

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
Начальник управления-
главный энергетик ПАО «ЧТПЗ»
_____ А.Ю. Мыльников
« ____ » _____ 2018 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующая кафедрой ЭССиСЭ
_____ И.М. Кирпичникова
« ____ » _____ 2018 г.

ДИАГНОСТИКА И МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ СИЛОВОГО
ТРАНСФОРМАТОРА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ХИМИЧЕСКОГО
И ХРОМАТОГРАФИЧЕСКОГО АНАЛИЗА
ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ-13.04.02.2018.293.00.00 ПЗ ВКР

Руководитель ВКР
доцент, к.т.н.
_____ А.М. Ершов
« ____ » _____ 2018 г.

Автор ВКР
студент группы П-285
_____ К. А. Джакупова
« ____ » _____ 2018 г.

Нормоконтролер
старший преподаватель
_____ Н.Ю. Аверина
« ____ » _____ 2018 г.

Челябинск 2018

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

УТВЕРЖДАЮ:
Заведующая кафедрой ЭССиСЭ
д.т.н., профессор

_____ И.М. Кирпичникова
«__» _____ 2018 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента
Джакуповой Камшат Айткаликызы
Группа – П-285

1 Тема работы «Диагностика и мониторинг состояния силового трансформатора с использованием химического и хроматографического анализа трансформаторного масла»

Утверждена приказом ректора ЮУрГУ №58 от 04.04.2018г.

Срок сдачи студентом законченной работы – 01.06.2018 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 Хроматографический и химический анализ трансформаторного масла

4 Разработка и применение средств мониторинга состояния силовых трансформаторов

5 Ожидаемая эффективность от внедрения системы мониторинга трансформаторов

6 Заключение

4 Дата выдачи задания: 30 сентября 2016 г.

Научный руководитель _____ / А.М. Ершов /

Задание принял к исполнению _____ / К.А. Джакупова /

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

№ п/п	Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметки руководителя о выполнении
1	Введение	14.10.2016	
2	Анализ состояния вопроса и обоснование задач исследования	09.01.2017	
3	Хроматографический и химический анализ трансформаторного масла	15.05.2017	
4	Разработка и применение средств мониторинга состояния силовых трансформаторов	20.11.2017	
5	Ожидаемая эффективность от внедрения системы мониторинга трансформаторов	12.03.2018	
6	Заключение	25.04.2018	
7	Библиографический список	07.05.2018	
8	Оформление пояснительной записки	21.05.2018	
9	Сдача готовой работы на кафедру, представление работы на рецензию	01.06.2018	

Заведующая кафедрой ЭССиСЭ _____ / И.М. Кирпичникова /

Научный руководитель работы _____ / А.М. Ершов /

Магистрант _____ / К.А. Джакупова /

АННОТАЦИЯ

Джакупова К.А. Диагностика и мониторинг силовых трансформаторов с использованием химического и хроматографического анализа трансформаторного масла. – Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, 2018, 66 с., 29 рис., 6 табл., библиогр. список – 25 наим.

Ключевые слова: диагностика, мониторинг, системы мониторинга силовых трансформаторов, выявление дефектов в силовом трансформаторе, ХАРГ.

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

Предмет исследования – методы и средства мониторинга силовых трансформаторов.

Цель работы – изучение вопроса выявления внутренних дефектов в силовом трансформаторе с помощью непрерывного химического анализа трансформаторного масла с последующими рекомендациями для применения.

Новизна выпускной квалификационной работы заключается в том, что:

1 Дан обзор нормативной литературы, предписывающей переход от плановых осмотров к непрерывному мониторингу в качестве приоритетного направления развития энергетики РФ;

2 Представлен обзор всех методов диагностики и мониторинга силовых трансформаторов для понимания состояния вопроса;

3 Выявлены критерии выбора составляющих систем мониторинга в зависимости от мощности трансформатора; обнародованы основные принципы включения подсистем в состав основной;

4 Выполнено технико-экономическое обоснование внедрения системы мониторинга силового трансформатора.

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

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ВОПРОСА И ОБОСНОВАНИЕ ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	-
1.1 Внутренние повреждения силовых трансформаторов напряжением 110–220/10 кВ мощностью 10–63 МВ·А.....	8
1.2 Определение технического состояния силовых трансформаторов.....	-
1.2.1 Изменение технического состояния силовых трансформаторов в ходе их эксплуатации	9
1.2.2 Оценка технического состояния силовых трансформаторов.....	11
1.2.3 Методы определения технического состояния силовых трансформаторов.....	12
1.3 Актуальность развития мониторинга состояния силовых трансформаторов напряжением 110–220/10 кВ мощностью 10–63 МВ·А.....	19
Задачи исследований.....	20
2 ХРОМАТОГРАФИЧЕСКИЙ И ХИМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА.....	-
2.1 Хроматографический анализ трансформаторного масла.....	21
2.1.1 Определение	21
2.1.2 Дефекты, обнаруживаемые в трансформаторах с помощью АРГ.....	21
2.1.3 Определение вида и характера развивающегося дефекта по критериям отношений концентраций пар газов.....	22
2.1.4 Периодичность контроля	24
2.1.5 Треугольник Дюваля.....	24
2.2 Химический анализ трансформаторного масла.....	25
2.3 Устройства, используемые для хроматографического и химического анализа трансформаторного масла.....	27
Выводы по разделу 2.....	30
3 РАЗРАБОТКА И ПРИМЕНЕНИЕ СРЕДСТВ МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ	-
3.1 Датчики, применяемые в системах мониторинга растворенных в масле газов	31
3.2 Интегрированные подсистемы мониторинга растворенных в масле газов в общую систему мониторинга состояния силового трансформатора	39
3.2.1 Комплексная система мониторинга силового трансформатора производства GE Energy.....	39
3.2.2 Комплексная система мониторинга силового трансформатора производства АBB.....	41
3.2.3 Комплексная система мониторинга силового трансформатора производства SIEMENS.....	43
3.2.4 Комплексная система мониторинга силового трансформатора производства SERVERON.....	44

3.2.5 Комплексная система мониторинга силового трансформатора производства АСУ-ВЭИ.....	45
3.2.6 Комплексная система мониторинга силового трансформатора производства ДИМРУС.....	46
Выводы по разделу 3.....	49
4 ОЖИДАЕМАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОТ ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ТРАНСФОРМАТОРОВ.....	50
Выводы по разделу 4.....	52
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	53
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	55
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	57

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. В процессе эксплуатации электрооборудования подстанции перед оперативным персоналом остро встает вопрос обнаружения повреждения, по возможности на ранней стадии развития. Решением этой проблемы является внедрение автоматизированной системы мониторинга элементов подстанции. Проводя технико-экономический расчет, особое внимание уделяется силовому трансформатору, как наиболее капиталоемкому элементу подстанции.

Целью данной работы является изучение вопроса выявления внутренних дефектов в силовом трансформаторе с помощью непрерывного химического анализа трансформаторного масла с последующими рекомендациями для применения.

Для достижения заявленной цели были поставлены следующие **задачи исследования:**

1 исследовать имеющиеся системы мониторинга, применяемые для оценки состояния систем мониторинга мощностью 10 МВА и более;

2 обосновать критерии выбора составляющих систем мониторинга, использующие химический и хроматографический анализы трансформаторного масла;

3 предложить к использованию возможные системы мониторинга для трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 10-63 МВА;

4 обосновать экономическую целесообразность внедрения данных систем.

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

Предмет исследования – методы и средства мониторинга силовых трансформаторов.

Научная новизна основных положений и результатов:

1 Дан обзор нормативной литературы, предписывающей переход от плановых осмотров к непрерывному мониторингу в качестве приоритетного направления развития энергетики РФ.

2 Представлен для понимания состояния вопроса обзор методов диагностики и мониторинга силовых трансформаторов.

3 Выявлены методы и средства мониторинга, которые можно использовать для определения состояния трансформаторов напряжением 110–220/10 кВ мощностью 10–63 МВ·А.

4 Проведено технико-экономическое обоснование внедрения системы мониторинга силового трансформатора.

Практическая значимость работы:

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

1 Применение систем мониторинга силовых трансформаторов позволяет обнаружить дефекты на ранней стадии развития, не позволяя им развиваться далее;

2 Обнаружение дефектов позволяет их устранить, не подвергая электрооборудование их дальнейшему воздействию, приводящему к выходу из строя и аварийным ситуациям;

3 Помимо повышения надёжности системы электроснабжения достигается и экономический эффект от внедрения систем, окупающаяся за счет ненадобности проведения плановых ремонтов и замены оборудования вследствие выхода из строя.

1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ВОПРОСА И ОБОСНОВАНИЕ ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Внутренние повреждения силовых трансформаторов напряжением 110–220/10 кВ мощностью 10–63 МВ·А

Эксплуатация трансформаторного оборудования за пределами нормированного срока службы сопряжена с повышенными рисками отказов. В России доля трансформаторов, отработавших нормированный (заводской) срок службы 25 лет, превышает 60 % от общего числа [1].

Замена огромного количества дорогостоящего оборудования в короткий срок невозможна технически и не оправдана экономически. Решением этой проблемы является внедрение автоматизированной системы мониторинга трансформатора, т.к. появляется возможность продления его срока службы за счет распознавания дефектов на ранней стадии развития, что уменьшает расходы на его ремонт и эксплуатацию [1].

Стоимость первых установленных в России систем мониторинга составляла порядка 10 % стоимости защищаемого оборудования. За несколько лет, в результате появления отечественных производителей и конкуренции на рынке, стоимость аналогичных систем снизилась в 2-3 раза.

