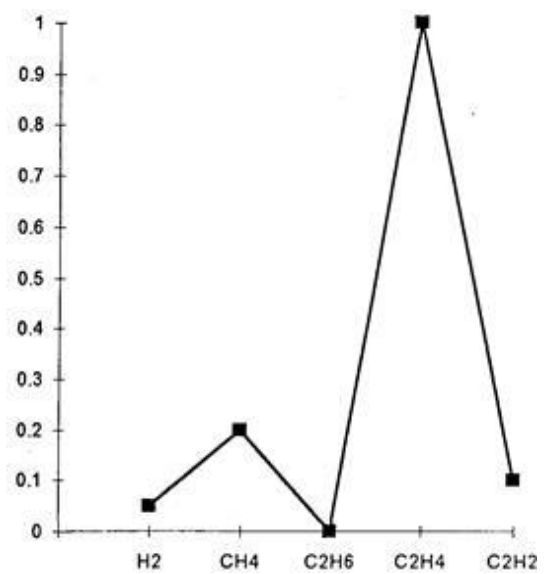


Рисунок 13. Высокотемпературный нагрев

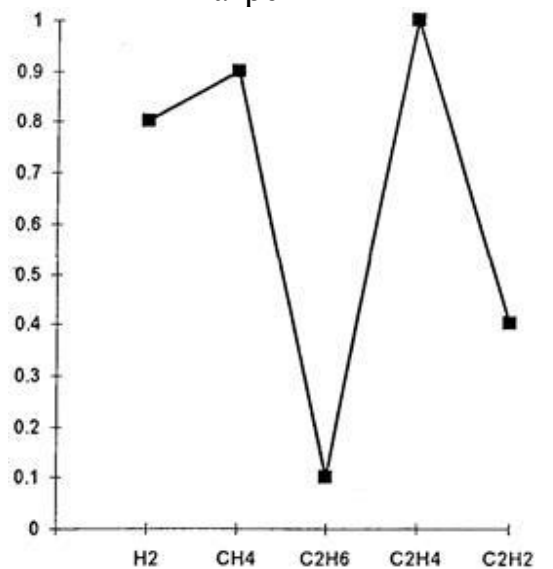


Рисунок 15 - Высокотемпературный нагрев, переходящий в дугу

2.3.2 Химический анализ трансформаторного масла

Качество трансформаторного масла оценивается сравнением результатов испытаний с нормативными значениями в зависимости от типа, вида и класса напряжения электрооборудования, а также их динамикой. Нормативные значения показателей качества масла и периодичность испытаний регламентируются действующими ОиНИЭ и "Методическими указаниями по эксплуатации трансформаторных масел" (РД 34.43.105-89). Особенностью новых нормативов, является: во-первых, то, что ФХАМ поставлен на первый план при оценке состояния маслонеполненного оборудования, во-вторых, выделение двух областей эксплуатации масла:

1 Область "нормального состояния масла", когда состояние качества масла гарантирует надежную работу электрооборудования;

2 Область "риска", когда ухудшение даже одного показателя качества масла приводит к снижению надежности и требуется учащенный и расширенный контроль для прогнозирования срока службы или принятия специальных мер по восстановлению его эксплуатационных свойств или его замены.

Начинают контроль масла с визуального осмотра масла: анализируют его цвет, наличие загрязнения, прозрачность. Свежее масло имеет, как правило, светло-желтый цвет, а его темный цвет указывает на старение и возможный перегрев в эксплуатации. На основании результатов визуального осмотра принимается решение о проведении дополнительных испытаний:

1 Электрическая прочность трансформаторного масла 40-70 кВ определяется по ГОСТ 6581-75 в стандартном разряднике с использованием аппаратов АИМ-80, АИМ-90 и, как правило, затруднений не вызывает. Электрическая прочность является основной изоляционной характеристикой масла, определяющей его работоспособность. Электрическая прочность снижается при значительном увлажнении масла (вода в виде эмульсии) и загрязнении его механическими примесями, особенно при повышенной влажности.

Наиболее значительное снижение электрической прочности с ростом влагосодержания наблюдается при содержании воды более 25-30 г/т. Механические примеси снижают электрическую прочность в зависимости от их фракционного состава и их проводимости. Наиболее заметное снижение прочности происходит при размерах частиц более 100 мкм.

2 Количественное содержание воды. Вода в масле, как уже отмечалось, может находиться в следующих состояниях: связанная, растворенная, эмульгированная, слоевая (осажденная). Связанная вода определяется фракционным составом масла и примесей, находится в сольватированной форме и, как правило, обычными методами анализа масла не выявляется.

Влажность масла в энергосистемах до настоящего времени определялась, в основном, гидрит-кальциевым методом с помощью прибора ПВН по ГОСТ7822-75, Принцип основан на реакции гидрида кальция с водой при которой выделяется водород:



По количеству выделившегося газообразного водорода рассчитывается содержания растворенной в масле воды.

В последние годы внедряются методы определения воды по методике публикации МЭК 814 (кулонометрическое титрование в реактиве Карла Фишера). Влагосодержание жидких диэлектриков по данной методике определяется по количеству электричества, затраченного на генерацию йода, вступившего в реакцию с водой.

Влагомер трансформаторного масла ВТМ-2, выпускаемый Ангарским ОКБА, реализует кулонометрический метод измерения влаги. Сущность метода заключается в поглощении влаги пленкой сорбента из потока газа носителя (воздуха), протекающего через масло, и извлекающего из масла влагу. Поглощенная пленкой влага подвергается электролизу и по количеству электричества определяется влагосодержание.

Во ВНИИЭ разработана методика хроматографического определения влагосодержания трансформаторного масла на газовых хроматографах. По методике ВНИИЭ, малая проба масла (25-100 мкл) вводится в испаритель. Температура испарителя порядка 180 градусов, поэтому вся вода, присутствующая в масле, переходит в газообразное состояние и вместе с выделившимися газами поступают в хроматографическую колонку, в которой происходит разделение газов. Затем детектор по теплопроводности регистрирует количество воды.

3 Кислотное число (КОН) определяется по ГОСТ 5985-79 методом титрования спиртовым раствором. КОН – это количество едкого калия в миллиграммах, которое необходимо для нейтрализации свободных кислот в 1 г масла. Значение кислотного числа масла, превышающее 0,15 мг/г, является признаком его старения и окисления (содержания в нем кислых соединений) и служит основанием для оценки состояния масла: необходимости замены силикагеля в термосифонных (адсорбционных) фильтрах, регенерации масла, проверки содержания антиокислительной присадки ионол (агидол) в масле. Чем выше кислотное число масла, тем, как правило, выше его проводимость и диэлектрические потери. Кислотное число не должно превышать 0,15-0,25 мг/г.

4 Тангенс угла диэлектрических потерь масла характеризует свойства трансформаторного масла как диэлектрика. Диэлектрические потери свежего масла характеризуют его качество и степень очистки, а в эксплуатации - степень загрязнения и старения масла (повышение электропроводности, образования коллоидных образований, растворимых металлоорганических соединений (мыл), смолистых веществ). Ухудшение диэлектрических свойств (увеличение $\text{tg}d_m$) приводит к снижению изоляционных характеристик трансформатора в целом.

Для определения $\text{tg}d_m$ масло заливают в специальный сосуд (по ГОСТ 6581-75) с цилиндрическими или плоскими электродами. Отбор проб масла осуществляют в соответствии с требованиями ГОСТ 6433.5-84. Измерение производят с применением моста переменного тока Р5026 или другого типа.

Нормируется $\text{tg}d_m$ при температуре 20°C и 90°C. В эксплуатации целесообразно измерять его значение при температуре 70°C как на подъеме, так и спаде температуры. "Гистерезисный" характер температурной зависимости $\text{tg}d_m$ - признак глу-

бокого старения масла (снижение $tg d_m$ при температуре 70°C на спаде температуры после длительной выдержки при $90-100^\circ\text{C}$ может происходить либо из-за коагуляции и выпадении осадка, либо при сильном увлажнении масла).

5 Водорастворимые кислоты и щелочи, содержащиеся в масле (более $0,014$ мг/г), свидетельствуют о низком качестве масла. Они могут образовываться в процессе изготовления масла при нарушении технологии производства, а также в результате окисления при эксплуатации. Эти кислоты вызывают коррозию металла и способствуют старению твердой изоляции. Для качественного обнаружения водорастворимых кислот (ВРК), по ГОСТ 6307-75, применяют $0,02\%$ водный раствор метилоранжа, а для обнаружения щелочи и мыл – 1% спиртовой раствор фенолфталеина. Данные реактивы меняют свой цвет в присутствии нежелательных компонентов. Определение ВРК в масле заключается в их извлечении из испытуемого масла дистиллированной водой и определения реакции водной вытяжки рН - метром.

6 Температура вспышки масла в закрытом тигле характеризует степень испаряемости масла и насыщенности его легкими углеводородами. Для товарных масел температура вспышки должна находиться в пределах $130-150^\circ\text{C}$. Нормами допускается снижение температуры вспышки не более чем на 5°C , по сравнению с предыдущими испытаниями.

7 Определение содержания антиокислительной присадки (ИОНОЛ). В присутствии ионола процесс термоокислительного старения масла происходит относительно медленно и масло длительное время имеет показатели, соответствующие нормам. При эксплуатации масла идет процесс непрерывного расхода ионола и при снижении его ниже определенного предела ($0,1\%$) начинается процесс интенсивного старения масла, сопровождающийся образованием шлама, ростом кислотного числа, ухудшением эксплуатационных характеристик масла. Замена силикагеля в термосифонных фильтрах, как правило, дает только кратковременный результат. Определение содержания присадки ионол осуществляется в настоящее время методами тонкослойной хроматографии на специальных пластинах (РД 34.43.105-89), методами жидкостной хроматографии на жидкостных хроматографах (РД 34.43.208-95), на газовых хроматографах по методике ВНИИЭ или методами ИК спектроскопии. В свежих товарных маслах содержание ионола составляет $0,25-0,3\%$. При снижении его в процессе эксплуатации ниже $0,1\%$ требуется регенерация масла и добавка ионола.

8 Количественное содержание механических примесей. Появление механических примесей в масле свидетельствует либо о грубых дефектах при производстве изоляции, либо о наличии истирания и расслоения материалов в процессе эксплуатации. Механические примеси приводят к сильному снижению электрической прочности масла. Поэтому их наличие определяются вначале визуально и при необходимости - количественно. При количественном анализе определяется количество частиц и производится распределение их по размерным диапазонам. Эти сведения позволяют определить класс чистоты масла по ГОСТ 17216-2001. Для количественного определения механических примесей применяются приборы АЗЖ-975 (г. Самара), ПКЖ-904 (г. Саратов), ГРАН-152 (Техноприбор). В ряде случаев наряду с количественным определением примесей, полезным бывает изу-

чение под микроскопом качественного состава примесей для поиска источника их происхождения. Например, наличие металлических частиц свидетельствует о разрушении циркуляционных насосов трансформатора.

2.4 Частичные разряды в изоляции силовых трансформаторов

Возникновение и развитие практически всех дефектов в изоляции мощных силовых трансформаторов высших классов напряжения сопровождается развитием частичных разрядов. Поэтому измерение и анализ характеристик частичных разрядов является эффективной и информативной методикой для определения состояния силовых трансформаторов, позволяющей не только выявить наличие дефекта, но и идентифицировать его тип, степень развития, определить место развития этого дефекта. Однако до настоящего времени эта методика является скорее искусством, нежели инженерной практикой, что связано с большим количеством проблем, сопутствующих измерению и анализу характеристик частичных разрядов.

Одной из основных проблем при измерении характеристик частичных разрядов в полевых условиях на действующем электрооборудовании является в полевых условиях на действующем электрооборудовании является наличие различного рода помех в виде электрических сигналов, имеющих те же, что и частичных разрядов частотные характеристики. Для решения этой проблемы используют обычно два основных подхода. Первый из них – аппаратный основывается на попытках разработки измерительной аппаратуры, позволяющей разделить сигналы частичных разрядов и помех с использованием самых различных принципов. Второй аналитический основывается на отыскании характеристик, позволяющих при одновременном измерении сигналов частичных разрядов и помех выявить наличие и характеристики дефекта, развивающегося во внутренней изоляции трансформаторов. Несмотря на определенные достижения, полученные при реализации аппаратного подхода, он представляется менее плодотворным, поскольку сигналы, возникающие при коронном разряде, поверхностных разрядах, во внешней изоляции весьма слабо отличаются от частичных разрядов во внутренней изоляции, и, следовательно, устройства, подавляющие эти помехи могут одновременно исказить характеристики частичных разрядов, развивающихся внутри трансформатора.

Реализация аналитического подхода дает наилучшие результаты при использовании двух характеристик: амплитудных спектров частичных разрядов и «образов частичных разрядов» (от англ. «PD shape»).

Амплитудные спектры частичных разрядов представляют собой зависимость интенсивности частичных разрядов от величины кажущегося заряда. В зависимости от метода их измерения различают интегральные, если строится интенсивность частичных разрядов, превышающих заданный уровень кажущегося заряда, и дифференциальные, если строится интенсивность в заданном диапазоне уровней, спектры частичных разрядов. Очевидно, что различные формы спектров легко пересчитываются друг в друга. Для выявления дефектов более удобной является

дифференциальная форма, а для измерения чаще используется интегральная форма.

Основные типы дефектов в изоляции трансформаторов, такие как разряд в масляном клине, пробой первого масляного канала, скользящий разряд в масляном клине, пробой первого масляного канала, скользящий разряд по поверхности твердой изоляции, ползущий разряд, изменяют вид амплитудных спектров характерным образом, что позволяет с высокой степенью вероятности идентифицировать тип дефекта по виду амплитудного спектра частичных разрядов. Удобство использования амплитудных спектров состоит в простоте интерпретации получаемых результатов и возможности достаточно просто формализовать алгоритмы идентификации дефектов.

Образы частичных разрядов получаются с использованием измерительной аппаратуры, обеспечивающей возможность фазовой селекции сигналов частичных разрядов. В этом случае измерительная информация строится в осях «величина кажущегося заряда» - «время». Для удобства на график наносится синхронизирующее напряжение в виде одного периода. Каждый частичный разряд наносится в виде точки в момент его появления с соответствующей амплитудой кажущегося заряда.

При измерении в течение определенного времени точки накапливаются, образуя характерный рисунок, который и называется образом частичных разрядов. Примеры таких образов показаны на **рисунке 3** для случаев развития их в газовой поре и с временной задержкой.

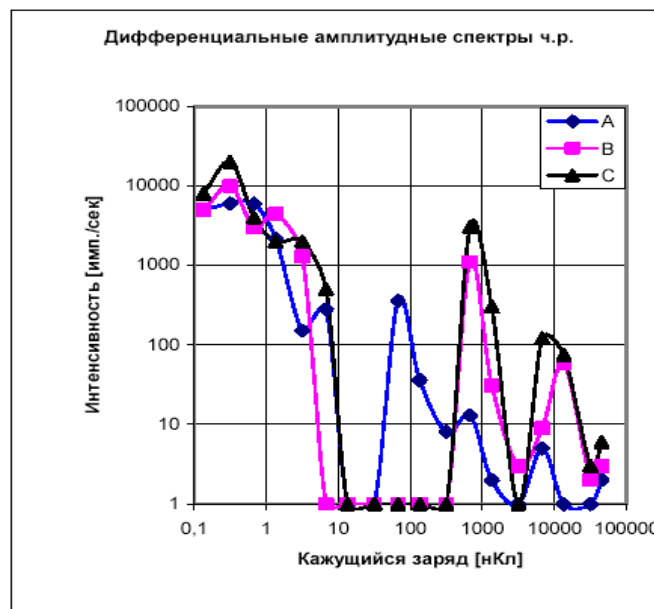
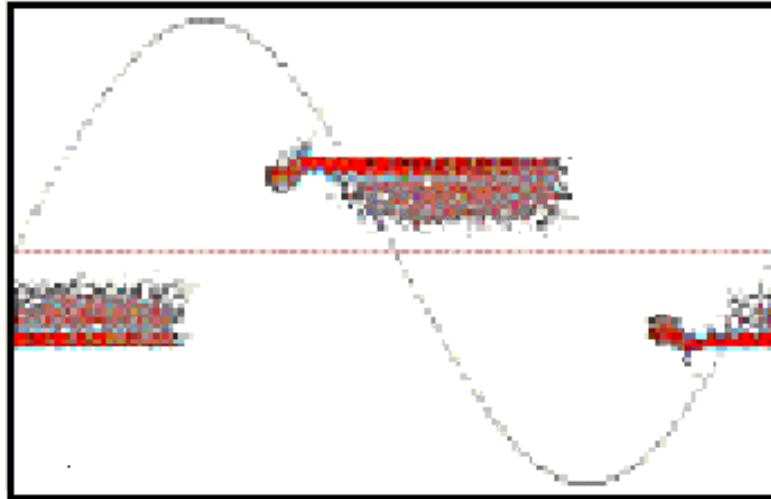


Рисунок 2 – Характерный вид амплитудных спектров частичных разрядов в процессе развития ползущего разряда: А-5 мин, В-30 мин, С-55 мин.