По данным РАО «ЕЭС России» в 1997-2000 гг. было выделено 712 отказов и технических нарушений трансформаторов [1]. Далее, проранжировав наиболее часто возникающие отказы по частоте появления, была выведена следующая статистика (таблица 1.1):

Таблица 1.1 – Основные виды повреждений трансформаторов

Вид повреждения	Доля, %
Дефекты маслонаполненных вводов	36,2
Повреждения обмотки:	
-динамическая нестойкость	5,4
-увлажнение	27,3
-газовыделение	6,7
Дефекты регулирующих устройств РПН	24,2
Прочие причины	12,3

Далее в таблице приведены дефекты силовых трансформаторов, вид и место которых указано в таблице 1.2 [1]:

Таблица 1.2 – Основные виды повреждений трансформаторов

Вид и место дефекта	Доля, %
1	2
Система охлаждения	22,71
Высоковольтные вводы	14,31
Выделение газов в масло	9,02
Старение масла	7,47
Дефекты в устройстве РПН	7,15
Течи по уплотнениям	6,84

Продолжение таблицы 1.2

1	2
Распрессовка обмоток	6,53
Загрязнение твердой изоляции	5,29
Увлажнение твердой изоляции	4,04
Распрессовка магнитопровода	4,04

По данным в таблице 1.2 можно сделать вывод, что наибольшее количество дефектов связано с системой охлаждения и вводами (36% от всех выявленных дефектов). Остальные основные повреждения связаны с выделениями газов в масло, старением масла, загрязнением и увлажнением твердой изоляции.

1.2 Определение технического состояния силовых трансформаторов

1.2.1 Изменение технического состояния силовых трансформаторов в ходе их эксплуатации

Основными факторами, отвечающими за старение трансформаторов, являются:

- температура масла / бумаги изоляционной системы;
- влажность и уровень кислорода;
- влага в системе изоляции.

Другие факторы могут включать эксплуатацию в экстремальных условиях, а также неблагоприятные условия окружающей среды (например, высокая температура и влажность), частые короткие замыкания и электрические перенапряжения [13].

Если количество влаги в масле превышает растворимость, излишки воды переходят в эмульгированное состояние. Эта вода представляет собой отдельные капли, которые в начальный момент имеют весьма малые размеры, но имеют достаточно мощный механизм коагуляции, который приводит к быстрому укрупнению этих капель. В масле во взвешенном состоянии могут находиться капли размером до 100 мкм. При дальнейшем увеличении размеров капель начинает превалировать их вес, и капли "тонут". Появление в масле эмульгированной влаги приводит к резкому снижению электрической прочности масла в несколько раз. Поэтому появление эмульгированной влаги недопустимо.

На рисунке 1.1 приведена зависимость электрической прочности масла от его влагосодержания. Как видно из рисунка, при подходе к уровню растворимости начинается существенное снижение прочности масла за счет появления капель воды в нем (переход к эмульгированной влаге). Дальнейшее увеличение количества влаги приводит к увеличению количества и размеров капель и соответственно еще большему снижению прочности масла.

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

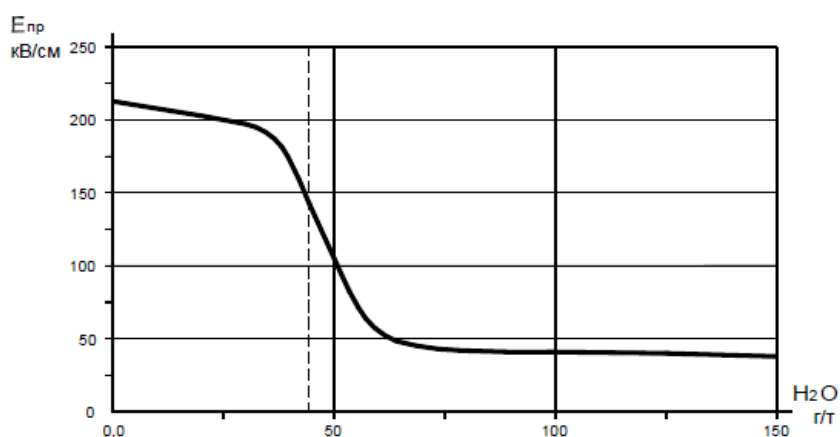


Рисунок 1.1 – Зависимость электрической прочности масла от влагосодержания

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

Если быть более точными, то необходимо учитывать зависимость пробивного напряжения масла от температуры, которая соответствует кривым, приведенным на рисунке 1.2. Согласно этому рисунку трансформатор перед включением нужно нагревать до положительных температур, в идеале до 20 – 30 градусов. Эти кривые показывают

уменьшение электрической стойкости изоляции в функции температуры и концентрации влаги. Вид данных кривых объясняется переходом воды из растворенного состояния при 60 °С в эмульгированное состояние при снижении температуры. По мере снижения температуры увеличивается количество эмульгированной влаги, что приводит к снижению прочности масла.

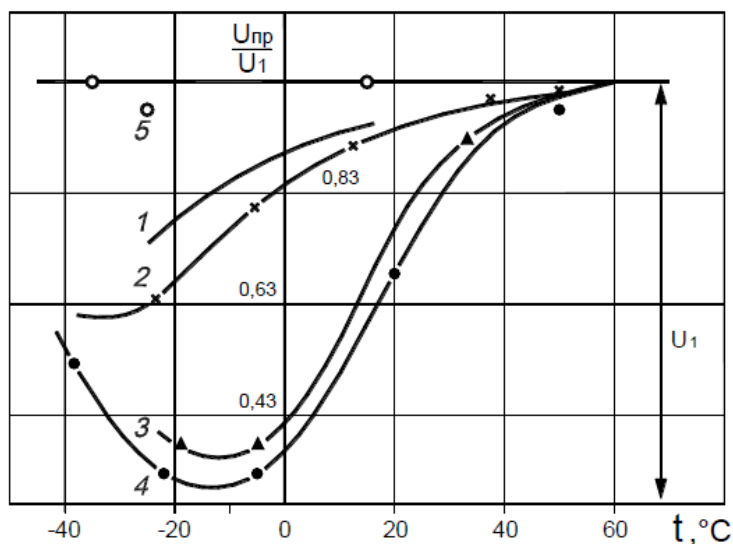


Рисунок 1.2 - Зависимость пробивного напряжения масла от увлажнения W_M , и содержания в масле механических примесей N_T .

- 1 - $W_M = 10$ г/т, $N_T = 5$ г/т; 2 - $W_M = 10$ г/т, $N_T = 50$ г/т;
 3 - $W_M = 20$ г/т, $N_T = 5$ г/т; 4 - $W_M = 20$ г/т, $N_T = 50$ г/т;
 5 - $W_M = 5$ г/т, $N_T = 5$ г/т

Как уже отмечалось, наиболее опасна вода, находящаяся в баке трансформатора в эмульгированном (иногда его называют дисперсным) состоянии, не имеющая химических связей с молекулами масла. Именно эта составляющая общего объема влаги в трансформаторе значительно уменьшает электрическую прочность масла. Чем большее количество влаги находится в дисперсном состоянии, тем выше вероятность электрического пробоя изоляционных промежутков внутри трансформатора. Именно анализу количества дисперсной воды в масле трансформатора должно уделяться основное внимание в системах диагностического мониторинга силовых трансформаторов [13].

1.2.2 Оценка технического состояния силовых трансформаторов

По традиционной методологии обслуживание оборудования происходит по данным периодических испытаний в определенном объеме через определенные промежутки времени. Техническое состояние оценивается сравнением с исходными значениями, в качестве которых принимают значения в паспорте или протоколе заводских испытаний; данные при вводе в эксплуатацию нового оборудования (эксплуатационные испытания);

данные после ремонта на специализированном предприятии; данные предыдущих испытаний [12].

Далее рассмотрим объем периодических испытаний силового трансформатора.

Измеряются следующие параметры: коэффициент трансформации, полярность и группа соединения; сопротивление постоянному току, потери холостого хода, сопротивление короткого замыкания, сопротивление изоляции, $\text{tg}\delta$ и емкость изоляции. А также электрическая прочность, уровень частичных разрядов, переходные и частотные характеристики, вибрационные характеристики. У изоляции проверяются влажность, состояние бумажной изоляции обмоток.

Наибольший интерес в данной работе представляет трансформаторное масло, у которого проверяется кинематическая вязкость, плотность, внешний вид, цвет, температура вспышки в закрытом тигле, кислотное число, стабильность против окисления и другие параметры, которые будут рассмотрены далее.

1.2.3 Методы определения технического состояния силовых трансформаторов

Рассмотрим далее определение электромагнитных параметров трансформатора, а также диагностические методы определения технического состояния: тепловизионный, частичных разрядов и вибрационный [13].

1.2.3.1 Электромагнитные параметры трансформатора

Определение коэффициента трансформации. При измерении коэффициента трансформации выявляют неправильное подсоединение отводов устройств РПН, повреждения обмоток. Коэффициент трансформации измеряют с помощью специальных электрических схем (мостов) по способу компенсации или методом двух вольтметров, один из которых присоединяется к обмотке низшего, а другой - к обмотке высшего напряжения. Класс точности измерительных вольтметров должен быть не ниже 0,2 [14].

Результаты измерения сравниваются с расчетными или паспортными данными. Результаты измерений считаются удовлетворительными, если отклонение значений не превышает 2%.

Измерение потерь холостого хода. Измерение потерь холостого хода производят при пониженном напряжении (возбуждении) перед измерениями сопротивления постоянному току, чтобы избежать повышения потерь XX из-за намагничивания стали трансформатора. Снятие остаточного намагничивания производят однократным плавным увеличением и последующим плавным снижением возбуждения переменным напряжением.

По результатам измерения определяют состояния магнитопровода трансформатора (замыкание листов стали магнитопровода, образование по

различным причинам короткозамкнутых контуров в узлах крепления магнитопровода).

Для трехфазных трансформаторов значение потерь не должно отличаться от паспортного (исходного) более чем на 5%. Для однофазных трансформаторов отличие полученных значений от исходных не должно быть более 10%.

Измерение сопротивления обмоток постоянному току. При измерении сопротивления обмоток постоянному току выявляют дефекты в местах паек (обрывы) обмотки, а также в различных контактах схемы соединения обмоток.