А)



Б)

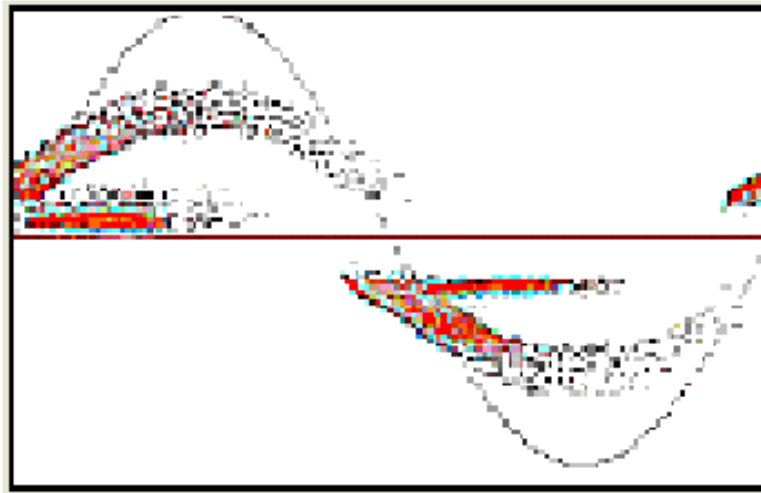


Рисунок 3 – Примеры образов частичных разрядов

а) для газовой поры у электрода;

б) в толще диэлектрика

Синтетический подход, позволяющий одновременно получать и амплитудные спектры и образы частичных разрядов реализованы в переносном комплексе диагностики силовых трансформаторов СКИТ. Общий вид интерфейса, реализованный в данном измерителе, показан на [рисунке 4](#).



Рисунок 4 – общий вид интерфейса измерителя частичных разрядов диагностического комплекса СКИТ

Аппаратура построена таким образом, что амплитудные спектры частичных разрядов снимаются в течение каждых 18 фазовых градусов (каждую миллисекунду), и на рисунке строятся 20 амплитудных спектров в соответствующих фазах. Достоинство такого представления состоит в наглядности картины развития частичных разрядов. Очевидно, что получаемые данные легко могут быть представлены как в виде общего амплитудного спектра за все время измерения, так и в виде соответствующих образов частичных разрядов.

Важным с точки зрения требований к измерительной аппаратуре является вопрос о необходимом времени измерения и возможности пауз в процессе измерений. Анализ динамики развития частичных разрядов в трансформаторной изоляции показал, что практически все виды дефектов развиваются не монотонно. В момент появления дефекта, а также во время их интенсивного развития величина кажущегося заряда частичных разрядов и/или их интенсивность заметно увеличиваются, а затем происходит замедление развития дефекта с соответствующим снижением характеристик частичных разрядов.

Однако последние полностью не прекращаются, а формируют определенный спектр, характерный для медленного развития данного дефекта. Если имеются данные о виде спектров (или образов частичных разрядов) при медленном развитии дефектов, можно выявить их наличие и степень развития при сравнительно кратковременных измерениях с помощью достаточно простой измерительной аппаратуры.

Весьма полезными с точки зрения выявления развивающихся дефектов являются акустические методы измерения частичных разрядов. Сопоставление достоинств и недостатков электрического и акустического методов показывают их взаимную противоположность, а именно – электрический метод позволяет измерять абсолютные значения кажущегося заряда с достаточной точностью, но имеет низкую помехозащищенность, но не позволяет получать абсолютные значения кажущегося заряда. Поэтому одновременное использование обоих методов дает хорошие результаты. В этом случае использование метода фазовой селекции за-

труднительно, так как сигнал на акустический датчик приходит с большой задержкой по сравнению с электрическим сигналом, но можно использовать амплитудные спектры частичных разрядов.

2.4 Определение механического состояния обмоток силовых трансформаторов методом частотного анализа

Недостаточная электродинамическая стойкость обмоток трансформатора при протекании токов короткого замыкания, приводящая к механическим деформациям обмоток, является одной из основных причин аварийного выхода трансформатора из строя. Эта проблема усугубляется значительным увеличением доли изношенного электрооборудования, нормируемый срок службы которого уже истек или приближается к этому.

В настоящее время в России для диагностики механического состояния моток силовых трансформаторов в основном применяются два метода: метод измерения сопротивления короткого замыкания и более чувствительный метод – метод низковольтных импульсов (НВИ). За рубежом широкое распространение получил метод частотного анализа (МЧА). Достоинством, МЧА, является хорошая воспроизводимость измерений, обусловленная меньшей чувствительностью к некоторым изменениям параметров генератора сигналов, влиянию кабелей, соединительной и тому подобное.

Известны два подхода при диагностике обмоток трансформатора методом частотного анализа. Суть первого подхода заключается в том, что от свип-генератора на ввод обмотки подается синусоидальный сигнал с изменяющейся частотой от десятков герц до нескольких мегагерц, а с измерительных шунтов, подключенных к этой или другим обмоткам, осциллографируются их реакции на воздействие этого сигнала – амплитудно-частотные характеристики $A(F)$, то есть спектры частот.

При другом подходе на ввод обмотки подается стандартный импульс определенной длительности, а сигнал с измерительных шунтов подается на вход спектроанализатора. Поскольку этот подход требует дорогостоящего оборудования и связан с более сложной и длительной процедурой диагностики, при разработке новой методики диагностики в ВЭИ за основу был выбран первый подход, в результате чего была разработана и изготовлена диагностическая установка «Импульс-8С».

Программное обеспечение, разработанное для Windows и содержит 3 функциональных блока:

1. Блок управления съемом обеспечивает формирование базы данных, тестирование измерительной схемы, управление съемом (установку параметров измерений, выбор каналов измерений, переключение каналов).

2. Блок предварительной обработки и визуализации результатов измерений обеспечивает фильтрацию от помех, статическую обработку сигналов, запись сигналов в базу данных, вывод результатов измерений – амплитудно-частотных характеристик объекта на экран монитора.

3. Блок анализа результатов диагностики обеспечивает сравнение осциллограмм текущих измерений (дефектограмм) с осциллограммами предшествующих измерений по ряду критериев.



Рисунок 5 – Диагностическая установка «Импульс-8С» для дефектографирования обмоток трансформаторов методом частотного анализа

Основными критериями оценки механического состояния обмоток трансформатора методом МЧА были приняты следующие:

1 Коэффициент парной корреляции (K_p) – характеризует степень отклонения связи от линейной между двумя массивами данных, описывающих два процесса, например, нормограмму и дефектограмму. Так, если две осциллограммы полностью совпадают, то $K_p=1$; чем больше отличие между двумя спектрами, тем меньше K_p ;

2 Разность осциллограмм ($V, \%$) – характеризует разность между нормограммой и дефектограммой во всем диапазоне их изменения во времени, выраженную в процентах (отнесенную к нормограмме) или вольтах;

3 Парная корреляционная функция $K_p(f)$ – показывает, в каком именно диапазоне частот появились значительные изменения;

4 Весовой коэффициент $K(v)$ – интегральный параметр, показывающий степень различия нормограммы от дефектограммы;

5 Сдвиг частот (f) – характеризует величину смещения пиков основных частот (гармоник) нормограммы и дефектограммы.

Процедура диагностики производится следующим образом: после запуска программы и выбора из предложенного меню команды «Старт» плата блока управления формирует сигнал на запуск генераторы качающейся частоты и аналого-цифрового преобразователя. С выхода генератора сигнал с начальной частотой F_0 проходит по измерительному кабелю, согласующий блок, установленный на крышке бака трансформатора, соединитель, подключенный к вводу трансформатора с помощью зажима «крокодил», и поступает на трансформатор (в зависимости от выбранной схемы дефектографирования – или на ввод нейтрали, или на

закоротку обмоток одного напряжения). Параллельно основному выходу с контрольного выхода усилителя мощности генератора сигнал поступает на вход платы БУК и далее на АЦП – для контроля.

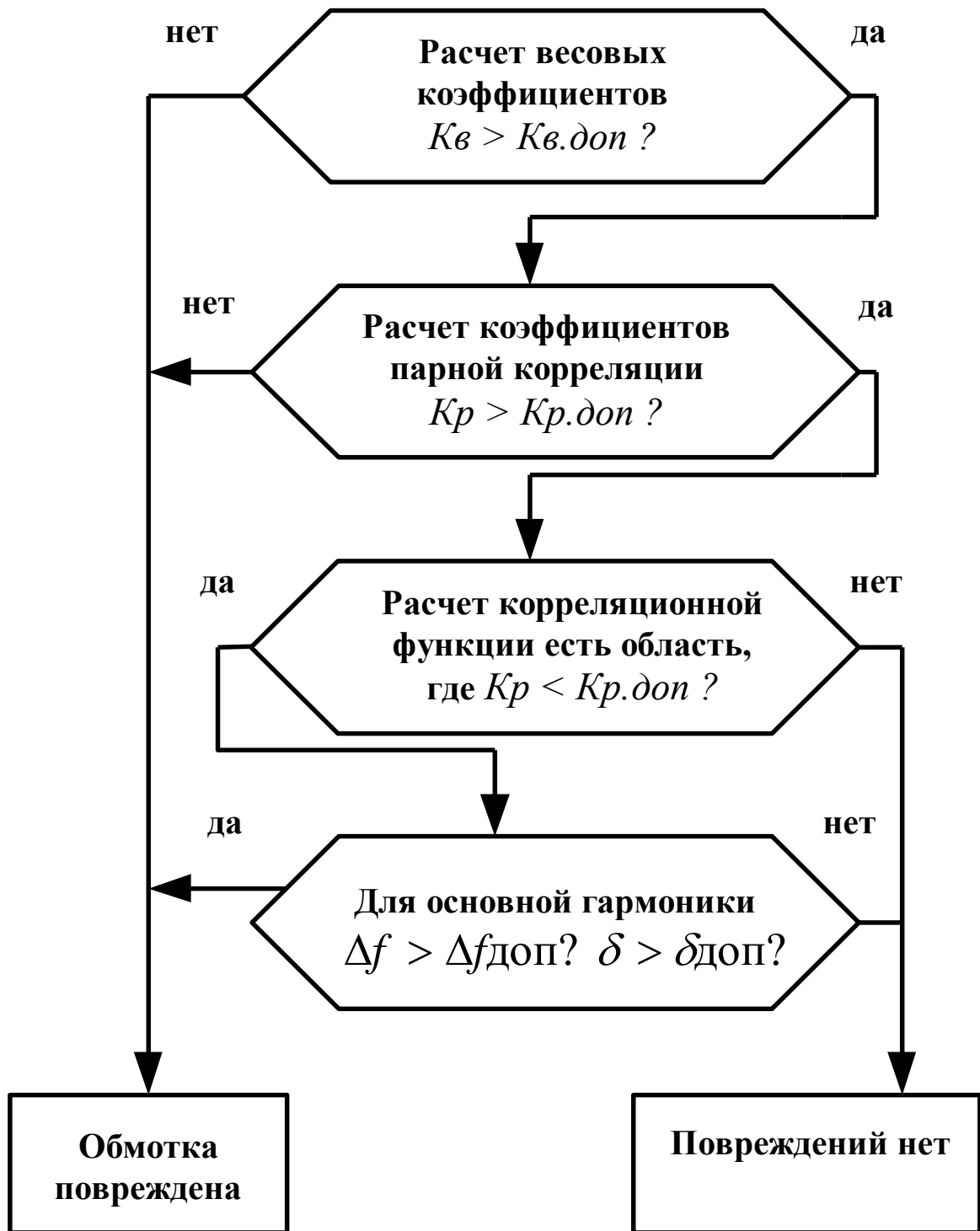


Рисунок 6 – Алгоритм оценки механического состояния обмоток по результатам обмеров

Реакции обмоток (отклики) на воздействие синусоидального сигнала с вводов трех фаз через соединительный блок и измерительный кабель посту-

паяют на вход БУК. Блок коммутации каналов последовательно подключает к АЦП 1-й, 2-й и 3-й каналы от трансформатора и 4-й контрольный сигнал от генератора. АЦП по очереди записывает эти сигналы (осциллограммы) сначала в свой буфер, а затем передает их в ПК для последующей обработки и анализа. Далее частота генератора увеличивается на величину ΔF и процесс повторяется до тех пор, пока частота синусоидального сигнала не достигнет конечного значения F_k . Результатом измерений в пределах одного цикла являются спектральные характеристики диагностируемых обмоток трех фаз трансформатора, которые записываются в базу данных.

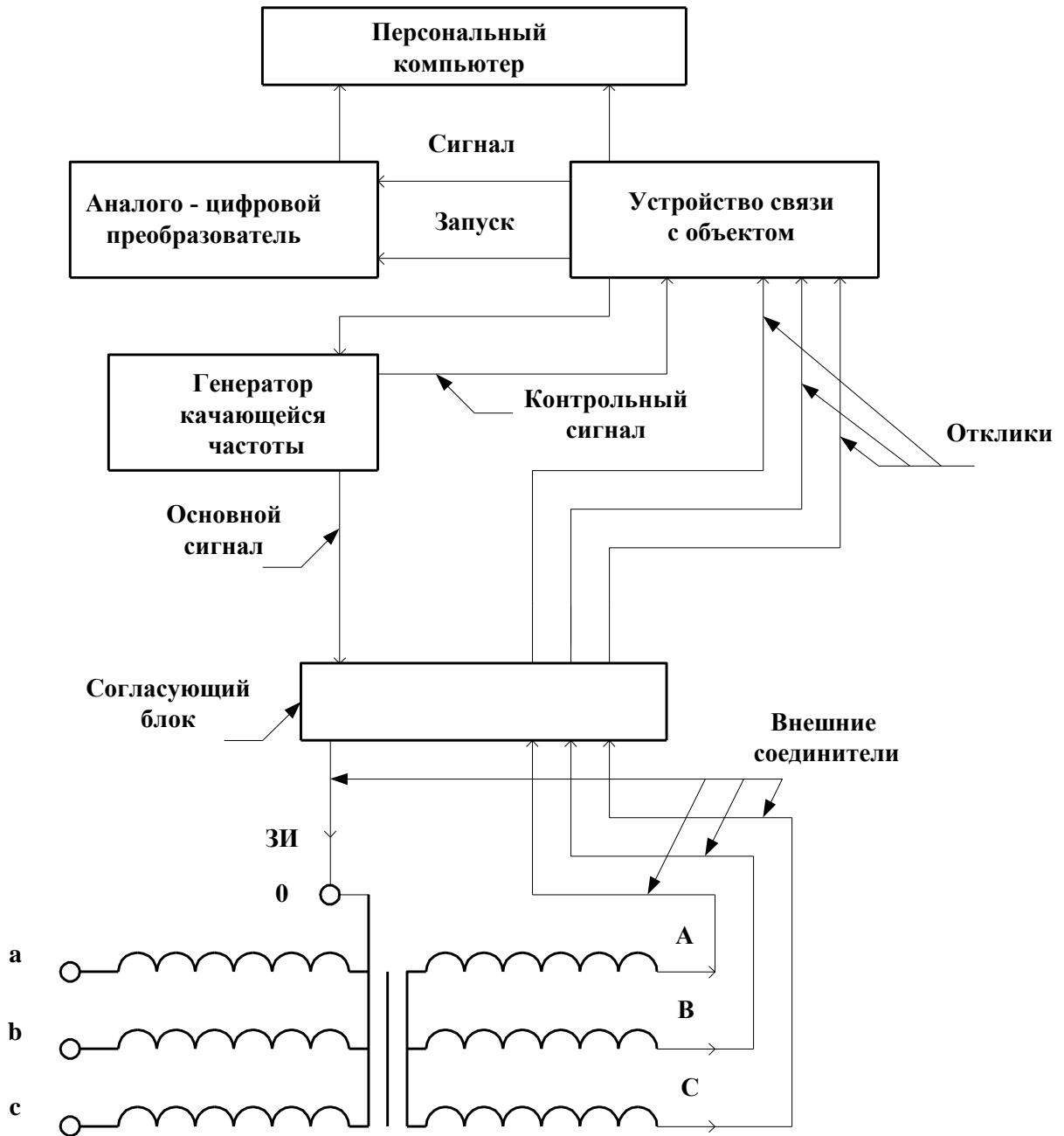


Рисунок 7 – Принципиальная схема диагностики обмоток методом частотного анализа

В качестве примеров на **рисунке 8** представлены спектры частот, полученные на специальной модели обмотки с помощью установки «Импульс-8С», для двух смоделированных видов повреждений: деформации обмотки в осевом направлении (**Рисунок 8а**) и в радиальном направлении (**Рисунок 8б**).