Сопротивление обмоток постоянному току измеряют по схеме "моста" или по методу падения напряжения (с помощью вольтметра и амперметра). Измерять сопротивление рекомендуется при установившейся температуре обмоток, которая указывается в протоколе испытаний вместе с температурой верхних слоев масла. В качестве источника используются аккумуляторные батареи необходимой емкости.

Для сравнения измеренных сопротивлений последние приводятся к одной температуре по формуле расчета. Для исключения ошибок, обусловленных индуктивностью обмоток, сопротивление нужно измерять только при полностью установившемся токе.

Оценку результатов производят путем сравнения полученных значений с данными измерений, полученными на заводе и приведенными в паспорте. Значения сопротивлений, полученные на соответствующих ответвлениях других фаз, не должны отличаться друг от друга более чем на 2 %, за исключением случаев, когда это оговорено паспортными данными или заводскими протоколами.

Измерение сопротивления короткого замыкания обмоток. Полное сопротивление короткого замыкания (Z_T) трансформаторов определяется с целью выявления возможных деформаций с повреждением изоляции обмоток, вызванных сквозными короткими замыканиями.

Напряжение и ток короткого замыкания определяются из опыта короткого замыкания, который проводится на низком напряжении (380, 220В).

Оценку состояния обмоток испытуемого трансформатора производят сравнением полученного значения ΔZ_T с предельно допустимым отклонением этого параметра от базового значения, устанавливаемого отраслевыми нормативными документами.

1.2.3.2 Тепловизионное обследование состояния силового трансформатора

Тепловой метод контроля (ТМК) основан на измерении, оценке и анализе температуры контролируемых объектов.

ТМК для высоковольтного оборудования как один из современных методов исследования и контроля был введен в «Объем и нормы испытаний электрооборудования РД 34.45–51.300–97» в 1998 г [19].

Для проведения обследования электрооборудования ТМК используется тепловизионный измерительный прибор (тепловизор).

Термограмма, полученная на фиксировании температурной разницы «объект/фон», согласно ГОСТ Р 8.619–2006 [11] — это многоэлементное двухмерное изображение, каждому элементу которого приписывается цвет или градация одного цвета/градация яркости экрана, определяемые в соответствии с условной температурной шкалой.

На рисунке 1.3 представлена термограмма предохранителей, на примере которой можно рассмотреть основные составляющие (элементы) термограммы:

1 Температурная шкала — определяет соотношение между цветовой гаммой участка термограммы и его температурой;

2 Зона аномального нагрева (характеризуется цветовой гаммой из верхней части температурной шкалы) — элемент оборудования, имеющий повышенную температуру;

3 Линия температурного среза (профиль) — линия, проходящая через зону аномального нагрева и узел, аналогичный дефектному;

4 Температурный график — график, отображающий распределение температуры вдоль линии температурного среза, т. е. по оси X — порядковые номера точек по длине линии, а по оси Y — значения температуры в этих точках термограммы.

Данный метод обследования эффективен при выявлении дефектов элементов электрооборудования.

Параметрами контроля являются:

- превышение температуры - разность температур объекта и окружающего воздуха;
- разность температур между заданными точками (зонами);
- градиент температуры в заданной области;
- избыточная температура — превышение температуры объекта над температурой аналогичных объектов, находящихся в одинаковых условиях;
- коэффициент дефектности (для контактного соединения) — отношение измеренного превышения температуры контактного соединения к превышению температуры целого участка шины на расстоянии не менее 1 м от контакта.

Также для бесконтактного измерения температуры используют пирометры, принцип действия которых основан на измерении мощности теплового излучения объекта измерения преимущественно в инфракрасном диапазоне.

Принципиальное отличие тепловизоров от пирометров заключается в том, что пирометры измеряют температуру в конкретной точке (до 1 см), а тепловизоры анализируют весь объект целиком, показывая всю разность и колебания температур в любой его точке.

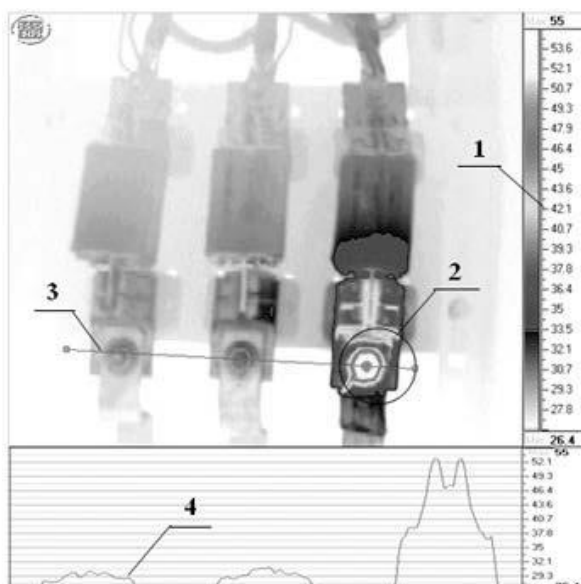


Рисунок 1.3 – Термограмма предохранителей

1.2.3.3 Метод частичных разрядов

Частичный разряд – это искровой разряд очень маленькой мощности, который образуется внутри высоковольтной изоляции или на ее поверхности. Частичным он называется потому, что перекрывает только часть общего изоляционного промежутка [21].

Наибольший интерес для мониторинга представляют интегральные параметры частичных разрядов – PDI и Q_{02} . Наличие временного тренда в изменении этих параметров ЧР практически однозначно говорит о наличии проблем в изоляции.

Параметр Q_{02} отображает периодически повторяющийся импульс ЧР, частота следования которого составит 0,2 импульса на один период питающей сети.

Параметр PDI (Partial Discharge Intensity) – интенсивность частичных разрядов – использует действующее значение напряжения в момент прохождения импульса частичного разряда.

Чаще всего в литературе существуют только рекомендации о предельных уровнях частичных разрядов, на которые можно ориентироваться при практической экспертизе.

Частичные разряды возникают в изоляции оборудования среднего и высокого классов напряжения. Обычно считается, что измерение частичных разрядов можно проводить при рабочем напряжении от 4 кВ, поэтому вполне понятно и оправданно внимание, которое оказывается этому методу при организации диагностического мониторинга силовых трансформаторов.

Необходимо очень хорошо понимать, что максимальную опасность для трансформаторов представляют не сами разряды, а причины, их породившие, и результат воздействия разрядов на состояние изоляции. Чаще всего периодически повторяющиеся частичные разряды, вне зависимости от причины возникновения первичного локального дефекта, методично

разрушают окружающую высоковольтную изоляцию, приводя к науглероживанию зоны вокруг дефекта. Это скрытый период развития дефекта. Развитие зоны дефекта рано или поздно приводит к дуговому пробоему всего изоляционного промежутка.

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

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

Существует несколько различных подходов к локализации в силовых трансформаторах мест, в которых возможно возникновения частичных разрядов:

- а) в изоляции высоковольтных вводов;
- б) в изоляции обмоток трансформатора;
- с) в сердечнике трансформатора;
- д) в цепях заземления сердечника и других конструктивных элементов;
- е) в устройстве регулирования напряжения (РПН).

Во многих случаях этот метод, в силу сложностей его практического применения, является дополняющим, что не снижает его диагностической полезности.

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

Также данный метод нашел большое применение при оценке технического состояния РПН силовых трансформаторов.

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

1.2.3.4 Вибрационный метод

Вибрационное обследование проводится на баке и корпусах маслонасосов силового трансформатора. Цель обследования – определение состояния прессовки обмоток и магнитопровода, общего состояния крепления конструкции трансформатора, а также определение состояния подшипников маслонасосов для предотвращения аварийных ситуаций и проведения своевременных ремонтов [21].

Вибрационное обследование трансформаторов позволяет оперативно оценить текущее техническое состояние активной части трансформатора (без вскрытия бака), а также маслонасосов, определить причины повышенной вибрации и, что особенно важно, своевременно выявить тенденции ухудшения технического состояния, как всего трансформатора, так и отдельных фаз обмотки и сердечника.

Существует несколько методик вибрационной диагностики технического состояния активной части трансформатора:

- Измерение уровня вибрации на стенке бака трансформатора;
- Спектральный метод вибродиагностики;
- Частотный метод контроля уровня прессовки обмоток.

Измерение уровня вибрации на стенке бака трансформатора и спектральный метод вибродиагностики применяются на работающем трансформаторе. Частотный метод контроля применяется на отключенном и расшинованном трансформаторе.

1.2.3.5 Химический анализ трансформаторного масла

Масло в энергетической области считается наиболее распространенным жидким диэлектриком. Кроме нефтяных трансформаторных масел возможно изготовление синтетических жидких диэлектриков на основе хлорированных углеводородов и кремнийорганических жидкостей

Рассмотрим наиболее часто используемые на сегодняшний день показатели качества трансформаторного масла.

Определение электрической прочности масла (ГОСТ 6581–75) [9] проводится в специальном сосуде с нормированными размерами электродов при приложении напряжения промышленной частоты.

Диэлектрические потери в масле измеряются мостовой схемой при напряженности переменного электрического поля, равной 1 кВ/мм (ГОСТ 6581–75) [9]. Измерение производится при помещении пробы в специальную трехэлектродную (экранированную) измерительную ячейку (сосуд). Значение $\text{tg } \delta$ определяется при температурах 20 и 90 °С (для некоторых масел при 70°С).

Количественная оценка содержания механических примесей производится путем фильтрования пробы с последующим взвешиванием осадка (ГОСТ 6370–83) [8].

Применяют два метода определения количества воды, растворенной в масле. Метод, регламентированный ГОСТ 7822–75 [10], основан на взаимодействии гидрида кальция с растворенной водой. Массовая доля воды определяется по объему выделившегося водорода. Этот метод сложен; результаты не всегда воспроизводимы. Предпочтительней кулонометрический метод (ГОСТ 24614–81) [4], основанный на реакции между водой и реактивом Фишера. Реакция идет при прохождении тока между электродами в специальном аппарате. Чувствительность метода — $2 \cdot 10^{-6}$ (по массе).

Кислотное число измеряется количеством гидрооксидкалия (в миллиграммах), затраченного для нейтрализации кислых соединений, извлеченных из масла раствором этилового спирта (ГОСТ 5985–79) [6].

Температурой вспышки называется самая низкая температура масла, при которой в условиях испытаний образуется смесь паров и газов с воздухом, способная вспыхивать от открытого пламени (ГОСТ 6356–75) [7]. Нагревание масла производится в закрытом тигле с перемешиванием; испытание смеси — через определенные интервалы времени.

1.2.3.6 Хроматографический анализ трансформаторного масла

Общее газосодержание масла определяют путем извлечения газа из пробы масла, помещенной в вакуумированный сосуд. Более удобный и точный метод — хроматографический (с вакуумным выделением газа). При этом дополнительно могут быть получены данные о содержании кислорода, который определяет окислительные процессы в масле [22].

К типичным газам, образующимся из минерального масла и целлюлозы (бумаги и картона) в трансформаторах, относятся:

- водород (H_2);
- метан (CH_4);
- этан (C_2H_6);
- этилен (C_2H_4);
- ацетилен (C_2H_2);
- угарный газ (CO);
- углекислый газ (CO_2).

Дополнительно всегда присутствуют кислород и азот, а их концентрация изменяется в зависимости от герметичности корпуса трансформатора. Кроме того, также могут выделяться такие газы, как пропан, бутан, бутен и другие, но их исследование в диагностических целях не получило широкого распространения.

Концентрация различных газов предоставляет информацию о типе зарождающейся неисправности, а также о серьезности повреждения.

1.3 Актуальность развития мониторинга состояния силовых трансформаторов напряжением 110–220/10 кВ мощностью 10–63 МВ·А

Согласно РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования» [19] хроматографический контроль трансформаторного масла производится у трансформаторов напряжением 110 кВ и выше, а также блочных трансформаторов собственных нужд.

Состояние трансформаторов оценивается путем сопоставления измеренных данных с граничными значениями концентрации газов в масле и по скорости роста концентрации газов в масле.

Хроматографический контроль должен осуществляться в следующие сроки:

– трансформаторы напряжением 110 кВ мощностью менее 60 МВ·А и блочные трансформаторы собственных нужд - через 6 мес. после включения и далее не реже 1 раза в 6 мес.;

– трансформаторы напряжением 110 кВ мощностью 60 МВ·А и более, а также все трансформаторы 220-500 кВ в течение первых 3 сут., через 1, 3 и 6 мес. после включения и далее - не реже 1 раза в 6 мес.;

Испытание масла в процессе эксплуатации у трансформаторов напряжением 110–220 кВ производится через 10 дней и 1 мес. после ввода в эксплуатацию. В дальнейшем масло из трансформаторов напряжением 110 кВ и выше **химический анализ** проводится не реже 1 раза в 2 года согласно требованиям пп. 1-3 табл. 25.4 РД (пробивное напряжение, кислотное число, температура вспышки в закрытом тигле и влагосодержание) и не реже 1 раза в 4 года согласно требованиям пп. 1-9 табл. 25.4 с учетом требований разд. 25.3.1 и 25.3.2 РД [19].

На основании полученных результатов лабораторных испытаний масла определяют области его эксплуатации:

- область "нормального состояния масла", когда состояние качества масла гарантирует надежную работу электрооборудования и при этом достаточно сокращенный анализа;

- область "риска", когда ухудшение даже одного показателя качества масла приводит к снижению надежности работы электрооборудования и требуется более учащенный и расширенный контроль для прогнозирования срока его службы и (или) принятия специальных мер по восстановлению эксплуатационных свойств масла с целью предотвращения его замены и вывода электрооборудования в ремонт.

Согласно современным тенденциям эксплуатации на смену периодическому контролю состояния оборудования приходит непрерывный контроль, осуществляемый не дожидаясь перехода состояния масла в область «риска».

Для дальнейшего изложения вопроса введём понятия «диагностика», «диагностирование» и «мониторинг».

Диагностика – комплекс программно-инструментальных и организационных мероприятий по определению технического состояния объекта.

Диагностирование – процесс определения технического состояния оборудования с поиском места и причин возникновения дефекта и вероятностным прогнозом дальнейшей работоспособности оборудования.

Приоритетная форма диагностирования – **мониторинг** – непрерывный контроль параметров объекта с применением автоматизированных систем, обеспечивающих сбор, хранение и обработку информации в режиме реального времени с оценкой состояния оборудования.

Целью работы систем мониторинга является:

- предупреждение возникновения аварийных процессов из-за внутренних дефектов оборудования и принятие мер, исключающих неконтролируемое развитие дефектов;

- контроль ретроспективной информации о техническом состоянии оборудования;

- прогнозирование и моделирование нагрузочной способности и остаточного ресурса оборудования;

- повышение электробезопасности оперативного персонала, снижение человеческого фактора в процессе сбора обработки и формировании результатов диагностики.

Согласно [16] техническое диагностирование и мониторинг электросетевого оборудования в современных условиях должны проводиться в основном под рабочим напряжением без вывода оборудования из работы.

Задачи исследований

Для достижения заявленной цели необходимо:

- исследовать имеющиеся системы мониторинга, применяемые для оценки состояния систем мониторинга мощностью 10 МВА и более;

- обосновать критерии выбора составляющих систем мониторинга, использующие химический и хроматографический анализы трансформаторного масла;

- предложить к использованию возможные системы мониторинга для трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 10-63 МВА;

- обосновать экономическую целесообразность внедрения данных систем.

2 ХРОМАТОГРАФИЧЕСКИЙ И ХИМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА

2.1 Хроматографический анализ трансформаторного масла

2.1.1 Определение

Хроматографический анализ растворенных в масле газов производится в соответствии с методикой «Методические указания по подготовке и проведению хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов (ХАРГ)» (РД 34.46.303-98), обеспечивающей определение концентраций следующих газов, растворенных в масле: водорода (H_2), метана (CH_4), ацетилена (C_2H_2), этилена (C_2H_4), этана (C_2H_6), оксида углерода (CO), диоксида углерода (CO_2) [18].

2.1.2 Дефекты, обнаруживаемые в трансформаторах с помощью АРГ

Можно выделить две группы дефектов, обнаруживаемых в силовых трансформаторах с помощью хроматографического анализа газов [17]:

- перегревы токоведущих соединений и элементов конструкции остова;
- электрические разряды в масле.

Рассмотрим подробнее первую группу, связанную с перегревом токоведущих соединений и элементов конструкции остова. Характерными газами в данном случае являются H_2 , C_4H_4 и C_2H_2 . Наличие C_4H_4 говорит о нагреве масла и бумажно-масляной изоляции выше $600^\circ C$, а газа C_2H_2 – о перегреве масла, вызванном дуговым разрядом.

Если говорить о второй группе, связанной с электрическими разрядами в масле, можно разделить электрические разряды в масле на разряды большой и малой мощности.

При частичных разрядах основным газом является H_2 , а характерными газами с малым содержанием – CH_4 и C_2H_2 . При искровых и дуговых разрядах основными газами являются H_2 или C_2H_2 ; характерными газами с любым содержанием – CH_4 и C_2H_4 .

Превышение граничных концентраций CO и CO_2 может свидетельствовать об ускоренном старении и/или увлажнении твердой изоляции. При перегревах твердой изоляции основным газом является диоксид углерода.

Определение основного и характерных газов по результатам хроматографического анализа растворенных в масле газов производится путем расчета относительных концентраций газов (a_i) по формуле (2.1) [17]:

$$a_i = A_i / A_{гр_i}, \quad (2.1)$$

где a_i - относительная концентрация i -го газа;

A_i - измеренное значение концентрации i -го газа, %об;

$A_{гр_i}$ - граничная концентрация i -го газа, %об.

По расчетным относительным концентрациям максимальное значение $a_{\max i}$ соответствует основному газу (кроме CO_2 ; CO_2 - основной газ, если $\text{CO}_2 > 1$):

- $a_i > 1$ - характерный газ с высоким содержанием;
- $0,1 < a_i < 1$ - характерный газ с малым содержанием;
- $a_i < 0,1$ - нехарактерный газ.

2.1.3 Определение вида и характера развивающегося дефекта по критериям отношений концентраций пар газов

Вид развивающихся в трансформаторах дефектов (тепловой или электрический) можно ориентировочно определить по отношению концентраций пар из четырех газов: H_2 , CH_4 , C_2H_2 и C_2H_4 [17].

Условия прогнозирования «разряда»:

$$\frac{\text{C}_2\text{H}_2}{\text{C}_2\text{H}_4} \geq 0,1 \text{ и } \frac{\text{CH}_4}{\text{H}_2} \leq 0,5 \quad (2.2)$$

Условия прогнозирования «перегрева»:

$$\frac{\text{C}_2\text{H}_2}{\text{C}_2\text{H}_4} < 0,1 \text{ и } \frac{\text{CH}_4}{\text{H}_2} > 0,5 \quad (2.3)$$

Если при этом концентрация $\text{CO} < 0,05$ %об, то прогнозируется «перегрев масла», а если концентрация $\text{CO} > 0,05$ %об - «перегрев твердой изоляции».

Условия прогнозирования «перегрева» и «разряда»:

$$\frac{\text{C}_2\text{H}_2}{\text{C}_2\text{H}_4} \geq 0,1 \text{ и } \frac{\text{CH}_4}{\text{H}_2} > 0,5 \quad (2.4)$$

или

$$\frac{\text{C}_2\text{H}_2}{\text{C}_2\text{H}_4} < 0,1 \text{ и } \frac{\text{CH}_4}{\text{H}_2} \leq 0,5 \quad (2.5)$$

Характер развивающихся в трансформаторах дефектов определяется согласно таблице 2.1 по отношению концентраций пар из пяти газов: H_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 и C_2H_6 .