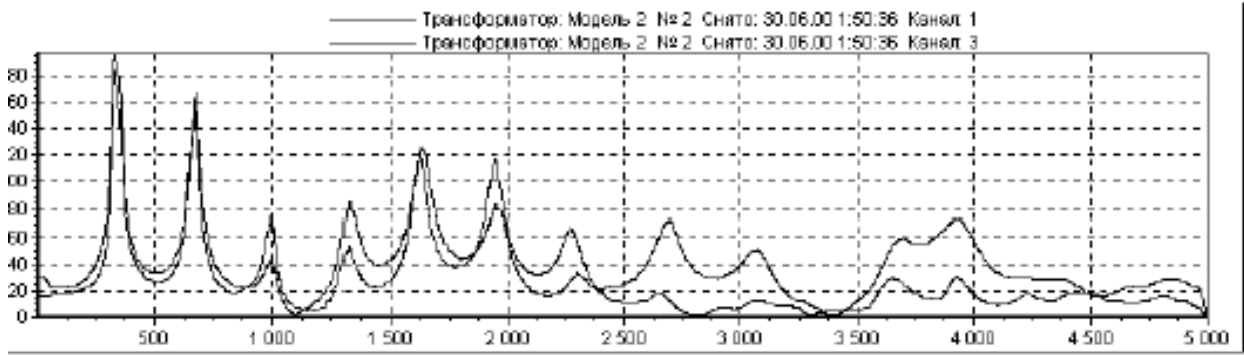


Рисунок 8а

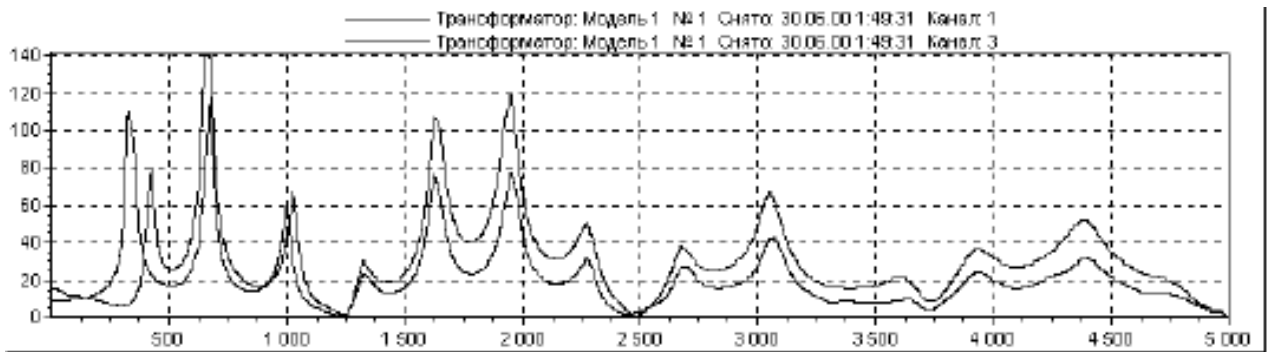


Рисунок 8б – Спектры частот модели обмотки трансформатора

Результаты измерений подтвердили высокую чувствительность метода частотного анализа к обнаружению механических и электрических повреждений обмоток. Однако для практического применения разработанной методики необходимо иметь критерии оценки состояния обмоток по результатам диагностики. В настоящее время эта задача успешно решается благодаря наличию объемной базы данных, содержащей результаты обмеров сотен трансформаторов, полученных на основе использования метода низковольтных импульсов. Целью является адаптация этих данных для метода частотного анализа.

2.5 Вибрационное обследование силовых трансформаторов

Вибрационное обследование силовых маслонаполненных трансформаторов является достаточно эффективным способом оценки некоторых аспектов их технического состояния. В процессе вибрационного обследования производится, в основном, определение качества взаимного крепления внутренних и внешних

элементов трансформатора, определяется целостность конструкции, диагностируется состояние механизмов системы охлаждения.

Достоинством вибрационных методов диагностики технического состояния силовых трансформаторов является возможность проведения с их помощью «виброналадки» узлов и элементов трансформаторов. Под этим термином понимается возможность улучшения некоторых вибрационных параметров работы трансформатора.

Важным достоинством применения вибрационных диагностических методов является возможность проведения технической оценки качества прессовки обмоток и магнитопровода трансформатора.

Вибрационное обследование силовых маслонаполненных трансформаторов должно проводиться с использованием современных виброизмерительных приборов – переносных малогабаритных виброметров и виброанализаторов.

Виброметры, самые простые виброизмерительные приборы, предназначены для измерения интегральных параметров вибрации, таких как, например, СКЗ (среднеквадратичное значение) виброскорости или размах виброперемещения (двойная амплитуда вибрации).

Виброанализаторы не только измеряют интегральные параметры вибрации, но и позволяют разлагать контролируемый вибрационный сигнал на отдельные гармонические составляющие, хранить эти параметры во встроенной памяти прибора.

Приборы виброконтроля выпускают многие фирмы в России и за рубежом, выбор этих приборов достаточно велик.

2.5.1 Определение параметров прессовки обмоток и магнитопровода по вибрации на поверхности бака трансформатора.

Количественные значения остаточной прессовки обмоток и магнитопровода являются важными эксплуатационными параметрами. Наибольшее значение, при оценке технического состояния силового трансформатора, следует уделять качеству прессовки обмоток. 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.

Определение качества прессовки обмоток и магнитопровода может быть выполнено на основании анализа спектрального состава вибрационных сигналов на поверхности бака трансформатора, работающего трансформатора. Полностью этот метод реализован в экспертной системе «Веста». В методе отработаны точки проведения измерений, определены уставки виброизмерительной аппаратуры, режимы контроля.

Метод базируется на измерении вибрации в 12 точках на поверхности бака трансформатора. Измерения вибрации проводятся в двух режимах хода и нагрузки. Все вибрации в режиме холостого хода вызываются магнитострикцией в маг-

нитепроводе. Вибрации в обмотках существенно ниже, так как ток в режиме холостого хода трансформатора мал. В режиме нагрузки вибрации вызываются сердечником и обмотками, ток в которых уже весьма значителен.

Анализ вибрационных сигналов производится на основании сравнения спектров. Основной частотой в трансформаторах является 100 Гц. Именно на этой частоте, равной удвоенной частоте питающей сети, действуют силы магнитострикции в сердечнике и электродинамические усилия в обмотках.

Состояние прессовки магнитопровода определяются по вибрациям в режиме холостого хода. Совместный анализ вибрации в режимах холостого хода и нагрузки позволяет разделить вибрационные процессы в различных элементах трансформатора.

Для удобства проведения диагностики трансформаторов, у которых трудно организовать измерение в двух режимах, в системе «Веста» предусмотрена диагностика по одному режиму. Магнитопровод наиболее точно диагностируется по режиму холостого хода, а обмотка по режиму нагрузки. Соответственно, по режиму, близкому к холостому ходу прессовка обмоток диагностируется с большой погрешностью, а в режиме нагрузки трудно диагностировать прессовку магнитопровода. Это является следствием проведения диагностики качества прессовки по одному режиму работы трансформатора.

2.5.2 Уточнение диагноза «распрессовка обмотки» проведением измерений вибрации при изменении температуры трансформатора.

Основные «активные» материалы силового трансформатора, медь обмоток и сталь магнитопровода имеют различный температурный коэффициент линейного расширения. Обмотка, с ростом рабочей температуры, увеличивает свои линейные размеры более значительно, чем магнитопровод трансформатора. При этом усилие прессовки обмотки возрастает, так как обмотка «распирается» в своих элементах крепления, смонтированных на магнитопроводе. При снижении рабочей температуры обмотка «уменьшается» в своих размерах быстрее, чем магнитопровод, поэтому усилие прессовки обмотки уменьшается. Расчетное значение этого эффекта составляет единицы миллиметров.

Знание этой особенности внутренних процессов в трансформаторе, связанной с изменением рабочей температуры, позволяет проводить дополнительные исследования, которые могут существенно уточнить диагноз «распрессовка обмотки», получаемый при помощи экспертной системы «Веста».

Очень упрощенно, не вникая в суть физических процессов и в особенности конструкции реальных типов трансформаторов, можно считать, что увеличение рабочей температуры трансформатора (охлаждающего масла) на один градус приводит к увеличению усилия прессовки обмотки на один процент (от номинального значения). Такое количественное соотношение произвольно выбрано для удобства проведения расчетов, хотя и достаточно хорошо согласуется с реальными практически данными.

Такой подход к физическим процессам в трансформаторе предполагает следующий план проведения экспериментальных работ, имеющих своей целью более

корректное выявление распрессовки обмоток силового маслonaполненного трансформатора.

На трансформаторе проводятся измерения вибрации по методике, предусмотренной в экспертной системе «Веста». Они включают в себя измерения в режимах холостого хода и нагрузки. Эти измерения делаются за такой период времени, когда температура трансформатора (охлаждающего масла), примерно одинакова, т.е. достаточно быстро. Желательно, чтобы температура трансформатора была не очень большой.

Под этим термином понимается нижний уровень рабочей температуры трансформатора, больше соответствующей небольшой нагрузке или, идеально, холостому ходу.

Если в заключении системы «Веста» будет информация, что имеет место распрессовка обмоток среднего или сильного уровня, то необходимо планировать проведение следующего этапа работ. Трансформатор разогревается до максимально допустимой температуры, например, за счет отключения системы охлаждения. В режиме повышенной температуры трансформатор должен быть выдержан не менее двух – трех часов, в течение которых должно произойти выравнивание температурных полей в обмотках и магнитопроводе. Далее производится измерение вибраций на поверхности бака в режиме нагрузки примерно равной нагрузке при первом измерении вибрации, при меньшей температуре.

Если сравнить два диагноза, получаемых при помощи системы «Веста» по одному замеру (нагрузки) при двух различных температурах охлаждающего масла, но одинаковой нагрузке трансформатора, то можно существенно уточнить диагноз «распрессовка обмотки».

Если с ростом рабочей температуры трансформатора расчетный коэффициент, характеризующий усилие прессовки обмотки, будет возрастать, то это будет говорить о подтверждении предварительного диагноза «распрессовка обмотки». Условно можно говорить, что коэффициент качества прессовки обмоток, которым оперирует экспертная система «Веста» в своих отчетах должен увеличиваться на 0,01 при увеличении рабочей температуры трансформатора (охлаждающего масла) на каждые пять градусов.

Если такая связь температуры и качества прессовки обмоток будет экспериментально выявлена, то диагностическое включение «распрессовка обмотки» можно считать дополнительно подтвержденным испытаниями, выполненными при различных рабочих температурах трансформатора.

Если такой связи между рабочей температурой трансформатора и коэффициентом качества прессовки обмоток не будет выявлено, то, вероятнее всего, диагноз был поставлен экспертной системой не совсем корректно. На получаемое программой заключение повлияли особенности внутренней конструкции контролируемого трансформатора или иные факторы, не учтенные в программе. О неадекватности диагноза, в особенности, следует говорить тогда, когда по итогам диагностики с ростом температуры будет выявляться уменьшение степени прессовки обмоток трансформатора.

Выводы по разделу 2

1 В разделе рассмотрены основные методы диагностирования и мониторинга силовых трансформаторов.

2 Приведены датчики системы диагностического мониторинга.

3 Рассмотрены хроматографический анализы трансформаторного масла. Сделана структурно-логическая схема диагностики по результатам хроматографического анализа трансформаторного масла. Представлены графические портреты, соответствующие дефектам электрического и термического характеров.

4 Проработаны методы частичных разрядов в изоляции, частотного анализа и вибрационного обследования силовых трансформаторов. Приведены характерные виды амплитудных спектров частичных разрядов в процессе развития ползущего разряда, диагностическая установка «Импульс-8С» для детектирования обмоток трансформаторов методом частотного анализа, алгоритм оценки механического состояния обмоток, принципиальная схема диагностики обмоток методом частотного анализа и т.д.

3 РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМ ДИАГНОСТИКИ И МОНИТОРИНГА НА ТРАНСФОРМАТОРЕ ТИПА ТДТН-40000/110

3.1 Установка силового трансформатора типа ТДТН-40000/110

В настоящее время в России значительная часть силовых трансформаторов 110 кВ и выше отработала нормативный срок службы 25 лет. В эксплуатации находятся трансформаторы, которым 40, 50 и даже 60 лет. Экономическая ситуация, а также общее количество оборудования с длительным сроком службы не позволяют в ближайшие годы провести замену большинства таких трансформаторов. Поэтому для поддержания требуемой эксплуатационной надежности трансформаторов очень важными, на данный момент, являются диагностический контроль и мониторинг силовых трансформаторов.

На главной понизительной подстанции ПАО «ЧТПЗ» «ГПП-3», с 1964г. был введен в эксплуатацию силовой трансформатор типа ТДТНГ-40500/110/35/6 (рис.1.).



Рисунок 1 – Силовой трансформатор типа ТДТНГ-40500/110/35/6

На данном трансформаторе отсутствовали системы диагностического мониторинга, и выявить внутренние дефекты на ранних стадиях не представляло возможности. Поэтому, в связи с истечением срока в эксплуатации и не пригодном к дальнейшей работе, было принято решение о замене силового трансформатора типа ТДТНГ-40500/110/35/6 на новый силовой трансформатор типа ТДТН-40000/110/35/6 производства ООО «Тольяттинский трансформатор».

Транспортировка трансформатора была организована с помощью железнодорожного транспорта. Обычная рельсовая грузовая платформа не подошла для перевозки силового трансформатора из-за следующих факторов:

1 Трансформаторы плохо переносят вибрацию и удары. Поэтому их нельзя спускать с горки, сталкивать платформу с устройством и другие платформы.

2 Мощные силовые трансформаторы весят порой до 340 тонн, а по железной дороге можно перевозить грузы весом до 100 тонн.

В связи с вышеперечисленным, было принято решения осуществить транспортировку в разобранном виде на специальной платформе «Schnabel». Это специальная железнодорожная платформа для силовых трансформаторов весом свыше 100 тонн. В основании платформы предусмотрена система фиксации. С ее помощью трансформатор закрепляют на раму железнодорожной платформы. Платформа «Schnabel» выпускается с разным количеством осей: от 12 до 20. Владельцы негабаритных силовых трансформаторов предпочитают арендовать платформы «Schnabel». Аренда обходится примерно в 100 000 рублей в день.

Для разгрузки трансформатора с платформы, был заказан специализированный кран для больших грузов «Terex-Demag AC 200-1» (рис.1.)



Рисунок 1 – Кран для больших грузов «Terex-Demag AC 200-1»

Разгрузку трансформатора, а так же последующий монтаж всего оборудования, осуществлялось за счет специализированного персонала АО «Энергосетевой компании ЧТПЗ». (Рис.1.)



Рисунок 1 – Разгрузка трансформатора типа ТДТН-40000/110/35/6



Рисунок 1 – Силовой трансформатор ТДТН-40000/110/35/6

После разгрузки трансформатора, были произведены работы по установке силового трансформатора типа ТДТН-40000/110, на главной понизительной под-

станции ПАО «ЧТПЗ» «ГПП-3». После, были произведены монтажные и пусконаладочные работы анализатора водорода и горючих газов, а так же системы мониторинга и диагностики технического состояния трансформаторного оборудования.

Силовой трехфазный понижающий трансформатор на рабочие напряжения 110\35\6 кВ, мощностью 40 000 кВА обслуживается анализатором водорода и горючих газов «ИнтеГаз» и системой мониторинга «TDM P034».

3.2 Установленные системы мониторинга силового трансформатора

3.2.1 Анализатор водорода и горючих газов «ИнтеГаз»

Анализаторы "ИнтеГаз" и "ИнтеГаз-М" проточного типа предназначены для автоматического непрерывного контроля водорода (H_2), суммы горючих газов (CO , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 , C_2H_6 - в пересчете на CO) и влаги в масле силовых трансформаторов или другом маслonaполненном оборудовании в соответствии с требованиями и нормами, установленными РД 34.46.303-98.

Анализаторы осуществляют непрерывный контроль состояния силового маслonaполненного оборудования с целью выявления возникающих дефектов и предупреждения об их развитии на ранней стадии.

Состав газов, растворенных в масле трансформатора, зависит от характера дефектов в нем. Водород является одним из основных индикаторов развивающихся дефектов. Низкая растворимость водорода в масле и его высокая способность к диффузии облегчают его обнаружение при небольших концентрациях, позволяя выявлять наличие дефекта. Содержание горючих газов, растворенных в масле, является показателем целого ряда дефектов, развивающихся в маслonaполненном оборудовании.

"ИнтеГаз" и "ИнтеГаз-М" выполняют анализ растворенных газов и влаги, как в минеральных маслах, так и в различных маслах на эфирной основе.

Анализаторы являются единственными приборами отечественного производства, чьи технические параметры не уступают зарубежным аналогам.

Анализатор "ИнтеГаз" внесен в государственный реестр средств измерений (Свидетельство № 44585/1).

"ИнтеГаз" прошел аттестацию ПАО "ФСК ЕЭС", соответствует техническим требованиям и рекомендован для эксплуатации на объектах ПАО "Россети" (Заключение аттестационной комиссии № 92-12 от 20 декабря 2012г., Протокол № II ПД-60/18 от 27.11.2018г. по продлению срока действия Заключения аттестационной комиссии № 92-12 и дополнению).

Анализаторы "ИнтеГаз" и "ИнтеГаз-М" имеют Декларации о соответствии требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 004/2011 и ТР ТС 020/2011.

Анализаторы "ИнтеГаз" и "ИнтеГаз-М" представляют собой герметичный, термостатированный шкаф из нержавеющей стали для наружной установки. Анализаторы устанавливаются на монтажную стойку в непосредственной близости от объекта контроля (маслonaполненное оборудование – трансформаторы, авто-

трансформаторы, шунтирующие реакторы и пр.). Расстояние установки от контролируемого оборудования до 10 метров. Предусмотрена возможность установки непосредственно на бак через специальные виброамортизаторы.

Анализатор "ИнтеГаз-М" имеет более компактные размеры корпуса.

В анализаторе имеется три типа сенсоров для измерения каждого из перечисленных выше компонентов.

Опционально анализаторы "ИнтеГаз" и "ИнтеГаз-М" могут комплектоваться панелями визуализации.



Рисунок 1 – Анализатор «ИнтеГаз»



Рисунок 1 – Анализатор «ИнтеГаз-М»

Принцип действия анализатора основан на определении объемных долей водорода и горючих газов в равновесной газовой фазе, отделенной от масла мембраной специальной конструкции, в пробоотборной системе прибора.

Отбор проб газов, растворенных в масле, осуществляется диффузионным методом. Масло из трансформатора непрерывно, с помощью электромагнитного насоса, прокачивается через пробоотборный блок анализатора, где масло термостатируется до постоянной температуры.

В пробоотборном блоке размещен диэлькометрический датчик влаги (рис.1.) и диффузионный газоотборник, в котором растворенные газы диффундируют из масла сквозь термостатированную политетрафторэтиленовую разделительную мембрану и попадают из масла в газовую полость газоотборника.

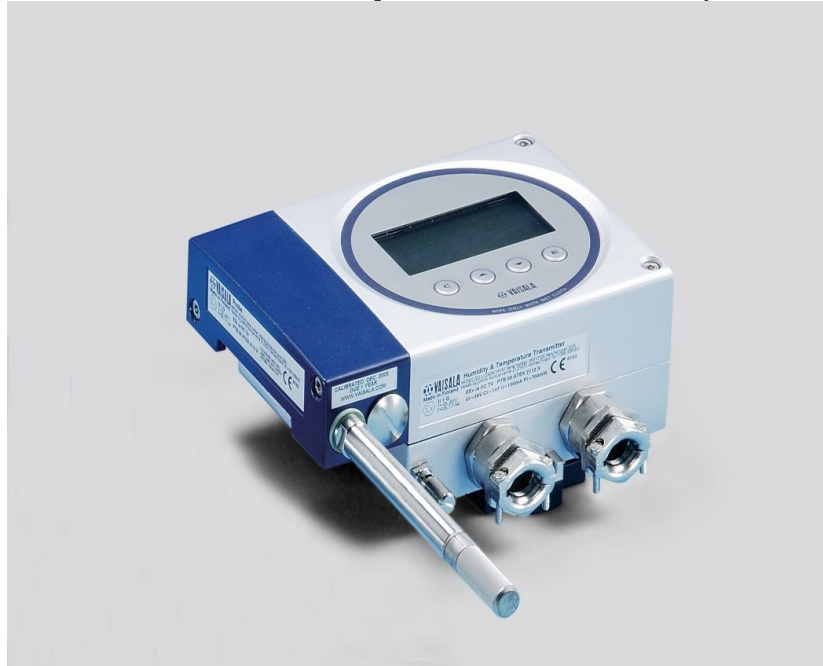


Рисунок 1 – Диэлькометрический датчик влаги

Из полости газоотборника газы последовательно проходят через датчик водорода (рис. 1.) и датчик горючих газов (рис. 1.). Сигналы от датчика водорода и датчика горючих газов пропорциональны концентрации водорода и горючих газов в трансформаторном масле.



Рисунок 1 – Датчик водорода



Рисунок 1 – Датчик горючих газов

В анализаторе предусмотрена возможность параллельного отбора пробы масла на лабораторный анализ через быстроразъемное самозапирающееся соединение типа Swagelok с помощью специального штуцера из комплекта поставки. Конструкция этого узла не позволяет попадать воздуху в масляную магистраль при отборе пробы масла на анализ.

Все операции по настройке анализатора, обработка сигналов датчиков, обработка и хранение результатов выполняются автоматически с помощью встроенного специализированного программного обеспечения.

При эксплуатации анализатора на объекте результаты измерений могут передаваться на АРМ оператора АСУ ТП подстанции, систему мониторинга и диагностики или другие смежные системы.

Основная функция анализатора - определение содержания водорода, горючих газов и влаги, растворенных в масле, и выдача дискретных сигналов предупредительной и аварийной сигнализации.

Сервисное программное обеспечение позволяет легко и удобно настроить прибор к работе, выставить уставки. Реализована возможность дистанционной диагностики прибора.

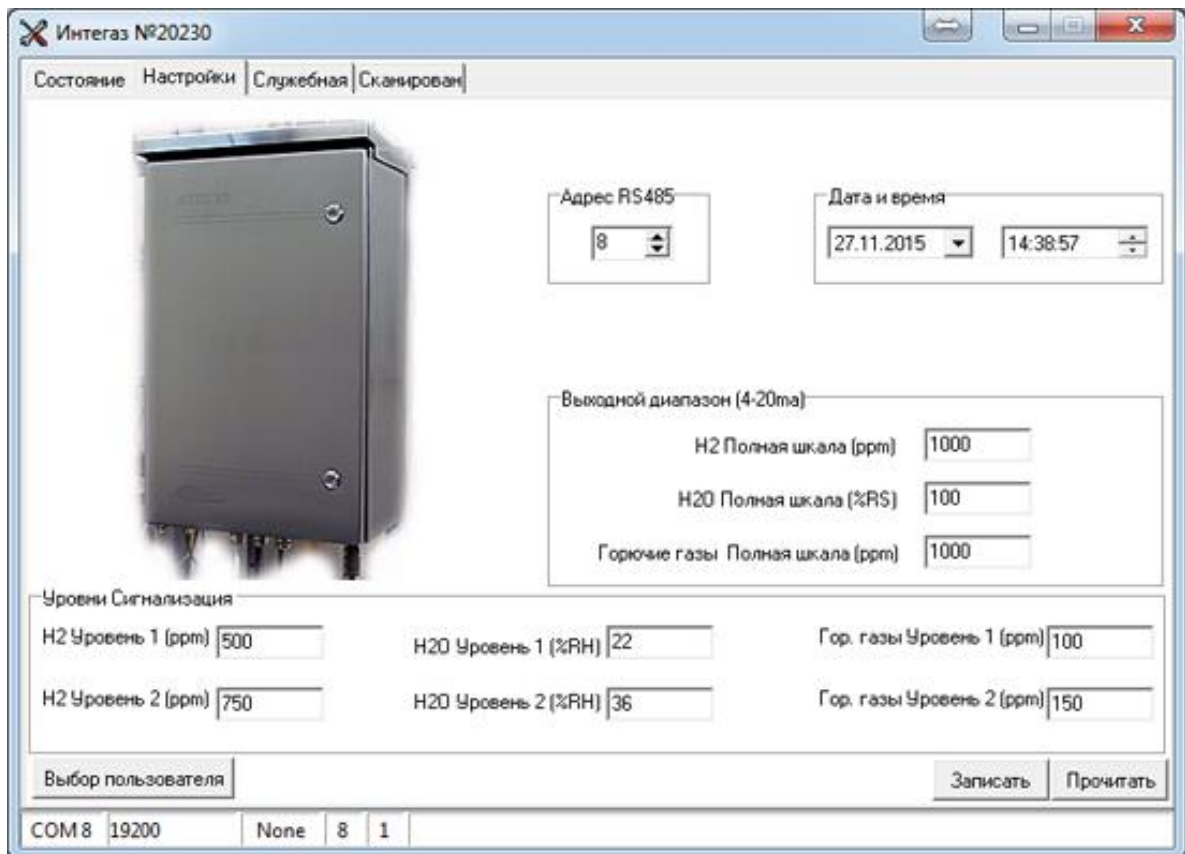


Рисунок 1 – Программное обеспечение анализатора «ИнтеГаз»

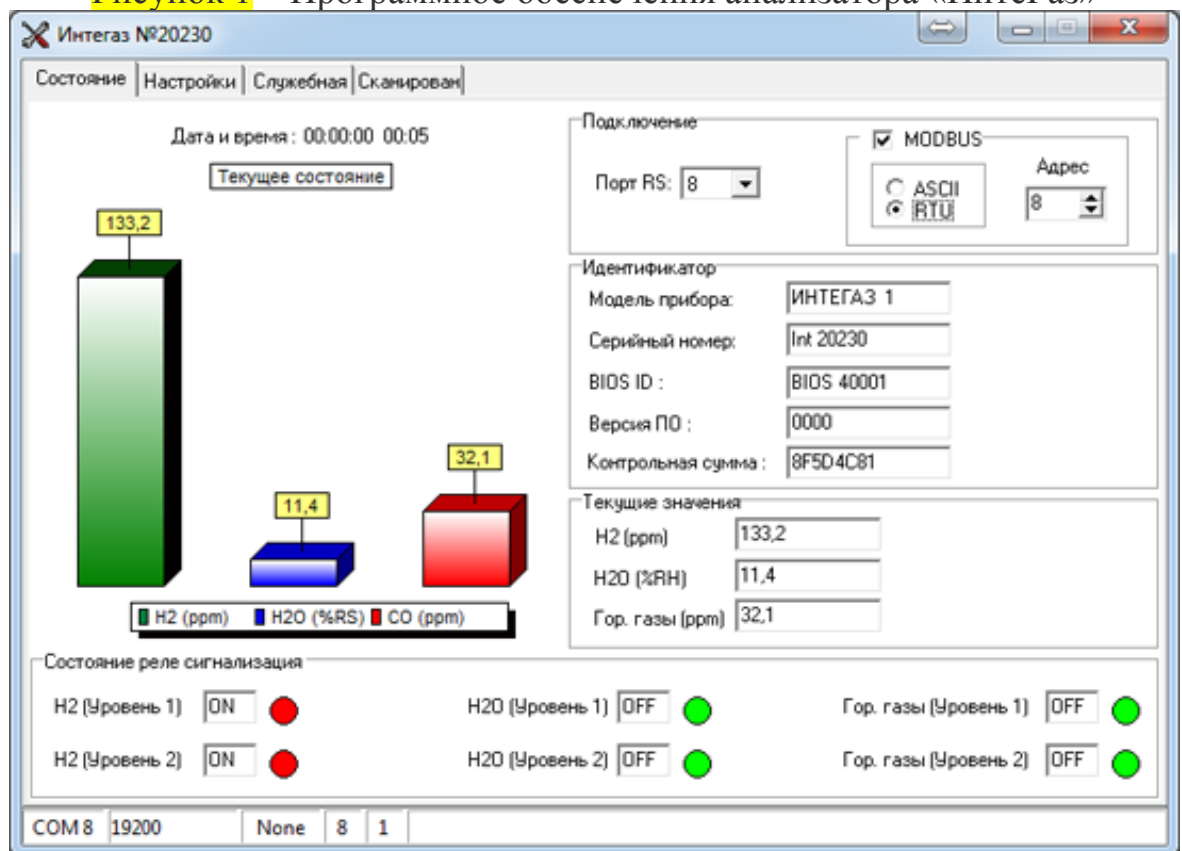


Рисунок 1 – Программное обеспечение анализатора «ИнтеГаз»

Анализаторы имеют защиту программного обеспечения от преднамеренных или непреднамеренных изменений.

Для передачи данных анализаторы оснащаются:

- 1 Цифровыми интерфейсами RS-485, RS-232 и опционально Ethernet (10/100Base-TX, 100base-FX);
- 2 Протоколами ModBus RTU, ASCII и опционально TCP/IP.

Опционально анализаторы оснащаются тремя изолированными аналоговыми выходами 4-20 мА по водороду, сумме горючих газов и влаге, панелью визуализации.

В приборе предусмотрены программируемые выходные дискретные сигналы (аварийные сигналы по предельному содержанию растворенных газов и предельному содержанию влаги).

Анализаторы "ИнтеГаз" и "ИнтеГаз-М" являются полностью российской разработкой. Исследование, разработка и серийное производство осуществляются на производственных площадях ЗАО "Интера". Для всей выпускаемой продукции разработаны типовые решения, схемы привязки, регламенты технического обслуживания, эксплуатационная документация.

Монтаж может быть выполнен по документации производителя монтажными организациями на объекте. Пусконаладочные работы выполняются специалистами производителя или организациями, имеющими сертификат производителя. При выполнении пусконаладочных работ проводится обучение эксплуатационного персонала на объектах установки. Новая модификация анализатора "ИнтеГаз-М" не требует проведения пусконаладочных работ.

Отдел сервиса и технической поддержки ЗАО "Интера" оперативно осуществляет гарантийное обслуживание поставленной продукции в режиме on-line консультаций и с выездом на объект в случае необходимости.

Осуществляется послегарантийное сопровождение продукции: регулярное техническое обслуживание, переобучение персонала и продление гарантийного срока эксплуатации.

Преимущества эксплуатации:

- 1 На сегодняшний день это лучшее технически и экономически обоснованное решение для мониторинга и анализа растворенных газов и влаги в трансформаторном масле для оборудования классом напряжения 110 и 220 кВ.
- 2 Обеспечение представительности пробы. Непрерывная принудительная циркуляция масла в течение всего цикла измерения гарантирует наиболее полную экстракцию газов.
- 3 Термостабилизация масла при отборе газов гарантирует постоянный коэффициент экстракции при любых внешних условиях.
- 4 Наличие удобного быстроразъемного, самозапирающегося штуцера для отбора проб масла на ХАРГ.
- 5 Энергонезависимая память для хранения результатов измерений.
- 6 Надежность конструкции. Установка анализатора на бак через виброамортизаторы или на монтажную стойку исключает влияние вибрации объекта контроля на прибор.
- 7 Простота эксплуатации. Отсутствие дополнительного оборудования (концентраторы, блоки управления и т.п.) для выполнения функций питания, хранения, коммуникации, сигнализации, управления.

3.2.2 Система мониторинга и диагностики технического состояния трансформаторного оборудования «TDM P034»

Система мониторинга и диагностики технического состояния трансформаторного оборудования «TDM» (Tranofmerer Diagnostics Monitor) предназначена для организации непрерывной диагностики, защиты и комплексного контроля состояния силовых трансформаторов в режиме постоянного мониторинга.

Для формирования комплексного заключения о техническом состоянии силового трансформатора система TDM анализирует состояние различных подсистем и элементов трансформатора (в зависимости от комплекта поставки).

Модификация системы TDM P-034 (3) предназначена для контроля изоляции трансформатора с 3 вводами.

Модификация системы TDM P-034 (3) включает три модуля:

1 Мониторинга и контроля общих параметров M0 (рис.1.);

Модуль M0 включается сразу после подачи питания. На экране переносного пульта управления, подключаемого через разъем Terminal, появляется заставка с наименованием модуля, происходит инициализация компонента модуля и осуществляется тестирование. Если при загрузке и тестировании модуля выявлены неполадки, на пульте отображается информация об ошибке.

Далее модуль M0 переходит в режим времени модуля.

У всех включенных в систему «TDM» модулей проверяются текущие временные параметры, если они не совпадают более чем на 2 секунды с временем модуля, то происходит их обновление.

Модуль M0 также может передавать различно параметры регистрации от одного модуля к другому.

Регистрация собственных каналов измерения и их анализ происходит непрерывно.



Рисунок 1 – Модуль мониторинга и контроля общих параметров M0

2 Контроля вводов M3(рис.1.);



Рисунок 1 – Контроль состояния высоковольтных вводов

3 Регистрации и анализа частичных разрядов М4.



Рисунок 1 – Модуль регистрации и анализа частичных разрядов М4

В состав системы TDM входят:

1 Блок мониторинга (защитный шкаф, с установленными в нем модулями), который монтируется рядом с трансформатором;

2 «TDM-Monitor» (ПО), устанавливаемый на персональном компьютере, на пульте управления подстанцией.

Структурная схема системы мониторинга разрабатывается исполнителем, по согласованию с заказчиком.

Передача информации в системы верхнего уровня производится по интерфейсу RS-485 (протоколам Modbus RTU или TCP) или USB.

3.3 Применение систем мониторинга на трансформаторах напряжением до 110 кВ

TDM – комплексная система мониторинга и диагностики состояния силовых трансформаторов

Комплексная система мониторинга и диагностики марки «TDM» (Transformer Diagnostics Monitor) предназначена для:

- 1 Контроля соответствия текущих параметров работы трансформатора нормативным требованиям;
- 2 Проведения автоматизированной экспертной диагностики дефектов и оценки технического состояния трансформатора;
- 3 Передачи системой в АСУ-ТП более высокого уровня первичной и обработанной информации для использования в более сложных интегрированных системах контроля.