Отношение CO_2/CO дополнительно уточняет характер дефектов, приведенных в таблице 2.1:

- если повреждением не затронута твердая изоляция, то

$$5 \leq \text{CO}_2/\text{CO} \leq 13. \quad (2.6)$$

- если повреждением затронута твердая изоляция, то

$$\text{CO}_2/\text{CO} < 5 \text{ или } \text{CO}_2/\text{CO} > 13. \quad (2.7)$$

Таблица 2.1 – Определение характера дефекта в трансформаторе по отношению концентраций пар газов

Характер прогнозируемого дефекта	Отношение концентраций характерных газов			Типичные примеры
	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	
1 Нормально	< 0,1	0,1-1	≤ 1	Нормальное старение
2 Частичные разряды с низкой плотностью энергии	< 0,1	< 0,1	≤ 1	Разряды в заполненных газом полостях, образовавшихся вследствие не полной пропитки или влажности изоляции.
3 Частичные разряды с высокой плотностью энергии	0,1-3	< 0,1	< 1	То же, что и в п. 2, но ведет к оставлению следа или пробоем твердой изоляции.
4 Разряды малой мощности	> 0,1	0,1-1	1-3	Непрерывное искрение в масле между соединениями различных потенциалов или плавающего потенциала. Пробой масла между твердыми материалами.
5 Разряды большой мощности	0,1-3	0,1-1	≥ 3	Дуговые разряды; искрение, пробой масла между обмотками или катушками или между катушками на землю.
6 Термический дефект низкой температуры (< 150 °С)	< 0,1	0,1-1	1-3	Перегрев изолированного проводника.
7 Термический дефект в диапазоне низких температур (150-300 °С)	< 0,1	≥ 1	< 1	Местный перегрев сердечника из-за концентрации потока. Возрастание температуры «горячей точки».
8 Термический дефект в диапазоне средних температур (300-700 °С)	< 0,1	≥ 1	1-3	То же, что и в п. 7, но при дальнейшем повышении температуры «горячей точки».
9 Термический дефект высокой температуры (>700 °С)	< 0,1	≥ 1	≥ 3	Горячая точка в сердечнике; перегрев меди из-за вихревых токов, плохих контактов; циркулирующие токи в сердечнике или баке.

2.1.4 Периодичность контроля

Хроматографический контроль должен осуществляться в следующие сроки:

- трансформаторы напряжением 110 кВ мощностью менее 60 МВА и блочные трансформаторы собственных нужд - через 6 мес. после включения и далее не реже 1 раза в 6 мес.;

- трансформаторы напряжением 110 кВ мощностью 60 МВА и более, а также все трансформаторы 220-500 кВ в течение первых суток, через 1, 3 и 6 мес. после включения и далее - не реже 1 раза в 6 мес.

- трансформаторы напряжением 750 кВ - в течение первых суток, через 2 недели, 1, 3 и 6 месяцев после включения и далее - не реже 1 раза в 6 мес [17].

В случае выявления дефекта ($A_i > A_{гр_i}$ и/или $V_{отн_i} > 10\%$ в мес.) необходимо выполнить 2-3 повторных анализа растворенных газов для подтверждения вида и характера дефекта и принятия решения о дальнейшей эксплуатации трансформатора и/или выводе его из работы.

Минимальное время повторного отбора пробы масла ($T_{1д}$) для проведения анализа можно рассчитать по формуле:

$$T_{1д} = \frac{\beta M_{A_i}}{V_{абс_i}} \quad (2.8)$$

2.1.5 Треугольник Дюваля

Существуют различные способы интерпретации первичной информации, полученной по результатам АРГ. Наиболее распространенным способом анализа концентраций растворенных газов является применение треугольника Дюваля, названного так по имени его разработчика. Одно из «последних» представлений треугольника Дюваля, которых в технической литературе присутствует достаточно много, приведено на рисунке 2.1 [21].

Основное внимание в треугольнике Дюваля уделено трем газам - метану (CH_4), ацетилену (C_2H_2) и этилену (C_2H_4). Каждый из этих газов откладывается по своей оси в размерности от нуля до ста процентов.

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

«D1» – зона частичных разрядов низкой энергии.

«D2» – зона частичных разрядов высокой энергии.

«Т1» – зона термического дефекта с температурой менее 300 градусов.

«Т2» – зона термического дефекта с температурой 300 - 700 градусов.

«Т3» – зона термического дефекта с температурой свыше 700 градусов.

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

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

Дюваля. Это направление достаточно точно показывает, чего следует ожидать на конечных фазах развития выявленного внутри бака трансформатора дефекта.

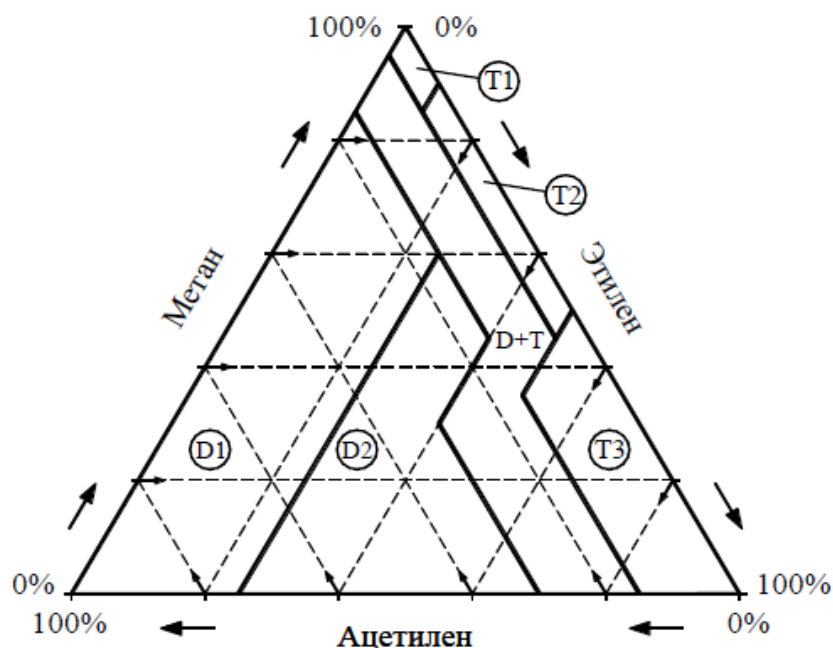


Рисунок 2.1 - Диагностика типа дефекта в силовых трансформаторах по сочетаниям растворенных газов с использованием треугольника Дюваля

2.2 Химический анализ трансформаторного масла

Согласно РД 34.43.105-89 «Методические указания по эксплуатации трансформаторных масел» предъявляются следующие требования к качеству эксплуатационных трансформаторных масел в зависимости от типа оборудования, класса напряжения и мощности, методы испытания и меры, принимаемые в случае превышения предельно допустимых значений некоторых показателей качества масел (приведены в таблице 2.2) [18].

В процессе эксплуатации трансформаторного масла выполняется сокращенный анализ масла, при необходимости выполняются различные испытания масла, входящие в объем полного анализа (помимо сокращенного анализа).

Объем эксплуатационного контроля включает в себя сокращенный или полный анализ масла.

Сокращенный анализ масла включает определение следующих показателей качества:

- внешнего вида и цвета;
- наличия механических примесей и свободной воды (визуальное); пробивного напряжения;
- кислотного числа;
- температуры вспышки;

- реакции водной вытяжки (количественное определение содержания водорастворимых кислот выполняется при кислой реакции водной вытяжки).

Таблица 2.2 – Требования к качеству эксплуатационных трансформаторных масел

Показатель качества масла	Наименование нормативно-технического документа	Место проведения испытания (П - производство, Л – лаборатория)	Группа оборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла
1	2	3	4	5
1 Пробивное напряжение, кВ	ГОСТ 6581-75	П и Л	Трансформаторы, аппараты, вводы напряжением: от 60 кВ до 150 кВ вкл. от 220 кВ до 500 кВ вкл.	35 45
2 Содержание механических примесей, % массы (г/т) - визуально	- РТМ 34-70-653-83	П Л	Электрооборудование до 750 кВ вкл. Силовые трансформаторы 1150 кВ вкл.	Отсутствие 0,0015 (15)
3 Кислотное число, мг КОН/г масла	ГОСТ 5985-79	П и Л	Силовые трансформаторы свыше 630 кВ·А, измерительные трансформаторы 110 кВ и выше, маслонаполненные вводы	0,1 0,25
4 Содержание водорастворимых кислот, мг КОН/г масла	Приложение 1 методических указаний	П и Л	Тоже	0,014 (0,03 для негерметичных вводов до 500 кВ вкл.)
5 Температура вспышки в закрытом тигле (ТВЗТ), °С	ГОСТ 6356-75	П и Л	Силовые трансформаторы выше 530 кВ·А, измерительные трансформаторы 110 кВ и выше, маслонаполненные вводы	Снижение не более чем на 6 °С в сравнении с предыдущим анализом
6. Тангенс угла диэлектрических потерь, %, при 90 °С	ГОСТ 6581-75	Л	Силовые, измерительные трансформаторы, вводы напряжением: 110 - 150 кВ вкл. 220 - 500 кВ вкл.	

Продолжение таблицы 2.4

1	2	3	4	5
7. Влагосодержание, % массы (г/г)	ГОСТ 7822-75 ГОСТ 1547-84	Л П	Для трансформаторов с азотной и пленочной защитой. Для трансформаторов без специальных средств защиты с системой охлаждения М и Д	0,002 (20) Отсутствие (Качественно)
8. Газосодержание, % объема	Инструкция завода-изготовителя оборудования	П и Л	Для трансформаторов с пленочной защитой	2

Как правило, при нормальной эксплуатации, когда показатели качества эксплуатационного масла не приближаются к предельно допустимым значениям и не наблюдается ухудшение характеристик твердой изоляции, сокращенного анализа достаточно для контроля состояния масла и прогнозирования срока службы масла.