Рисунок 1 – Система мониторинга TDM

ТЕХНИЧЕСКИЕ И ПРОГРАММНЫЕ ОСОБЕННОСТИ СИСТЕМЫ TDM

1 Практическая реализация модульной структуры технических средств системы, когда гибкий набор функционально дополняющих друг друга диагностических модулей позволяет оперативно создавать систему мониторинга трансформатора любой сложности;

2 Единое многоуровневое программное обеспечение INVA, реализующее функции мониторинга и автоматизированной диагностики. Элементы этого ПО устанавливаются в первичных модулях мониторинга, в АРМ трансформатора,

АРМ подстанции, АРМ территориального энергетического предприятия. Иерархическая структура ПО INVA позволяет комплексно решать задачи управления эксплуатацией трансформаторов;

3 Наличие в программном обеспечении INVA системы TDM набора эффективных экспертных алгоритмов, позволяющих проводить углубленную оценку технического состояния контролируемого трансформатора.

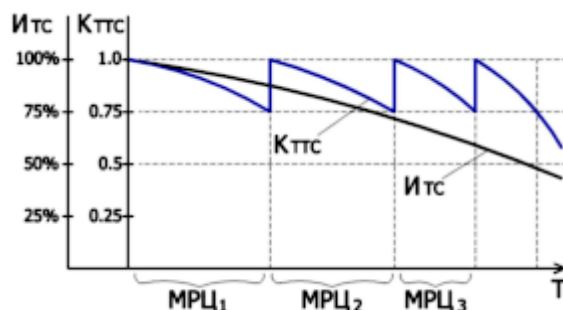
ОРГАНИЗАЦИЯ МОНИТОРИНГА ТРАНСФОРМАТОРОВ ПРИ ПОМОЩИ СИСТЕМЫ TDM

Модульная структура технических средств, основанная на общей информационной шине, что позволяет оперативно создавать системы мониторинга и диагностики с необходимыми свойствами. Это позволяет минимизировать экономические затраты на организацию диагностического мониторинга.

Кроме модулей системы TDM в состав комплексной системы мониторинга могут быть включены любые приборы регистрации и контроля параметров масла и растворенных газов и других дополнительных диагностических параметров.

В зависимости от требований технического задания для конкретного контролируемого трансформатора в состав системы TDM могут входить до 20 диагностических модулей, к которым может быть подключено до 100 первичных датчиков различного типа, измеряющих различные технологические параметры работы.

По итогам работы диагностических алгоритмов в программе INVA рассчитывается единый коэффициент текущего технического состояния трансформатора. Этот коэффициент комплексно отражает состояние трансформатора, поэтому его максимально удобно использовать в системах управления эксплуатацией высоковольтного оборудования более высокого уровня.



Коэффициент текущего технического состояния КтТС не следует путать с широко применяемым и нормированным в настоящее время индексом технического состояния Итс. Индекс технического состояния оборудования описывает состояние оборудования в условиях полного жизненного цикла оборудования, который обычно включает в себя несколько межремонтных периодов.

Эти два коэффициента описывают разные аспекты текущего технического состояния оборудования, их значения на момент проведения измерений и контроля состояния обычно не совпадают и достаточно слабо коррелируют друг с другом, как это показано на рисунке.

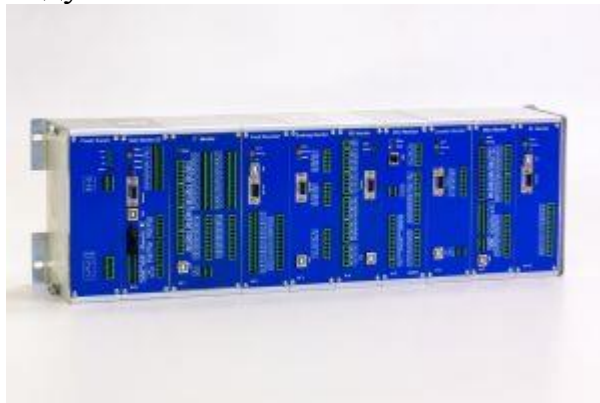
Коэффициент технического состояния оборудования изменяется в пределах одного межремонтного цикла, а индекс технического состояния обычно монотонно уменьшается, незначительно изменяясь при возникновении и устранении дефектных состояний.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СИСТЕМЫ TDM

В основу разработки технических средств системы TDM был положен универсальный модульный принцип:

- 1 Основной элемент технических средств – отдельный диагностический модуль с набором датчиков;
- 2 Модуль реализует один диагностический метод для контроля всего трансформатора или набор методов для диагностики состояния отдельной подсистемы трансформатора;
- 3 Все модули TDM работают как составные элементы общей системы мониторинга и диагностики;
- 4 Основой для интеграции отдельных модулей в систему является общая информационная шина, проходящая через все модули.
- 5 Информация, регистрируемая одним модулем, по общей шине доступна для использования другими модулями.

В системе TDM реализован комплексный подход к диагностике состояния трансформатора, когда итоговая оценка состояния трансформатора производится на основании обобщающего анализа результатов работы, полученных экспертными программами всех модулей системы.



Конструктивное исполнение системы TDM

Все модули системы TDM рассчитаны на работу в промышленном диапазоне температур от 40°C без использования элементов подогрева.

Стандартно система TDM поставляется в защитном шкафу из нержавеющей стали, в котором монтируются все необходимые модули и устройства. В шкафу

устанавливается система подогрева, предназначенная для поддержания необходимого климатического режима работы электронного оборудования. Для обеспечения работы системы в экстремальных условиях в шкафу монтируется дополнительная система подогрева, или кондиционер, в зависимости от технического задания.

Такое универсальное исполнение системы TDM позволяет монтировать диагностическое оборудование непосредственно рядом с контролируемым трансформатором, уменьшая длину сигнальных кабелей.

Для передачи информации в локальную вычислительную сеть АСУ-ТП более высокого уровня в системе TDM используются оптический кабель, витая «медная» пара, или радиоканал.

Система TDM – интеллектуальный элемент общей системы управления эксплуатацией высоковольтного оборудования энергосистемы

Технические и алгоритмические решения системы TDM соответствуют решениям, принятыми фирмой «ДИМПУС» при создании других систем мониторинга, например, для КРУЭ ([система GIS-DM](#)), высоковольтных кабельных линий (системы [КМК](#) и [CDM](#)), и т. д.

Универсализация систем мониторинга дает возможность оперативно обмениваться первичной информацией между различными системами мониторинга и оценивать состояние всего комплекса высоковольтного оборудования.

Это позволяет эффективно и быстро создавать обобщенные системы мониторинга технологически связанного высоковольтного оборудования, реализуя принцип комплексного мониторинга узла или транзита электроэнергии.

Перечень и основные функции модулей системы TDM

Основные диагностические модули системы TDM		
Марка	Наименование	Описание функций модуля
PS	Блок питания	Универсальный источник питания модулей системы TDM и первичных датчиков.
M0	Главный модуль	Главный технический и программный модуль TDM. Он управляет работой всех диагностических модулей, собирает с них информацию и передает ее на уровень АРМ подстанции.
M1	Монитор температуры	Модуль для расширенной регистрации температуры трансформатора и окружающей среды. Позволяет проводить оценку эффективности работы системы охлаждения.
M2	Аварийный регистратор	Модуль регистрации переходных и предаварийных режимов работы трансформатора. Позволяет фиксировать броски

		токов и напряжений обмоток трансформатора.
М3	Монитор вводов	Мониторинг технических параметров высоковольтных вводов. Контроль величины тока проводимости, емкости С1, расчет тангенса угла потерь (абсолютного или относительного).
М3.1	Модуль расширения	Предназначен для оперативного подключения переносных приборов регистрации ЧР (при отсутствии модуля М4).
М4	Монитор ЧР (ВЧ)	Модуль регистрации частичных разрядов в диапазоне частот 0,1 ÷ 30,0 МГц. Анализ распределения импульсов ЧР, определение типа дефекта в изоляции трансформатора.
М4.1	Монитор ЧР (СВЧ)	Модуль регистрации частичных разрядов в диапазоне частот 400 ÷ 1500,0 МГц. Используются встроенные в бак трансформатора датчики, поэтому модуль имеет хорошую помехозащищенность.
М5	Монитор РПН	Модуль предназначен для контроля технического состояния устройства РПН трансформатора. Контролирует количество коммутаций по ступеням и процесс коммутации.
М6	Монитор ЧР (ультразвук)	Модуль регистрации частичных разрядов в ультразвуковом диапазоне частот 30 ÷ 300 кГц. Позволяет проводить локацию места дефекта внутри бака трансформатора.
М7	Монитор вибрации	Регистрация вибрации бака в диапазоне 10 ÷ 1000 Гц. Позволяет оценивать качество прессовки трансформатора.
М8	Регистратор перенапряжений	Модуль регистрации высокочастотных импульсных перенапряжений в сети в диапазоне частот до 10,0 МГц. Оценка влияния перенапряжений на состояние трансформатора.
М9	Модуль входов	Дополнительный модуль входов. Позволяет расширить количество регистрируемых параметров трансформатора.

M10	Монитор Zk	Модуль регистрации токов и напряжений первичной и вторичной обмоток трансформатора, используемых для расчета параметра Zk, оценивающего наличие изменений формы обмоток.
Дополнительные и сервисные модули		
M20	Переходный модуль	Модуль расширения информационной шины системы TDM при большом количестве диагностических модулей, которые располагаются в шкафу в два ряда.
M21	Модуль БИТТ	Модуль изолирующих трансформаторов 0,1 / 0,1А для развязки цепей прибора и токов проводимости высоковольтных вводов.
M22	Модуль токовых преобразователей	Модуль изолирующих трансформаторов для развязки измерительных цепей 5А трансформаторов тока.
M23	Модуль времени	Модуль для синхронизации внутренних часов системы TDM с системой глобального позиционирования GPS/GLONASS.
TDM-Oil	Интегральный датчик в масле	Интегральный датчик, встраиваемый в бак трансформатора. Позволяет контролировать влагосодержание в масле, температуру, вибрацию, ЧР в СВЧ диапазоне частот.
Специальные версии системы мониторинга TDM		
TDM-M	Мониторинг силовых трансформаторов с напряжением 110 кВ	Система TDM минимальной конфигурации для мониторинга силовых трансформаторов 110 кВ.
TDM-10 /0,4	Мониторинг силовых трансформаторов 10/0,4 кВ	Система TDM (комплексный датчик) для организации мониторинга силовых распределительных маслонаполненных трансформаторов с рабочим напряжением 10 кВ.
Системы управления охлаждением трансформаторов, интегрированные с TDM		
TDM-TR	Система управления охлаждением	Система управления охлаждением трансформаторов сравнительно небольшой мощности (до 4 групп вентиляторов).

<u>TDM- TS</u>	Система управления охлаждением	Система управления охлаждением трансформаторов средней и большой мощности. Позволяет управлять 12 (24) группами маслонасосов и вентиляторов.
------------------------------------	--------------------------------	--

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ INVA ДЛЯ МОНИТОРИНГА И АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ДИАГНОСТИКИ СОСТОЯНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Совместно с техническими средствами системы TDM, предназначенными для регистрации и первичной обработки информации, фирмой «ДИМРУС» поставляется уникальное программное обеспечение «INVA».

Состав и функции программного обеспечения INVA

В состав ПО INVA входит набор алгоритмов и программ, решающих вопросы, связанные со сбором первичной информации, ее хранением, экспертной обработкой и формированием итоговых диагностических заключений о состоянии контролируемого трансформатора.

Элементы программного обеспечения INVA работают на разных уровнях реализации системы TDM.

Модули системы TDM

Информация от датчиков сбора первичной информации, смонтированных на трансформаторе, регистрируется, обрабатывается и хранится в необработанном виде в функциональных диагностических модулях. Управление работой каждого модуля производится встроенной программой на микропроцессорном уровне. В этой программе осуществляется основная параметрическая диагностика состояния трансформатора, формируются сигналы о превышении пороговых значений критических параметров.

Основной модуль M0 системы, работающий по сигналам программного обеспечения INVA, управляет работой всех диагностических модулей, собирает от них первичную информацию, интегрирует ее и передает на уровень АРМ подстанции (трансформатора).

В составе каждого модуля системы реализована специализированная экспертная система, результатом работы которой является диагностическое заключение о текущем техническом состоянии контролируемой подсистемы трансформатора.

АРМ подстанции – основной уровень мониторинга состояния трансформатора.

Этот уровень является основным для сбора, визуализации, хранения и экспертной обработки информации о состоянии трансформатора.

Вся необходимая информация о работе трансформатора, как первичная, так и специально обработанная экспертными программами в модулях, отображается на экране компьютера АРМ в цифровом значении и в виде стандартных светофоров состояния - «зеленый», «желтый», «красный», предназначенных для оперативного персонала.

При оценке текущего состояния трансформатора в INVA на уровне АРМ подстанции учитывается информация от дополнительных диагностических приборов (контроль растворенных газов, параметров энергопотребления и т.д.), а также используется необходимая информация из системы АСУ ТП более высокого уровня.

Специальный диагностический персонал при необходимости может, используя программные средства АРМ трансформатора, проводить углубленный анализ и обработку всей имеющейся информации.

Оценка технического состояния трансформатора

Мониторинг технического состояния и экспертная оценка состояния трансформатора являются основной целью применения систем TDM.

В связи со сложностью и взаимосвязанностью процессов в трансформаторе итоговая диагностическая процедура является многопараметрической, комплексной, поэтому выполняется в программном обеспечении INVA на нескольких алгоритмических уровнях и в несколько этапов.

1 Оперативная параметрическая оценка состояния трансформатора в основном производится в диагностических модулях TDM и частично в АРМ трансформатора (подстанции). Такая оценка проводится на основании сравнения измеренных величин с пороговыми значениями критических параметров трансформатора, для которых существуют эти значения.

2 Экспертная оценка состояния трансформатора и диагностика дефектов.

Для формирования комплексных диагностических заключений в экспертной программе используются сложные диагностические модели, в которых характерные параметры используются от нескольких диагностических моделей отдельных подсистем трансформатора.

Диагностические заключения по несвязанным подсистемам контролируемого трансформатора ранжируются по интенсивности развития выявленных дефектов, по степени их опасности для эксплуатации оборудования. Такие дефекты приводятся в виде простого списка.

На формирование комплексных диагностических заключений оказывают влияние дополнительные встроенные модели: для определения наиболее нагретой точки обмотки, оценка эффективности работы системы охлаждения, комплексного влагосодержания в масле и в твердой изоляции, и т. д.

Формирование отчетов о состоянии и управление эксплуатацией трансформатора

По результатам параметрической и экспертной диагностики программой INVA в автоматическом режиме производится формирование отчетов о состоянии трансформатора. Отчеты представляются в формате Word, что дает возможность экспертам при необходимости уточнять и корректировать информацию.

Созданные отчеты включают в себя данные об информационно важных первичных параметрах трансформатора, сведения о выявленных экспертными алгоритмами дефектах.

В отчетах приводится дополнительная информация, описывающая вероятные сроки развития дефектных состояний до критического уровня. Для этого в программном обеспечении INVA используются уникальные адаптивные модели развития дефектных состояний. Параметры этих математических моделей оперативно уточняются программой для каждого трансформатора по мере набора информации.

Для удобства анализа состояния трансформатора как элемента узла (подстанции) или составной части транзита энергии, программой INVA рассчитывается

обобщенный коэффициент технического состояния трансформатора. Это дает возможность использования результатов работы системы TDM в диагностике типа «поиск слабого звена».

МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ И ДИАГНОСТИЧЕСКИЕ АЛГОРИТМЫ

В программном обеспечении модулей системы TDM и в ПО INVA реализованы многоуровневая параметрическая диагностика и автоматизированная экспертная оценка состояния трансформатора на основе математических моделей и алгоритмов.

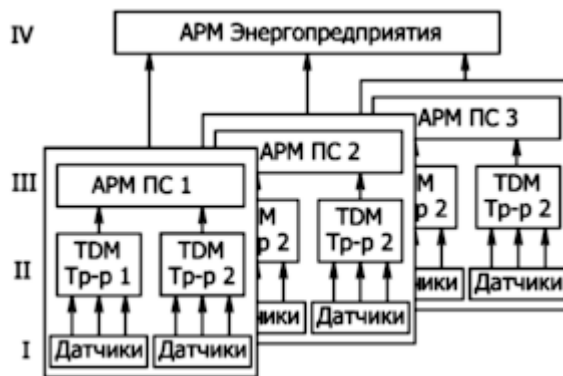
Параметрическая диагностика основана на контроле значений критических параметров трансформатора, для которых имеются нормативные пороги состояния. Параметрическая диагностика строится на анализе трех значений критических параметров:

- 1 Текущие установившиеся значения критических параметров.
- 2 Скачок критических параметров, отражающий быстрые изменения состояния трансформатора.
- 3 Тренд изменения критических параметров, отражающий медленные изменения технического состояния трансформатора.

Диагностика на основе встроенных математических моделей предназначена для выявления дефектных и предаварийных состояний контролируемого трансформатора при помощи экспертных алгоритмов. Эта диагностика выполняется с использованием адаптированных к системе TDM эффективных экспертных алгоритмов, реализованных в программном обеспечении системы мониторинга, расположенных на уровнях обработки информации II, III и IV.

Модель	Назначение математической модели, получаемые результаты
Расчет температуры наиболее нагретой точки обмотки	Расчет температуры наиболее нагретой точки обмотки по температуре верхних слоев масла и нагрузке. Расчет старения изоляции по температуре наиболее нагретой точки обмотки и расчетному влагосодержанию твердой изоляции.
Влагосодержание в масле и в твердой изоляции.	Контроль влагосодержания в масле трансформатора. Расчет влагосодержания в масле с учетом предшествующих режимов работы трансформатора. Определение температуры закипания влаги в масле. Расчет влагосодержания в твердой изоляции в местах перегрева.
Анализ растворенных газов в масле	Определение типа дефектов в трансформаторе по концентрации и сочетанию растворенных в масле газов. Точность таких расчетов зависит

	от марки используемого прибора контроля концентрации газов.
Наличие и распределение частичных разрядов	Регистрация частичных разрядов в диапазонах HF, UHF и ультразвуковом. Определение наличия и типа дефектов в изоляции трансформатора. Локация места возникновения дефекта внутри бака трансформатора.
Совместный анализ растворенных газов и частичных разрядов	Совместный анализ растворенных газов и частичных разрядов для уточнения диагнозов и для разделения дефектов внутри бака трансформатора и во вводах.
Состояние вводов трансформатора	Расчет параметров основной изоляции высоковольтных вводов (тангенс угла диэлектрических потерь, емкость), и их изменения. Определение дефектного ввода и типа дефекта в нем.
Влияние импульсных перенапряжений	Регистрация высокочастотных импульсных перенапряжений. Оценка воздействия импульсных высокочастотных перенапряжений, выявление изменений состояния трансформатора.
Состояние устройства РПН	Расчет перепада температур в основном баке и баке контактора РПН. Определение механического и электрического износа контактов.
Комплексная оценка состояния трансформатора	Комплексная оценка технического состояния трансформатора на основе всех диагностических моделей. Рекомендации по стратегии эксплуатации контролируемого оборудования с учетом требований РД 34.45-51.300-97.
Нагрузочная способность трансформатора	Расчет нагрузочной способности трансформатора по ГОСТ 14209-97 (МЭК 354-91), МЭК 60076-7, МЭК 60076-2. Допустимые расчетные величины и время перегрузки.
Оценка влияния трансформатора на работу транзита	Определение влияния технического состояния трансформатора на надежность работы транзита энергии (для уровня IV в программном обеспечении INVA).



МНОГОУРОВНЕВАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ И ПРОГРАММНЫХ СРЕДСТВ

Программные и технические средства системы TDM включают в себя несколько уровней регистрации, обработки информации, мониторинга и диагностики технического состояния трансформатора.

Стандартная поставка технических и программных средств системы TDM включает в себя до 4 уровней регистрации, обработки информации и принятия решения о техническом состоянии контролируемого трансформатора.

Уровень I (уровень первичных датчиков) – технический уровень сбора исходной информации. Он включает в себя все первичные датчики системы TDM, а также все дополнительные датчики и приборы, контролирующие состояние трансформатора.

Уровень II (уровень модулей системы TDM) – технический и программный уровень первичной обработки данных от датчиков, уровень осуществления параметрической диагностики работы трансформатора.

Уровень III (диагностический уровень подстанции) – программный уровень комплексной экспертной оценки технического состояния трансформаторов. Представляет собой автоматизированное рабочее место (АРМ). Уровень III технически реализован в виде отдельного шкафа АРМ с компьютером и средствами связи.

Уровень IV (диагностический уровень энергопредприятия) – технический и программный уровень визуализации информации о состоянии оборудования всех подстанций энергопредприятия. Представляет собой шкаф - автоматизированное рабочее место (АРМ). При необходимости на этом уровне диагностики производится оценка рисков возникновения дефектов в наиболее ответственном оборудовании. На этом уровне возможно проведение интегральной диагностики влияния состояния трансформатора (трансформаторов) на состояние транзита электроэнергии.

Уровни программного обеспечения INVA

Программное обеспечение INVA, поставляемое с системами TDM для мониторинга трансформаторов, включает в себя базовые математические и диагностические модели для уровней IV, III и частично II. Набор дополнительных экспертных модулей и математических моделей для этих уровней, например, для сравнительной оценки влияния состояния трансформатора на техническое состояние общего транзита энергии (уровень IV), оговаривается при заказе системы отдельно.

Программное обеспечение INVA обеспечивает передачу и интеграцию информации в систему АСУ ТП уровней III и IV с использованием протокола МЭК 60870-5-104. Это позволяет оперативно и безопасно использовать существующие информационные сети заказчика.

Основными задачами, решаемыми при интеграции системы TDM в АСУ ТП, являются:

1 Получение в АСУ ТП на уровнях III и IV оперативной информации о состоянии трансформатора в объеме, необходимом для оценки оперативным персоналом текущей ситуации и принятия решений.

2 Возможность получения первичной информации о состоянии трансформатора от других подсистем АСУ ТП без использования в TDM дополнительных датчиков.

3 Автоматическая синхронизация «внутреннего времени» ПО системы TDM со временем системы АСУ ТП и «глобальным временем».

4 Локальный и удаленный доступ к «разрешенным» данным и результатам работы системы TDM с использованием ресурсов АСУ ТП, в том числе WEB — доступ.

5 Удаленный контроль правильности функционирования и исправности технических и программных средств системы TDM.

Выводы по разделу 3

1 Рассмотрен силовой трансформатор типа ТДТН-40000/110 на главной понижающей подстанции ПАО «ЧТПЗ» «ГПП-3». Приведены основные конструктивные части силового трансформатора.

2 Проведено диагностирование вводов 110 кВ, изоляции главных обмоток, формы обмоток и системы охлаждения трансформатора ТДТН-40000/110, на базе подсистем TIM-3 и TRANSFIX 1.6

4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

4.1 Обоснование замены трансформаторов

В данном разделе выполнены оценочные расчеты и даны рекомендации по технико-экономическому обоснованию замены трансформаторов в электроэнергетических системах и сетях.

Единая энергетическая система (ЕЭС) России - это электроэнергетический комплекс, объединяющий 66 энергосистем, 600 электростанций мощностью 216 млн. кВт, 2,5 млн. км линий электропередачи всех классов напряжений, силовые трансформаторы общей мощностью 260 млн. кВА и другое маслонаполненное оборудование.

Маслонаполненное оборудование (МНО), к которому относятся силовые трансформаторы, автотрансформаторы, мощные реакторы, трансформаторы напряжения, трансформаторы тока, масляные выключатели и другие электрические аппараты, является основным оборудованием электрической части станций и подстанций, а также электрического хозяйства промышленных предприятий. Через него передается потребителю вся вырабатываемая электрическая энергия, и в случае его отказа будет иметь место недоотпуск энергии потребителям. Поскольку бесперебойное снабжение потребителей электрической энергией является основной задачей энергетики, необходимо, чтобы это оборудование находилось постоянно в работоспособном состоянии. Поэтому к МНО предъявляются повышенные требования надежности, при этом для поддержания оборудования в работоспособном состоянии необходимо своевременно выявлять и устранять дефекты, возникающие в нем в процессе эксплуатации. Следовательно, диагностический контроль и своевременное проведение качественных ремонтов являются неотъемлемой частью нормальной эксплуатации оборудования. Кроме того, значительный износ МНО и отсутствие денежных средств на его замену в короткие сроки заставляют решать задачу продления ресурса этого оборудования, что, в свою очередь, опять же подтверждает необходимость диагностики МНО.

МНО является дорогим оборудованием, требующим больших затрат на ремонт. Поэтому особенно актуальным является снижение издержек на его проведение. В связи с этим необходима реорганизация технологии эксплуатации, технического обслуживания и ремонтов (ТОиР) электрооборудования. Основным направлением реорганизации, позволяющим снизить издержки на проведение ТОиР и уменьшить ущерб, связанный с простоями в результате отказов, является переход от планово-предупредительных ремонтов к обслуживанию оборудования по состоянию. Суть обслуживания по состоянию заключается в раннем обнаружении дефектов, когда появляются их признаки, и дефекты еще не представляют опасности для оборудования. Реализация этого перехода связана с интенсивным применением диагностики для определения состояния электрооборудования.

Общей чертой для МНО является использование масла в качестве изоляционной среды. Емкость перечисленных аппаратов на современных электростанциях и подстанциях часто достигает нескольких тонн, поэтому смена масла связана со

значительными материальными затратами. Кроме того, всякая замена масла может быть произведена лишь при условии отключения аппарата от сети на более или менее длительный промежуток времени. Поэтому масло, применяемое в электрических аппаратах, должно работать длительное время без замены.

При работе в процессе старения свойства масла изменяются и его качество (как изолятора) ухудшается. Образующиеся твердые нерастворимые в масле продукты, отлагаясь на поверхности внутренних элементов аппарата, ухудшают теплообмен, нарушают электрическую прочность изоляции и могут вызвать повреждение аппарата.

Распределение технологических нарушений по видам МНО в период с 1996 по 1999 г. приведены в табл. 1 [1].

Таблица 1 – Распределение технологических нарушений, по видам МНО

Наименование МНО	Число технологических нарушений	Доля нарушений по видам МНО от общего количества нарушений
Силовые трансформаторы и шунтирующие реакторы	618	41,9
Трансформаторы напряжения	174	11,8
Трансформаторы тока	108	7,3
Бачковые масляные выключатели	405	27,4
Малообъемные масляные выключатели	120	8,1
Прочее оборудование	51	3,5
Общее количество нарушений	1476	100

Из таблицы видно, что силовые трансформаторы являются одним из самых повреждаемых элементов энергосистемы. В настоящее время уделяется большое внимание совершенствованию методов оценки технического состояния мощных силовых трансформаторов, которые позволяют перейти от систем профилактических ремонтов к системе ремонта по техническому состоянию. Одной из наиболее сложных задач в этой области является раннее обнаружение признаков снижения работоспособности трансформатора.

Большая часть технологических нарушений МНО возникает в результате старения материалов, из которых выполнено оборудование, дефектов конструкции и недостатков эксплуатации. Так, например, в силовых трансформаторах существует приблизительно следующее распределение технологических нарушений, приведенное в процентах:

- 1 Изменение свойств материалов (старение) – 21,6%;
- 2 Дефекты изготовления конструкции – 19,4%;
- 3 Недостатки эксплуатации – 16,8%;
- 4 Посторонние воздействия – 10,3%;
- 5 Нерасчетные режимы в электрической сети – 5,8%;

- 6 Дефекты ремонта – 4,2%;
- 7 Климатические и внешние воздействия – 3,5%;
- 8 Прочие причины – 18,4%

Диагностика позволяет выявить часть вышеперечисленных дефектов, а именно: старение материалов, дефекты изготовления, дефекты ремонта. Фундаментальные исследования [2] показали, что контроль и сохранение качества масла являются наиболее существенными мероприятиями для обеспечения надежной работы масляных трансформаторов.

Целью комплексной диагностики является объективная оценка состояния трансформаторов. По результатам диагностики разрабатываются рекомендации по устранению выявленных дефектов, определяются план ремонтных работ и условия дальнейшей эксплуатации.

Экономичность работы трансформаторов оценивается либо по КПД, либо по величине, тесно связанной с КПД – по относительным потерям в трансформаторе. Они представляют собой нелинейную функцию загрузки, определяемую независимыми от нагрузки потерями в стали магнитопровода и изменяющимися в квадратичной зависимости от неё потерями в обмотках, отнесенными к единице передаваемой трансформатором мощности.

На рис. 1 показаны кривые относительных потерь в трансформаторах, построенные по паспортным данным, из которых видно, что наиболее экономично трансформаторы работают в диапазоне нагрузок 40 - 50 %. Используя эти кривые, рассмотрим возможность замены трансформатора ТМ 630 загрузкой, равной 20 % номинальной, т.е. $S_{\text{нагр}} = 126 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ (точка 1), на трансформатор меньшей мощности. Если выбрать новый трансформатор мощностью 160 кВ·А, он будет нагружен почти на 80 % (точка 2), но относительные потери, которые в старом трансформаторе составляли 1,85 %, после установки нового будут равны 2,2 %. Поскольку такая замена приводит к увеличению, а не к уменьшению потерь, осуществлять её нельзя. Как видно из рис. 1, целесообразна будет замена на трансформаторы мощностью 250 или 400 кВ·А (точки 3 и 4).

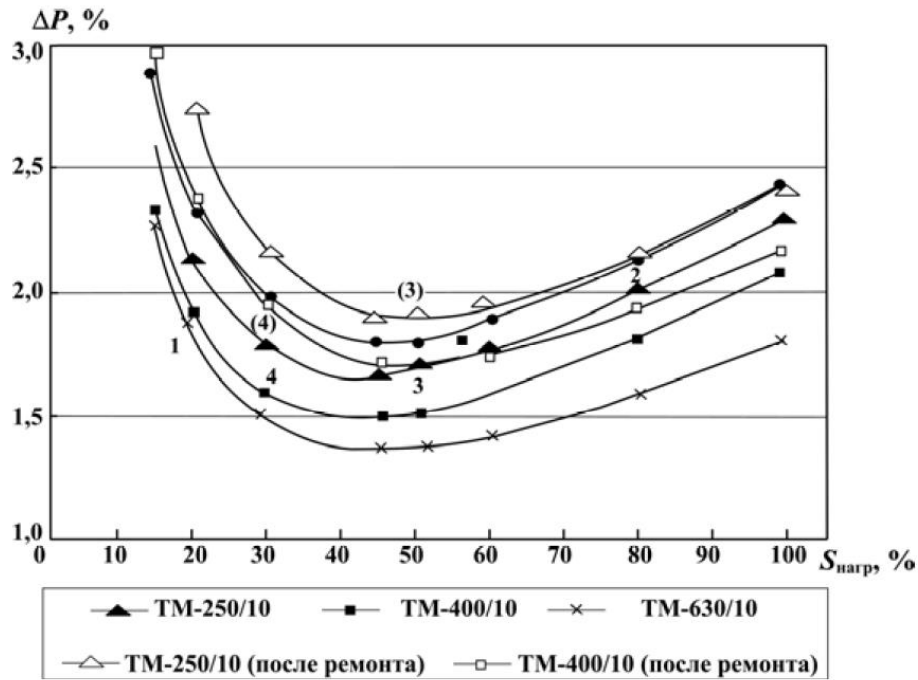


Рис. 1. Кривые относительных потерь в РТ в зависимости от их загрузки

При замене необходимо также учитывать, какой трансформатор будет выбран: новый или бывший в эксплуатации. Измерения потерь холостого хода показывают, что в процессе эксплуатации они увеличиваются по сравнению с паспортными данными. Это обусловлено следующими причинами. Во-первых, вследствие потерь при перемагничивании сердечников и выделении тепла намагничивающими обмотками происходит нагрев магнитопроводов. А повышение температуры в течение длительного времени способствует структурным изменениям, называемым процессами старения, в результате которых в большинстве случаев ухудшаются их магнитные свойства [3]. Во-вторых, потери увеличиваются из-за механических воздействий на магнитопроводы в различных режимах работы (вибрация, электродинамические усилия при КЗ и т.д.) и при ремонтах трансформаторов.

Согласно РД [4], измерения потерь ХХ в трансформаторах мощностью 1000кВ·А и более выполняются при напряжении на обмотке низшего напряжения, равном указанному в протоколе заводских испытаний (в паспорте). В трехфазных трансформаторах они измеряются при однофазном возбуждении по схемам, применяемым на заводе-изготовителе.

В табл. 2 приведены паспортные и фактические значения потерь ХХ для ряда силовых трансформаторов напряжением 110 кВ. Как видно, превышения измеренных значений над паспортными (заводскими) значительны. В целом суммарное превышение в трансформаторах 110 кВ составило примерно 30 %. Учёт этого фактора при расчётах потерь мощности и электроэнергии в сети позволил уточнить их значения на 15 %. Таким образом, при расчетах, связанных с режимами электрических сетей, в схемах замещения электрических сетей, в схемах замещения трансформаторов поперечные шунты целесообразно пересчитывать по фактическим значениям потерь ХХ.