Полный анализ масла помимо испытаний, входящих в объем сокращенного анализа, включает определение следующих показателей:

- тангенса угла диэлектрических потерь при 90 °С (при необходимости также и при других температурах, например, при 20 и 70 °С);
- количественного содержания механических примесей;
- количественного содержания воды;
- газосодержания;
- наличия растворенного шлама (потенциального осадка);
- содержания антиокислительной присадки ионов;
- стабильности против окисления.

Полный анализ эксплуатационного масла следует производить при приближении одного или нескольких показателей качества масла к предельно допустимому значению, а также при ухудшении характеристик твердой изоляции и (или) интенсивном старении масла, с целью определения причин данных процессов. Полный анализ позволяет более достоверно прогнозировать дальнейший срок службы эксплуатационного масла, выявлять причины загрязнения и правильно выбрать необходимые мероприятия по восстановлению его эксплуатационных свойств.

2.3 Устройства, используемые для хроматографического и химического анализа трансформаторного масла

Примеры основного оборудования для анализа состава масла [22]:

1 Влагомер (рисунок 2.2) — предназначен для измерения массовой доли влаги в трансформаторном масле.



Рисунок 2.2 – Влагомер

2 Измеритель объемной доли газов (рисунок 2.3) — предназначен для измерений объемной доли газов, растворенных в трансформаторном масле.



Рисунок 2.3 – Измеритель объемной доли газов

3 Измеритель диэлектрических параметров трансформаторного масла (рисунок 2.4) — предназначен для измерений относительной диэлектрической проницаемости и тангенса угла диэлектрических потерь трансформаторного масла.



Рисунок 2.4 – Измеритель диэлектрических параметров масла

4 Автоматический тестер трансформаторного масла (рисунок 2.5) — используется для измерения электрической прочности электроизоляционных

жидкостей на пробой. Напряжение пробоя отражает степень загрязненности жидкости различными примесями.



Рисунок 2.5 – Тестер трансформаторного масла

5 Система мониторинга параметров трансформатора (рисунок 2.6): мониторинг содержания газов и влаги в трансформаторном масле — контроль на работающем трансформаторе осуществляется непрерывно, запись данных осуществляется с заданной периодичностью во внутреннюю память или отсылается диспетчеру.



Рисунок 2.6 – Система мониторинга параметров трансформатора

6 Диагностика изоляции трансформаторов (рисунок 2.7): определение старения или содержания влаги в изоляции трансформаторов.



Рисунок 2.7 – Диагностика изоляции трансформаторов

7 Автоматический измеритель влагосодержания (рисунок 2.8) — позволяет определять содержание воды в микрограммовом диапазоне.



Рисунок 2.8 – Автоматический измеритель влагосодержания

Выводы по разделу 2

1 В разделе рассмотрен хроматографический и химический анализ трансформаторного масла.

2 Определены качественные и количественные характеристики показателей хроматографического и химического анализа трансформаторного масла, характеризующие различные виды возникающих повреждений силового трансформатора.

3 Рассмотрены средства диагностики и мониторинга, использующие хроматографический и химический анализы трансформаторного масла для определения состояния силового трансформатора.

3 РАЗРАБОТКА И ПРИМЕНЕНИЕ СРЕДСТВ МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

3.1 Датчики, применяемые в системах мониторинга растворенных в масле газов

Наиболее часто в системах мониторинга растворенных в масле газов используются различные датчики, настроенные на определение концентрации одного или нескольких газов. Эти датчики достаточно просты, но чаще всего не являются универсальными, т.к. выявляют наличие одного, двух или суммы газов [21].

Наиболее распространенными типами таких датчиков являются:

- Каталитические датчики. Действие этого типа датчика основано на том, что при прохождении (горючего) газа по поверхности катализатора возникает горение, и выделяющееся тепло повышает температуру чувствительного элемента. Это ведет к изменению сопротивления платиновой катушки (термометра сопротивления), которое можно измерить. Изменение сопротивления находится в прямой зависимости от концентрации газа в окружающей среде, его можно отобразить на измерительном инструменте или индикаторе.

- Электрохимические датчики. Существуют многочисленные коммерческие разработки электрохимической ячейки. В зависимости от конкретной ячейки в ней происходит окисление газа у поверхности рабочего электрода. Эта реакция меняет потенциал рабочего электрода по сравнению с контрольным электродом. Для верного функционирования всех электрохимических ячеек требуется минимальная концентрация кислорода, что делает их непригодными для определения случаев мониторинга процесса.

- Инфракрасные датчики. Полосы поглощения многих горючих газов находятся в инфракрасном диапазоне электромагнитного спектра света, и принцип поглощения в инфракрасной области уже многие годы используется в качестве лабораторных аналитических средств. Однако с 80-х годов достижения в области электроники и оптики позволили разрабатывать маломощное и компактное оборудование и использовать эту технику для промышленных детекторов газа. Эти датчики обладают целым рядом важных преимуществ по сравнению с датчиками каталитического типа. Например, они характеризуются очень высокой скоростью отклика (обычно менее 10 секунд), низкими эксплуатационными расходами и упрощенным контролем благодаря функции самодиагностики современного оборудования с микропроцессорным управлением. Действие этой техники основано на принципе поглощения двух длин волн в инфракрасном диапазоне, когда свет проходит через смесь образца с двумя длинами волны, одна из которой устанавливается на пик поглощения определяемого газа, а другая нет. Два источника света пульсируют альтернативно друг другу, направляя свет по обычному оптическому тракту, чтобы он вышел через «окно» и затем прошел

сквозь газ образца. Пучки лучей затем отражаются отражателем и опять возвращаются через образец в прибор. Теперь детектор сравнивает величину сигнала лучей образца и эталона и путем вычитания определяет концентрацию газа.

- Полупроводниковые датчики. Датчики, изготовленные из полупроводниковых материалов, приобрели значительную популярность в конце 80-х годов прошлого века и одновременно стали использоваться в качестве универсальных недорогих газовых детекторов. Как и у каталитических датчиков, их действие основано на свойствах поглощения газа поверхностью нагретого оксида. Это тонкая пленка окиси металла (обычно оксиды переходных или тяжелых металлов, таких как олово) на кремниевой пластине, для размещения которой используются те же процессы, что и при изготовлении компьютерных микросхем. Поглощение простого газа поверхностью оксида газа образца с последующим каталитическим окислением ведет к изменению электрического сопротивления оксидного материала и может быть соотнесено с концентрацией газа образца.

Ниже дадим краткую информацию о наиболее часто используемых системах мониторинга растворенных газов. Стоит отметить, что фирмы-изготовители не обозначают в своих технических описаниях используемый тип датчика.

Обзор начнем с описания технических особенностей прибора марки Calisto производства канадской фирмы Morgan Schaffler (рисунок 3.1). В линейке продукции фирмы приборы разнятся по своей информативности: Calisto (водород), Calisto2 (водород, угарный газ), Calisto 5 (водород, угарный газ, метан, ацетилен, этилен) и Calisto 9 (к предыдущим добавляются этан, углекислый газ, кислород, азот и возможно измерение растворенного элегаза). Дополнительной функцией является контроль влагосодержания в масле трансформатора.



Рисунок 3.1 – Прибор марки Calisto 5

Далее рассмотрим прибор марки Hydran M2, выпускаемый фирмой GE Energy (рисунок 3.2). Данный прибор предназначен для контроля наличия в

масле четырех газов: водорода (основной опасный газ), угарного газа (при перегреве бумаги), ацетилен (в результате дуговых разрядов) и этилена (признак перегрева масла).



Рисунок 3.2 – Прибор марки Hydran M2

В отличие от прибора Calisto, для монтажа которого необходимо подключение к баку трансформатора в двух местах для забора и сброса обратно масла, установка прибора Hydran M2 производится на один общий патрубок диаметром 1,5 дюйма, установленный на баке трансформатора. Такой патрубок может быть смонтирован в любом месте бака трансформатора.

Датчик газа с топливным элементом расположен позади газопроницаемой мембраны, контактирующей с трансформаторным изолирующим маслом, протекающим в наполненном коллекторе. Датчик влажности – тонкопленочный емкостный датчик, погруженный в минеральное изолирующее масло, находящееся в заполненном коллекторе.

Целую серию приборов мониторинга растворенных газов под общим названием HYDROCAL выпускает швейцарская фирма MTE. Для примера на рисунке 3.3 приведен внешний вид прибора HYDROCAL 1003, предназначенный для мониторинга водорода, угарного газа и влажностного содержания.

Принцип действия анализатора – электромеханический (мембрана для фильтрации газов). В состав измерительного блока входят: тонкопленочный датчик для измерения влажности масла, металл-оксидный датчик на основе диоксида олова (SnO_2) для водорода и электрохимический датчик для монооксида углерода.

Принцип действия тонкопленочного датчика для измерения влажности масла основан на изменении электрической емкости конденсатора. Пространство между пластинами конденсатора заполнено диэлектрическим материалом, сформированным на основе гигроскопической полимерной пленки. Емкость такого датчика прямо пропорциональна содержанию воды в исследуемой среде.

Принцип действия металл-оксидных датчиков основан на свойстве некоторых оксидов металлов в присутствии водорода менять свои электрические характеристики. При нагреве кристаллов SnO_2 до определенной температуры поверхность кристаллов начинает адсорбировать атомы кислорода, в результате чего поверхность кристаллов становится

заряженной, что уменьшает ток электронов. При последующем воздействии на поверхность детектора водородом происходит снижение ее потенциала, что значительно повышает проводимость кристалла.