Таблица 2 – Паспортные и фактические значения потерь ХХ для ряда силовых трансформаторов напряжением 110 кВ

Тип трансформатора	Год ввода	Рх.пасп, кВт	Рх.изм, кВт	Превышение относительно паспортных значений потерь ХХ, %
ТДТН-25000/110	1980	38,70	40,23	3,96
ТДТН-25000/110	1978	37,09	45,81	23,50
ТДТН-20000/110	1980	46,50	71,49	53,74
ТДТН-25000/110	1980	38,70	44,54	15,09
ТДН-10000/110	1991	14,00	14,58	4,11
ТДН-10000/110	1991	18,80	20,02	6,50
ТРДН-40000/110	1988	33,50	42,35	26,42
ТРДН-25000/110	1984	35,00	39,07	11,63
ТРДН-25000/110	1984	25,00	44,35	77,42
ТДН-10000/110	1980	16,70	17,69	5,93
ТДТН-10000/110	1988	19,00	28,93	52,27
ТДТН-10000/110	1991	59,70	77,26	29,41
ТРДЦН-40000/110	1992	42,00	54,81	30,51
ТРДН-25000/110	1982	29,40	29,52	0,39
ТДТН-10000/110	1984	15,50	17,11	10,41
ТДТН-16000/110	1994	26,00	41,29	58,82
ТДТН-10000/110	1989	16,00	17,31	8,19
ТДТН-10000/110	1980	18,50	25,55	38,12
ТДТН-10000/110	2001	20,20	25,97	28,57
ТДТН-16000/110	2002	21,50	28,08	30,63
ТДТН-16000/110	1982	25,27	27,72	9,71

Увеличение потерь ХХ в процессе эксплуатации происходит и в трансформаторах малой мощности. Однако получение экспериментальных данных для РТ малой мощности, аналогичных приведенным выше, затруднено, так как в соответствии с [4] потери ХХ в трансформаторах до 1000 кВ·А измеряют только после капитального ремонта с полной или частичной расшихтовкой магнитопровода. Поэтому анализ потерь ХХ выполнялся более чем на 1000 трансформаторах 10кВ мощностью от 25 до 630 кВ·А после их ремонта. В **табл. 3** приведены среднестатистические значения потерь ХХ для таких трансформаторов. Как видно, некоторых случаях они в 2 раза и более превышают каталожные (паспортные) значения. Следует отметить, что потери ХХ зависят от качества сборки трансформатора ремонтным персоналом. При хорошей сборке их значения должны лишь незначительно превышать паспортные. Полученные результаты превышения потерь ХХ в трансформаторах после ремонта относительно номинальных значений и тренд их интерполяции показаны на **рис. 2**. Наибольшее относительное приращение потерь наблюдается в трансформаторах малой мощности.

Таблица 3 – Среднестатистические значения потерь ХХ

Трансформатор	Значения потерь ХХ, Вт	
	По каталогу	После ремонтов
ТМ-630/10	1550	1983
ТМ-63/10	220	391
ТМ-400/10	1000	1377
ТМ-40/10	165	250
ТМ-30/10	125	285
ТМ-250/10	720	867
ТМ-25/10	115	202
ТМ-160/10	500	630
ТМ-100/10	345	485

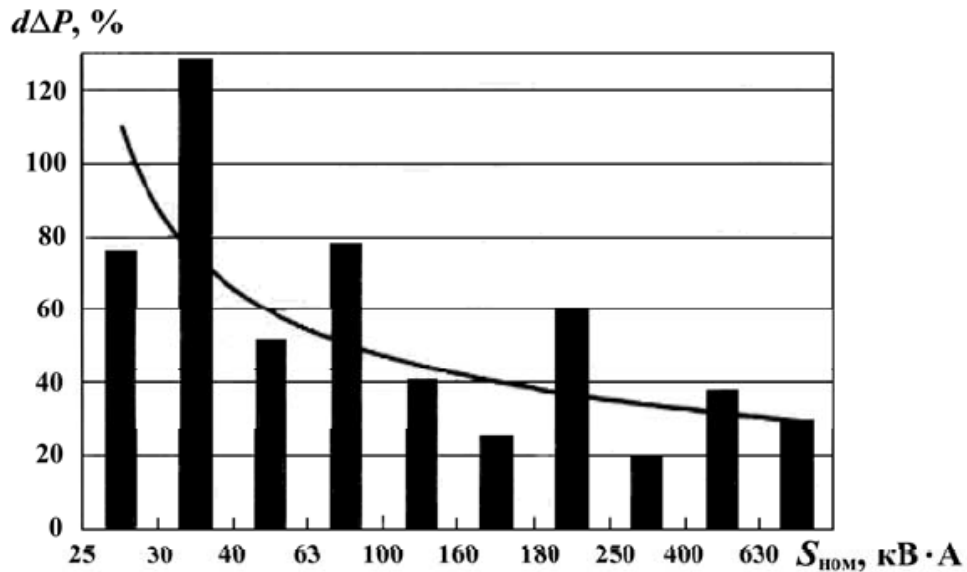


Рис. 2. – График превышения потерь ХХ над номинальными после ремонта

Уравнение усредненного превышения этих потерь над паспортными, %, полученное в результате обработки вышеприведенных данных, представляет собой степенную функцию

$$P_{x.пр} = 296,29 \cdot S_{ном}^{-0,389} \quad (4.2)$$

При определении фактических потерь ХХ в трансформаторах, прошедших ремонт, ее добавляют к паспортным значениям:

$$P_{x.факт} = P_{x.пасп} \left(1 + \frac{P_{x.пр}}{100} \right) \quad (4.2)$$

Вновь рассмотрим пример замены трансформатора 630 кВ·А на трансформатор 400 кВ·А, которая была признана целесообразной, предположив, однако, что он не новый, а после ремонта. Тогда, в соответствии с выражением (1), при расчете потерь ХХ их нужно увеличить на 28,7 %. В этом случае относительные потери составят уже 1,9 %, т.е. точка (см. рис. 1) переместится вверх в точку (4), ордина-

та которой больше ординаты точки 1, относящейся к характеристике трансформатора 630 кВ·А. Таким образом, подобная замена с учетом указанного фактора оказывается нецелесообразной, как и замена на трансформатор мощностью кВ·А - точка (3).

При работе трансформатора происходит нагрев обмоток и магнитопровода за счет потерь энергии в них. Предельный нагрев частей трансформатора ограничивается изоляцией, срок службы которой зависит от температуры нагрева. Чем больше мощность трансформатора, тем интенсивнее должна быть система охлаждения.

Масляные трансформаторы:

Перегрузка по току, %.....	30	45	60	75	100
Длительность перегрузка, мин.....	120	80	45	20	10

Сухие трансформаторы:

Перегрузка по току, %.....	20	30	40	50	60
Длительность перегрузки, мин.....	60	45	32	18	5

Кроме чисто технических аспектов, существует и финансовый. Нормативный срок службы силовых трансформаторов составляет около 25 лет, согласно же бухгалтерской документации номинальный срок использования еще меньше – 15 лет. По его истечении трансформаторы могут быть заменены новыми, но сейчас на подавляющем большинстве предприятий, в связи с финансовыми трудностями, трансформаторы заменяют в зависимости от их фактического состояния. Это приводит к тому, что значительное их количество эксплуатируется сверх нормативного и номинального сроков пользования. В табл. 4 приведены данные о числе трансформаторов 10 кВ, эксплуатирующихся сверх номинального срока. Их анализ показывает, что среднее число таких трансформаторов приближается к 80 % от числа установленных в РЭС, либо превышает их.

В сложившейся ситуации при существующих темпах старения парка трансформаторов необходимо проводить технико-экономическое обоснование целесообразности их эксплуатации сверх нормативных сроков службы с учетом рассмотренных выше аспектов.

В условиях, когда сетевые предприятия платили налог на имущество, в том числе и на трансформаторы (до принятия постановления Правительства РФ о его отмене [5]), издержки на их эксплуатацию были явно высокими. Это побуждало предприятия эксплуатировать трансформаторы за пределами номинальных сроков использования и службы, часто даже после капитальных ремонтов, требующих значительных финансовых вложений. Тем не менее, такой подход позволял уменьшить издержки на их эксплуатацию, так как в тот период они, в основном, определялись стоимостью технических потерь электроэнергии. Негативным являлось то, что снижались возможности технического развития и перевооружения предприятия, так как амортизационная составляющая на это оборудование не начислялась.

Таблица 4 – Данные о числе трансформаторов 10 кВ, эксплуатирующийся сверх номинального срока

Районная распределительная сеть	Число трансформаторов	Число трансформаторов с верх нормативным сроком службы	Мощность, МВ А	K_3 , %	$K_д$, %
РЭС 1	235	78,2	29,0	10,74	6,01
РЭС 2	168	68,8	21,7	9,58	4,47
РЭС 3	502	76,1	99,7	29,87	15,54
РЭС 4	179	67,5	33,9	8,24	4,48
РЭС 5	252	70,5	37,0	14,57	9,93
РЭС 6	175	83,5	26,2	12,71	5,78
РЭС 7	210	71,8	26,8	13,48	6,60
РЭС 8	200	74,3	30,4	12,42	6,08
РЭС 9	191	71,1	27,2	8,48	4,87
РЭС 10	150	82,0	22,9	10,28	6,10
РЭС 11	160	79,9	21,85	11,90	6,10

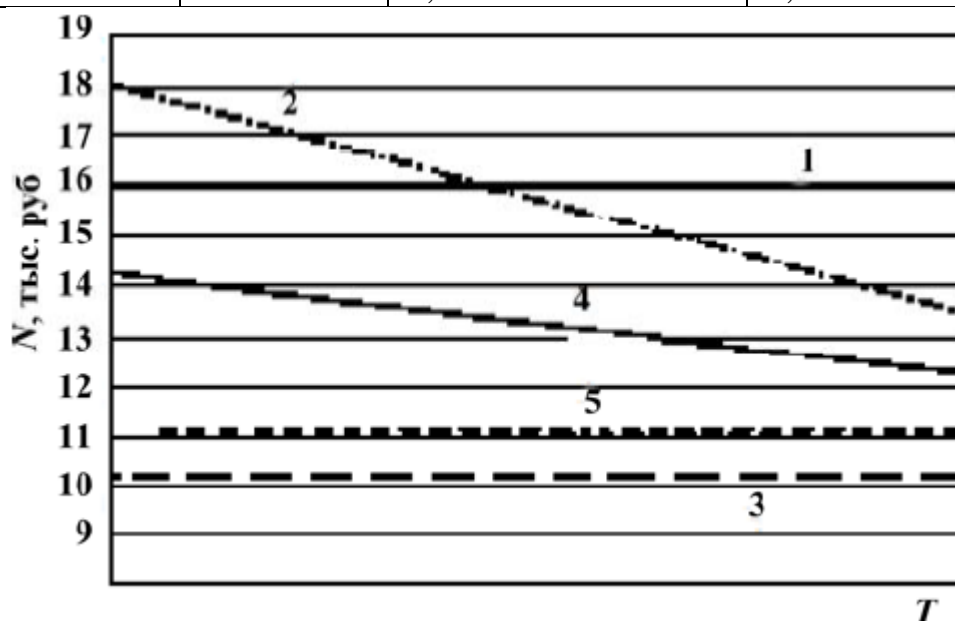


Рис. 3 – Издержки на эксплуатацию трансформатора при нагрузке $S_{нагр} = 126 \text{кВ}\cdot\text{А}$:
 1 - 630 кВ·А при эксплуатации за пределами номинального срока использования;
 2, 3 - 400 кВ·А с учетом налога на имущество и без него; 4, 5 - 250 кВ·А с учетом налога на имущество и без него

На **рис. 3** показаны издержки при эксплуатации новых трансформаторов 10 кВ мощностью 250 и 400 кВ·А с учетом налога на имущество и без него (без амортизационной составляющей, так как она возвращается предприятию). Там же приведены издержки при эксплуатации трансформатора 630 кВ·А за пределами номинального срока службы. Как видно из анализа графиков, после отмены налога на имущество улучшились возможности замены трансформаторов на новые. В прежних условиях даже замена их трансформаторами меньшей мощности была невозможна.

Экономическая целесообразность замены трансформатора стала определяться разностью стоимости сэкономленных потерь электроэнергии в нем за срок номинальной эксплуатации и стоимости нового трансформатора. Следует отметить, что при замене трансформаторов, отслуживших номинальные сроки эксплуатации, на новые увеличиваются амортизационные отчисления, тем самым улучшается реновационный климат на предприятии.

4.2 Обоснование применения систем мониторинга на силовых трансформаторах

Ожидаемый экономический эффект от применения современных методов технической диагностики состояния высоковольтных силовых трансформаторов при малых эксплуатационных затратах будет складываться из нескольких составляющих:

- 1 Уменьшение числа аварий и как следствие уменьшения расходов на ремонт;
- 2 Снижения внеплановых отключений электроэнергии (результатом которых становится массовый брак);
- 3 В значительной мере компенсирование недостаточной численности обслуживающего персонала;
- 4 Своевременный вывод электрооборудования в ремонт, что снижает затраты на ремонт и уменьшает время простоя оборудования в ремонте;
- 5 Снижение себестоимости потребления (выработки) электроэнергии на предприятиях и себестоимости выпускаемой продукции.

За рубежом – по данным СИГРЭ, к системам расширенного мониторинга подходят с позицией, что СРМ предотвращает большинство отказов электрооборудования, что определяет стратегическую выгоду, основанную как исключение побочного ущерба.

При наблюдении выделения растворенных в трансформаторном масле газов при дефектах, ускорения старения из-за повышенного влагосодержания масла или аномального нагрева в результате дефектов охладительной системы, было выявлена степень определения дефектов более 85%. Из оценки внутреннего давления масла обнаружение дефектов составляет до 90%. Благодаря контролю РПН механических и электрических параметров уровень обнаружения дефектов более 80%. Установка системы мониторинга на систему охлаждения позволило определить степень дефектов более 95%.

При рассмотрении 400 единиц силовых трансформаторов 220 кВ показатель отказа составил $f = 1,18 \%$. В таблице 4.1 показаны данные процентной вероятности отключения элемента более 1 дня, и вероятность степени обнаружения дефекта до отключения

Таблица 4.1 – Данные риска повреждения в трансформаторе и степень его определения, в %

Компонент	Риск каждого компонента, r_n	Степень определения дефекта, d_n
-----------	--------------------------------	------------------------------------

Обмотка + сердечник	35 %	80 %
РПН	40 %	85 %
Ввод	14 %	95 %
Вспомогательные устройства	5 %	100 %

С использованием данных таблицы и показателя отказа можно рассчитать общую вероятность P_{tot} обнаружения возможного отказа по формуле (4.1):

$$P_{tot} = f \cdot \sum_n (r_n \cdot d_n) = 0,91\% \quad (4.1)$$

То есть, мониторинг под рабочим напряжением на силовых трансформаторах может уменьшить число отказов от 1,18 % до 0,91 % в год.

Для расчета экономии от предотвращения отказа данная вероятность должна быть умножена на затраты в результате отказа. Эти затраты (капремонт, частичная перемотка) принимаются равными половине стоимости нового трансформатора (C_{HT}). Ежегодная экономия будет равной:

$$S = P_{tot} \cdot E_{mul} = 0,85\% \cdot 0,5 \cdot C_{HT}/\text{год}, \quad (4.2)$$

где E_{mul} – затраты в случае отказа.

Зависящая от возраста и условий работы трансформатора предположительная степень отказа может быть выше при увеличении экономии. Принимая во внимание только экономию средств в результате предотвращения большинства отказов (P_{tot}), может быть выполнен анализ затрат и результатов от работы системы мониторинга.

На основе предположения, что полезный ожидаемый срок службы СРМ составляет 10 лет, экономия S равна:

$$S_{10\text{лет}} = 0,85\% \cdot 0,5 \cdot \frac{C_{HT}}{\text{год}} = 0,42\% \cdot 250000000 = 1125000 \text{ руб/год}. \quad (4.3)$$

При ожидаемом сроке службы СНК экономия может составить 11250000 рублей за 10 лет эксплуатации, что составляет 4,5% от общей стоимости трансформатора.

Данные расчеты проведены без побочного ущерба в экономии в результате ремонта, соответственно финансовая выгода окажется больше.

Приведем также ниже данные по стоимости систем мониторинга в долях от стоимости всего трансформатора, т. к. оценка платы за систему мониторинга трансформатора в процентах от стоимости контролируемого оборудования более наглядна. В литературе существует большой разброс мнений о величине относительной цены системы мониторинга: она варьируется от 3 до 30 % от стоимости трансформатора.

По данным, опубликованным на сайте фирмы «Вибро-центр», г. Пермь, стоимость трансформатора напряжения 110 кВ и мощностью 80 000 кВА

составляет порядка \$2 млн. в ценах 2008 г. (или 120 млн. руб. в ценах 2018 г.), т. е. затраты на обеспечение силового трансформатора системой расширенного мониторинга составляют 3 %.

Новый силовой трансформатор ТРДЦН 63000/110/10/10 стоит 28 млн. рублей (данные в ценах 2018 г.). По данным капитальный ремонт силового трансформатора составляет около (20–30 %) 5000 тыс. рублей (в ценах, приведенных к 2018 г.). Мониторинг его технического состояния находится в пределах 500–600 тыс. рублей, т. е. в 10 раз меньше, чем стоимость капитального ремонта.

Очевидно, затраты на диагностику технического состояния высоковольтных силовых трансформаторов в разы меньше затрат на капитальный ремонт электрооборудования после выхода его из строя при авариях и стоимости нового электрооборудования.

Выводы по разделу 4

1 В данном разделе аргументированы системы мониторинга, как устранение отказов электрооборудования в большинстве случаев.

2 Приведены данные по удельной стоимости систем мониторинга в долях от стоимости всего трансформатора, средняя величина которой в конкретном примере составляет 2,0 %, что примерно в 10 раз меньше затрат на капитальный ремонт электрооборудования после выхода его из строя при авариях и стоимости нового электрооборудования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были рассмотрены наиболее эффективные системы диагностирования и мониторинга силовых трансформаторов 110/10 кВ.

Выполненные исследования позволяют сформулировать следующие основные результаты и выводы работы:

1 Рассмотрены основные неисправности силовых трансформаторов при эксплуатации. Приведены примеры наиболее частых повреждений силовых трансформаторов.

2 Выявлены неисправности силовых трансформаторов. Более подробно рассмотрены признаки и причины выявления силовых трансформаторов.

3 Описаны диагностирование и мониторинг состояния силовых трансформаторов

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Чичинский М.Н. Повреждаемость маслонаполненного оборудования электрических сетей и качество контроля его состояния // «Энергетик». – № 11. – 2000. – С.29-31.
2. Липштейн Р.А. и Шахнович М.И. Трансформаторное масло. – М.: Энергия, 1968.
3. Дружинин В.В. Магнитные свойства электротехнической стали. – М.: Энергия, 1974.
4. РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. – М.: НЦ ЭНАС, 1998.
5. Постановление Правительства Российской Федерации № 504 от 30 сентября 2004 // Собрание законодательства РФ № 40 от 04.10.2004.

1 А. с. № 180238 СССР, МПК Н 02 d. Устройство для селективной защиты от утечек сетей с изолированной нейтралью / Р.А. Богданов. – № 852785/24-07; заявл. 16.08.1963; опубл. 21.03.1966, Бюл. № 7. – 2 с.

2 А. с. № 702449 СССР, М. Кл.² Н 02 Н 3/16, Н 02 Н 5/10. Устройство для защиты от повреждения нескольких трехфазных потребителей / Н.М. Попов. – № 2617338/24-07; заявл. 12.05.78; опубл. 05.12.79, Бюл. № 45. – 3 с.

3 А. с. № 714562 СССР, М. Кл.² Н 02 Н 5/10, Н 02 Н 3/08. Устройство для токовой защиты участка трехфазной линии от обрыва одного из фазных проводов / В.И. Сукманов, И.Г. Беляков, А.И. Селивахин, А.П. Кузнецов, Р.Ш. Сагаутдинов. – № 2585953/24-07; заявл. 03.03.1978; опубл. 05.02.1980, Бюл. № 5. – 3 с.

4 А. с. № 815833 СССР, М. Кл.³ Н 02 Н 3/24, Н 02 Н 5/10. Устройство для защиты от несимметричного режима работы электрической сети с изолированной или компенсированной нейтралью / А.М. Ершов, О.А. Петров. – № 2775470/24-07; заявл. 05.06.1979; опубл. 23.03.1981, Бюл. № 11. – 3 с.

5 А. с. № 845115 СССР, М. Кл.³ G 01 R 27/20. Устройство для контроля целостности заземляющей цепи передвижных электроустановок / Ю.В. Ситчихин, А.И. Сидоров. – № 2792737/18-21; заявл. 09.07.1979; опубл. 07.07.1981, Бюл. № 25. – 2 с.

6 А. с. № 854249 СССР, М. Кл. Н 02 Н 5/10. Устройство для защиты электроустановки от обрыва нулевого провода в сети с глухо заземленной нейтралью / Э.Г. Краус, Б.Л. Геллер. – № 2842892/07; заявл. 22.11.1979; опубл. 07.05.1992, Бюл. № 17. – 3 с.

7 А. с. № 884024 СССР, М. Кл.³ Н 02 Н 5/10. Устройство для защиты трехфазной линии напряжением до 1000 В от обрыва фазных проводов / Р.Ш. Сагаутдинов, В.И. Сукманов, В.И. Красников. – № 2895360/24-07; заявл. 19.03.1980; опубл. 23.11.1981, Бюл. № 43. – 3 с.

8 А. с. № 995190 СССР, М. Кл.³ Н 02 Н 5/10. Устройство для защиты трехфазной линии напряжением до 1000 В от обрыва фазных проводов / Р.Ш. Сагаутдинов, В.И. Красников, В.Г. Гловацкий. – № 3317197/24-07; заявл. 17.07.1981; опубл. 07.02.1983, Бюл. № 5. – 3 с.

9 А. с. № 997164 СССР, М. Кл.³ Н 02 Н 5/10, Н 02 Н 3/17. Устройство для защиты воздушной линии электропередачи от обрыва фазного провода / Х.М. Желиховский, В.П. Кобазев, В.Е. Матвиенко, С.Ф. Капштык. – № 2928145/24-07; заявл. 22.05.1980; опубл. 15.02.1983, Бюл. № 6. – 3 с.

10 А. с. № 1050031 СССР, М. Кл. Н 02 Н 3/16, Н 02 Н 3/24, Н 02 Н 5/10. Устройство для определения режима электрической сети / А.М. Ершов, О.А. Петров. – № 3275380/24-07; заявл. 10.04.1981; опубл. 23.10.1983, Бюл. № 39. – 6 с.

11 А. с. № 1023494 СССР, М. Кл. Н 02 Н 3/16. Устройство для определения режима работы электрической сети с изолированной или компенсированной нейтралью / А.М. Ершов, О.А. Петров, Ю.В. Исаев. – № 3387655/24-07; заявл. 22.01.1982; опубл. 15.06.1983, Бюл. № 22. – 6 с.

12 А. с. № 1035715 СССР, М. Кл. Н 02 Н 5/10. Устройство для защиты линии электропередачи с ответвлениями от обрыва фазных проводов / Х.М. Желиховский, В.П. Кобазев. – № 3410805/24-07; заявл. 24.03.1982; опубл. 15.08.1983, Бюл. № 30. – 3 с.

13 А. с. № 1206873 СССР, М. Кл. Н 02 Н 5/10. Устройство для защиты воздушной линии электропередачи от обрыва проводов / В.П. Кобазев, Р.Ш. Сагаутдинов, А.И. Селивахин, Х.М. Желиховский. – № 3717476/24-07; заявл. 02.04.1984; опубл. 23.01.1986, Бюл. № 3. – 3 с.

14 А. с. № 1210173 СССР, М. Кл. Н 02 Н 5/10. Устройство для защиты от обрыва фазного провода в электрических сетях напряжением 0,38 кВ / Р.Ш. Сагаутдинов, В.П. Кобазев. – № 3765590/24-07; заявл. 04.07.1984; опубл. 07.02.1986, Бюл. № 5. – 5 с.

15 Ануфриев, И.Е. Matlab 7 / И.Е. Ануфриев, А.Б. Смирнов, Е.Н. Смирнова – СПб.: БХВ-Петербург, 2005. – 1104 с.

16 Будзко, И.А. Электроснабжение сельского хозяйства / И.А. Будзко, Т.Б. Лещинская, В.И. Сукманов. – М.: Колос, 2000. – 536 с.

17 Валеев, Р.Г. Исследование токов и напряжений в различных режимах работы воздушных линий напряжением 380 В на компьютерной модели [Текст] / Р.Г. Валеев, А.В. Млоток, А.М. Ершов, Г.С. Валеев, А.И. Сидоров // Наука ЮУрГУ: материалы 65-й научной конференции. Секции технических наук. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2013. – Т.2. – С. 149–150.

18 Валеев, Р.Г. Моделирование электрической сети напряжением 380 В с воздушными линиями в программной среде MATLAB–SIMULINK [Текст] / Р.Г. Валеев, А.В. Млоток, А.М. Ершов, А.И. Сидоров // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. – 2013. – № 9–10. – С. 116–128.

19 Григорьев, А.В. Защита сельских электросетей / А.В. Григорьев, А.И. Селивахин, В.И. Сукманов. – Алма-Ата: Кайнар. – 1984. – 128 с.

20 Долин, П.А. Основы техники электробезопасности в электрических установках: учебное пособие / П.А. Долин – 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 448 с.

21 Ершов, А.М. Исследование аварийных режимов в сельских электрических сетях напряжением 380 В [Текст] / А.М. Ершов, Р.Г. Валеев, А.В. Млоток, А.И. Сидоров // Техника в сельском хозяйстве. – 2013. – № 6. – С. 18–21.

22 Ключков, А.Н. Устройство для обнаружения трехфазных сетей с обрывом фазного провода / А.Н. Ключков // Вестник КрасГАУ. – 2011. – № 1. – С. 221–223.

23 Короткие замыкания и выбор электрооборудования: учебное пособие для вузов / И.П. Крючков, В.А. Старшинов, Ю.П. Гусев и др.; под ред. И.П. Крюčkова, В.А. Старшинова. – М.: Изд. дом МЭИ, 2012. – 568 с.

24 Коструба, С.И. Человека защитит УЗО при авариях на воздушных линиях электропередачи [Текст] / С.И. Коструба // Новости электротехники. – 2004. – № 1 (25).

25 Методические указания по выбору устройств релейной защиты в сетях 0,38–35 кВ сельскохозяйственного назначения // Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства, № 11. – М.: ВГПИНИИ «Сельэнергопроект», 1976. – 116 с.

26 Млоток, А.В. Опытная электрическая сеть напряжением 380 В [Текст] / А.В. Млоток, А.М. Ершов, Р.Г. Валеев, А.И. Сидоров. – Вестник Инженерной школы ДВФУ. – 2014. – № 2 (19). – С. 96–107.

27 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для дипломного проектирования: учебник для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – 4-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

28 Номограммы и таблицы расчётов электрических сетей 0,38 кВ // Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства, № 7. – М.: ВГПИИИ «Сельэнергопроект», 1996. – 148 с.

29 Отчёт о научно-исследовательской работе «Исследование несимметричных режимов работы воздушных линий напряжением 380 В с целью выбора устройств для их выявления» / По договору оказания услуги с Челябинэнерго № 2012347 от 03.09.2012 г. (№ 12-04 от 02.10.2012 г.). – Челябинск, ЮУрГУ. – 2012. – 148 с

30 Пат. № 2230415 Российская Федерация, МПК⁷ Н 02 Н 5/10, G 01 R 31/02. Устройство контроля непрерывности нулевого проводника в воздушных линиях 0,4 кВ / Д.А. Апаров, А.И. Сидоров, В.А. Петров, В.В. Дружинин. – № 2002127852/28; заявл. 17.10.2002; опубл. 10.06.2004. – 5 с.

31 Пат. № 2273936 Российская Федерация, МПК Н 02 Н 5/10, Н 02 Н 5/12. Устройство защитного отключения / Е.В. Халин, С.И. Коструба, Д.С. Стребков. – № 2004137355/09; заявл. 22.12.2004; опубл. 10.04.2006. – 4 с.

32 Пат. № 2295186 Российская Федерация, МПК Н 02 Н 5/00. Способ автоматического контроля параметров нулевого провода воздушных и кабельных линий 0,4 кВ и устройство для его осуществления / И.Ф. Суворов, К.С. Сережин, В.В. Гальцев, А.И. Сидоров – № 2005140871/09; заявл. 26.12.2005; опубл. 10.03.2007. – 7 с.

33 Пат. № 2356151 Российская Федерация, МПК Н 02 Н 5/10. Способ автоматического контроля параметров нулевого провода воздушных линий 0,4 кВ / К.С. Сережин, И.Ф. Суворов, А.И. Сидоров – № 2008105851/09; заявл. 15.02.2008; опубл. 20.05.2009. – 5 с.

34 Пат. № 2498322 Российская Федерация, МПК G 01 R 11/00. Счетчик электрической энергии с защитным отключением / В.И. Винокуров, В.Н. Зыков, А.В. Григорьева. – № 2012121080/28; заявл. 22.05.2012; опубл. 10.11.2013. – 3 с.

35 Пат. на п. м. № 94077 Российская Федерация, МПК Н 02 Н 99/00. Устройство для обнаружения трехфазных сетей с обрывами фазных проводов / Н.М. Попов, А.Н. Ключков. – № 2009148481/22; заявл. 25.12.2009; опубл. 10.05.2010. – 4 с.

36 Пат. на п. м. № 124069 Российская Федерация, МПК Н 02 Н 3/16. Устройство защитного отключения электроустановки от сети переменного тока с тремя фазными проводами и нулевым проводом / В.С. Шкрабак, В.П. Сакулин, А.Е. Суетин и др. – № 2012115812/07; заявл. 19.04.2012; опубл. 10.01.2013. – 5 с.

37 Переходные процессы в электроэнергетических системах: учебник для вузов / И.П. Крючков, В.А. Старшинова, Ю.П. Гусев, М.В. Пираторов.; под ред. И.П. Крюčkова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 416 с

38 Пособие по проектированию городских и поселковых электрических сетей (к ВСН 97–83) / Гипрокоммунэнерго, МНИИТЭП. – М.: Стройиздат, 1987. – 208 с.

39 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок [Текст]: утв. приказом Минтруда РФ от 24.07.2013 № 328н. – Екатеринбург: ИД «УралЮрИздат», 2014. – 240 с.

- 40 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации / Минэнерго России [Текст]. – М.: СПО ОРГРЭС, 2003. – 320 с.
- 41 Правила устройства электроустановок. – 7-е издание. – СПб.: Изд-во ДЕАН, 2008. – 704 с.
- 42 Сагутдинов, Р.Ш. Защита электрических сетей 0,38 кВ при обрыве проводов / Р.Ш. Сагутдинов, В.И. Красников, В.Г. Головацкий // Электрические станции. – 1982. – № 7. – С. 56–58
- 43 Сакара, А.В. Методические рекомендации по проведению испытаний электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей [Текст] / А.В. Сакара. – М.: ЗАО «Энергосервис», 2003. – 216 с.
- 44 Селивахин, А.И. Защита воздушной линии электропередачи 0,38 кВ от обрыва фазного провода / А.И. Селивахин, В.П. Кобазев, Х.М. Желиховский // Механизация и электрификация сельского хозяйства. – 1985. – № 7. – С. 55–57.
- 45 Спеваков, П.И. Выбор сечения нулевых проводов в четырёхпроводных сетях / П.И. Спеваков // Промышленная энергетика. – 1961. – № 3. – С. 46–52.
- 46 Спеваков, П.И. К проектированию сетей зануления в силовых установках / П.И. Спеваков // Электричество. – 1939. – № 8. – С. 69.
- 47 Спеваков, П.И. Определение расчётного сопротивления петли зануления / П.И. Спеваков // Электричество. – 1965. – № 9. – 71–75.
- 48 Спеваков, П.И. Проверка на автоматическое отключение линий в сетях до 1000 В [Текст] / П.И. Спеваков – М.: Энергия, 1971. – 86 с.
- 49 Счётчик активной и реактивной электрической энергии трёхфазный СЕ 303 / Руководство по эксплуатации [Текст]. – Ставрополь: ЗАО «Электротехнические заводы «Энергомера», 2012. – 65 с.
- 50 Счётчик электрической энергии с защитным отключением Пат. 2498322 Российской Федерации, МПК G 01R 11/00 / В.И. Винокуров, В.Н. Зыков, А.В. Григорьева. – № 2012121080/28; заявл. 22.05.2012; опубл. 10.11.2013. – 3 с.
- 51 Счётчик электрической энергии серии NP5 «Матрица» / Описание функций [Текст]. – М.: ООО «Матрица», 2010. – 41 с.
- 52 Счётчики электрической энергии / Каталог [Текст]. – Ставрополь: ЗАО «Электротехнические заводы «Энергомера», 2013. – 32 с.
- 53 Счётчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М / Руководство по эксплуатации [Текст]. – Нижний Новгород: ОАО «ННПО имени М.В. Фрунзе», 2014. – 90 с.
- 54 Ульянов, С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах: учебник для электротехнических и энергетических вузов и факультетов / С.А. Ульянов. – М.: Энергия, 1970. – 520 с.
- 55 Устройство защитного отключения [Текст]: пат. № 2273936 Рос. Федерация: МПК H 02 H 5/10, H 02 H 5/12 / Е.В. Халин, С.И. Коструба, Д.И. Скребков. – № 2004137355/09; заявл. 22.12.04; опубл. 10.04.06. – 4 с.
- 56 Фетисов М. В. Исследование защиты от обрывов проводов воздушной линии напряжением 380 В: дипломный проект. – Челябинск: ЮУрГУ, 2015. – 130 с.
- 57 Херсонский, А.С. Приставка к автоматическим выключателям для защиты сельских электросетей 0,4 кВ / А.С. Херсонский, Я.М. Фексон // Электрические станции. – 1977. – № 10. – С. 69–70.

58 Херсонский, А.С. Селективная защита от однофазных коротких замыканий ФО-0,4 для распределительных сетей 0,4 кВ / А.С. Херсонский, А.Ш. Левин, Я.М. Фексон // Электрические станции. – 1975. – № 3. – С. 47–48.

59 Черных, И.В. Моделирование электротехнических устройств в Matlab, SimPowerSystems и Simulink / И.В. Черных. – М.: ДМК Пресс; СПб.: Питер, 2008. – 288 с.

60 Halevidis, C.D. Proposal of a protection method against probable consequences to humans and the environment from short-circuit or abruption of a low-voltage distribution line conductor. – IET Generation, Transmission & Distribution, 2010, Vol. 4, Iss. 7, pp. 793–800.