Принцип действия электрохимического датчика для монооксида углерода основан на явлении протекания специфичной химической реакции преобразования монооксида углерода в диоксид углерода в электрохимической ячейке, представляющей собой емкость с раствором кислотного электролита с электродами. При реакции в растворе электролита между электродами возникает электрический ток, сила которого пропорциональна концентрации монооксида углерода в пробе. Электрический датчик обрабатывает возникающий электрический сигнал.

Прибор HYDROCAL 1003 устанавливается на Т-образном вентиле, при возврате масла из системы охлаждения (на сливном кране бака трансформатора).

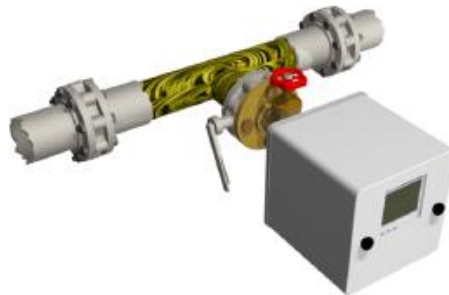


Рисунок 3.3 – Установка прибора HYDROCAL 1003

Приборы контроля растворенных в масле газов, работающие на фотоакустическом принципе. Выпуском приборов измерения концентрации растворенных в масле газов, работающих на фотоакустическом принципе, занимается фирма KELMAN.

Принцип действия прибора заключается в том, что при облучении смеси газов импульсами света определенной длины возникают пульсации, которые регистрируются датчиками вибрации. Каждому конкретному газу с высокой точностью однозначно соответствует определенная длина волны света.

Принципиальная схема работы измерительной ячейки фотоакустического анализатора газов приведена на рисунке 3.5. В измерительную камеру прибора поступает смесь газов, выделенная из пробы масла путем барботирования, т.е. при прокачке определенного объема воздуха.

На пути потока света от лампы с отражателем расположены два диска, которые могут вращаться. Один диск содержит в себе набор светофильтров, соответствующих тем газам, наличие и концентрацию которых предполагается контролировать. Второй диск имеет несколько отверстий, расположенных по окружности, которые при вращении этого диска создают прерывистый поток света.

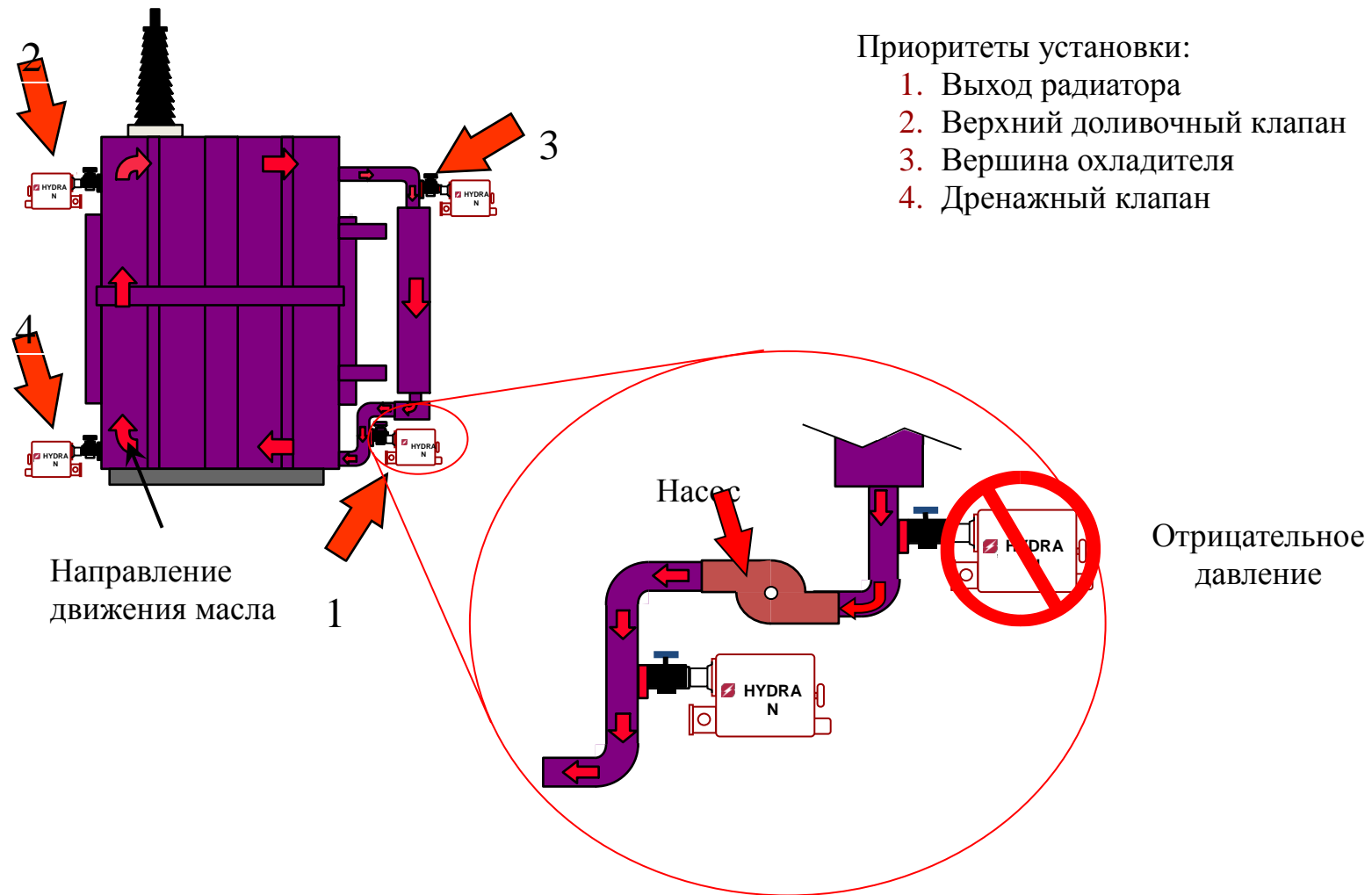


Рисунок 3.4 – Установка прибора Hydram M2

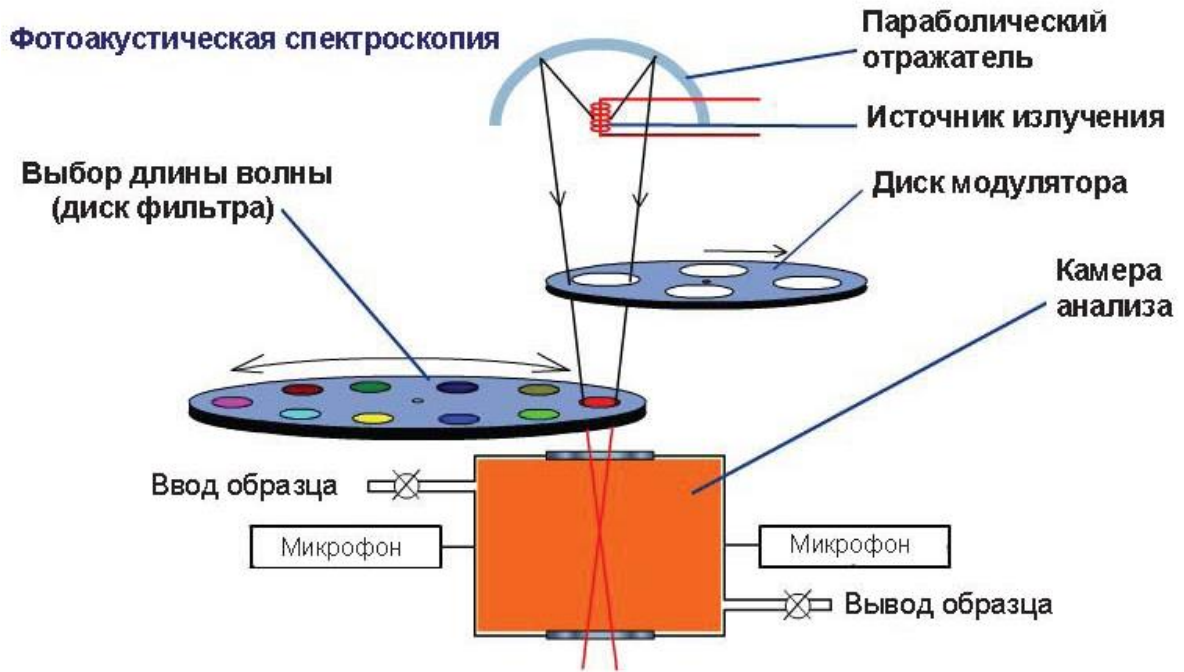


Рисунок 3.5 – Принципиальная схема работы фотоакустической ячейки

Фотоакустическая ячейка работает следующим образом. Поворотом левого диска предварительно выбирается светофильтр, соответствующий газу, концентрацию которого необходимо определить. Далее правый диск с отверстиями приводится во вращение, в результате чего камера с газом начинает облучаться импульсами света, имеющего заданную длину волны. Под действием этих импульсов молекулы контролируемого газа начинают колебаться. Эти колебания регистрируются при помощи датчиков вибрации, расположенных на двух сторонах измерительной ячейки. Чем выше концентрация контролируемого газа, тем выше интенсивность колебательных процессов в измерительной ячейке, и тем выше амплитуда сигнала на выходе датчиков вибрации. Сразу становится очевидным основное преимущество акустических приборов – добавление в линейку диагностируемых газов еще одного газа требует только установки в стандартную измерительную ячейку еще одного светофильтра, соответствующего контролируемому газу. Больше ничего делать не нужно, естественно, кроме процедуры калибровки чувствительно измерительной системы на этот газ.

В приборах фирмы KELMAN установлена практически одинаковая фотоакустическая измерительная ячейка, а все отличия приборов заключаются в количестве используемых светофильтров и реализованном способе извлечения газовой смеси из пробы трансформаторного масла.

Наиболее распространены следующие диагностические системы: TRANSFIX (анализ 9 газов и влагосодержания) и MINITRANS (анализ водорода, угарного газа и ацетилена, влагосодержания).



Рисунок 3.6 – Внешний вид прибора MINITRANS производства фирмы KELMAN

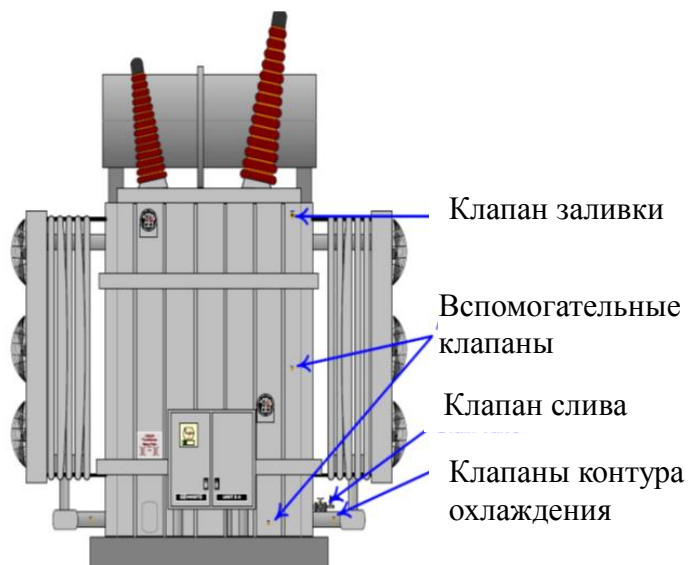


Рисунок 3.7 – Возможные места использования клапанов для прибора MINITRANS

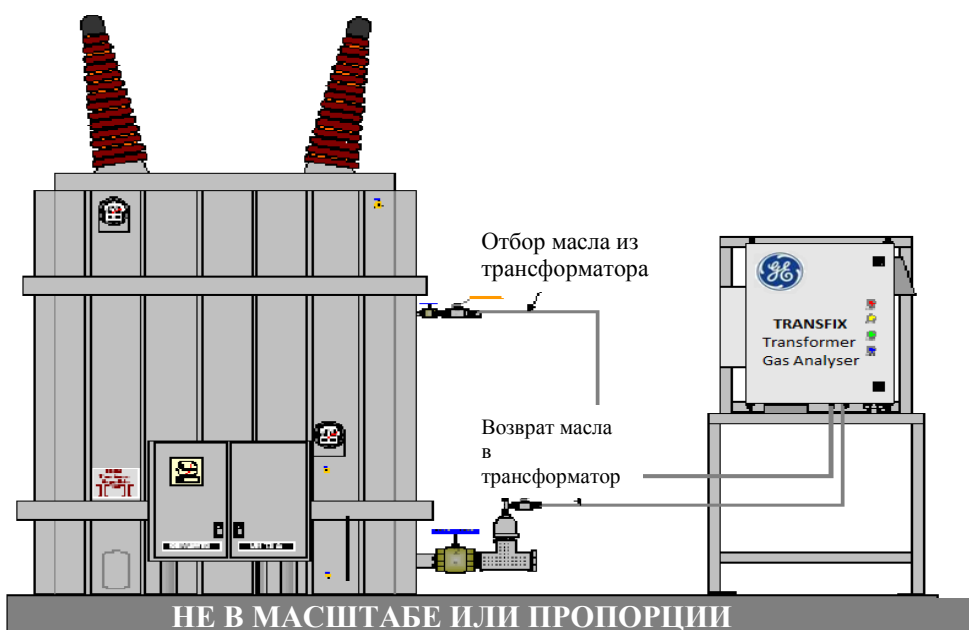
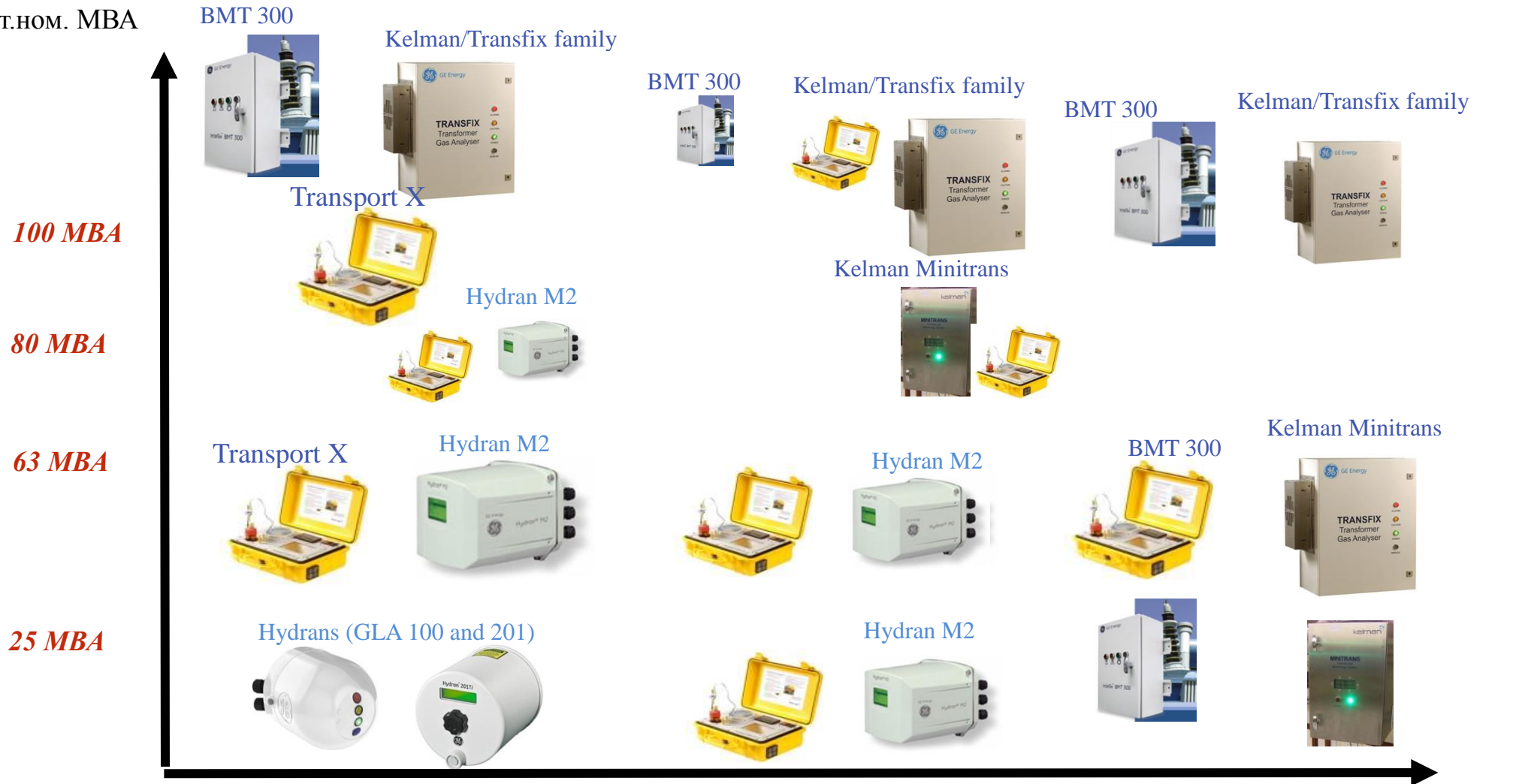


Рисунок 3.8 – Упрощенная схема установки прибора MINITRANS

Ст.ном. MBA



Важность последствия отключения/
Стоимость актива

Рисунок 3.9 – Выбор датчиков в зависимости от мощности трансформатора и ответственности потребителя

3.2 Интегрированные подсистемы мониторинга растворенных в масле газов в общую систему мониторинга состояния силового трансформатора

Системы мониторинга силовых трансформаторов, представленные на мировом рынке, производятся большим количеством различных фирм как известных и больших грандов, так и небольших фирм, активно развивающих инновационные проекты.

3.2.1 Комплексная система мониторинга силового трансформатора производства GE Energy

Начнем рассмотрение с обзора продукции, выпускаемой подразделением GE Energy всемирно известной фирмы General Electric. Здесь можно выделить два основных направления: производство средств контроля влагосодержания и растворенных газов в трансформаторном масле и производство средств комплексной диагностики силовых трансформаторов.

Фирмой выпускается обширный набор эффективных систем контроля параметров масле: TRANSFIX, MINITRANS производства фирмы KELMAN, входящей в состав GE Energy, работающие на фотоакустическом принципе; различные модификации приборов серии HYDRAN, а также система начального уровня марки GLA 100, использующие для своей работы газопроницаемые мембраны различных модификаций [21].

Далее рассмотрим системы мониторинга и диагностики высоковольтного трансформаторного оборудования системы FARADAY, представленной компанией GE Energy. Эта система может обеспечить диагностический мониторинг маслонаполненного оборудования, используя встроенные математические модели выявлять в режиме on-line различные зарождающиеся повреждения (рисунок 3.10).

Эта система осуществляет комплексный мониторинг и интерактивную диагностику состояния при помощи набора датчиков, а также обладает возможностью легко интегрироваться в системы автоматизации подстанций и обеспечивать связь с другими интеллектуальными электронными устройствами.

Система FARADAY не является цельным и законченным продуктом, она представляет собой модифицируемый набор первичных датчиков и средств регистрации сигналов, объединенных в единое целое на верхнем информационном уровне. Например, для контроля состояния РПН используется система GE Harley LTC-MAP, для контроля состояния вводов используется система IDD производства фирмы Doble Engineering и т.д. Система позволяет осуществить сбор от 32 цифровых входов, 16 аналоговых входов (DC), 18 аналоговых входов (AC) и 8 цифровых выходов с реле на 10А.

Пакет встроенных диагностических программ системы FARADAY способен выполнять мониторинг и онлайнную диагностику, позволяя обнаружить большую часть самых распространенных аварийных ситуаций.

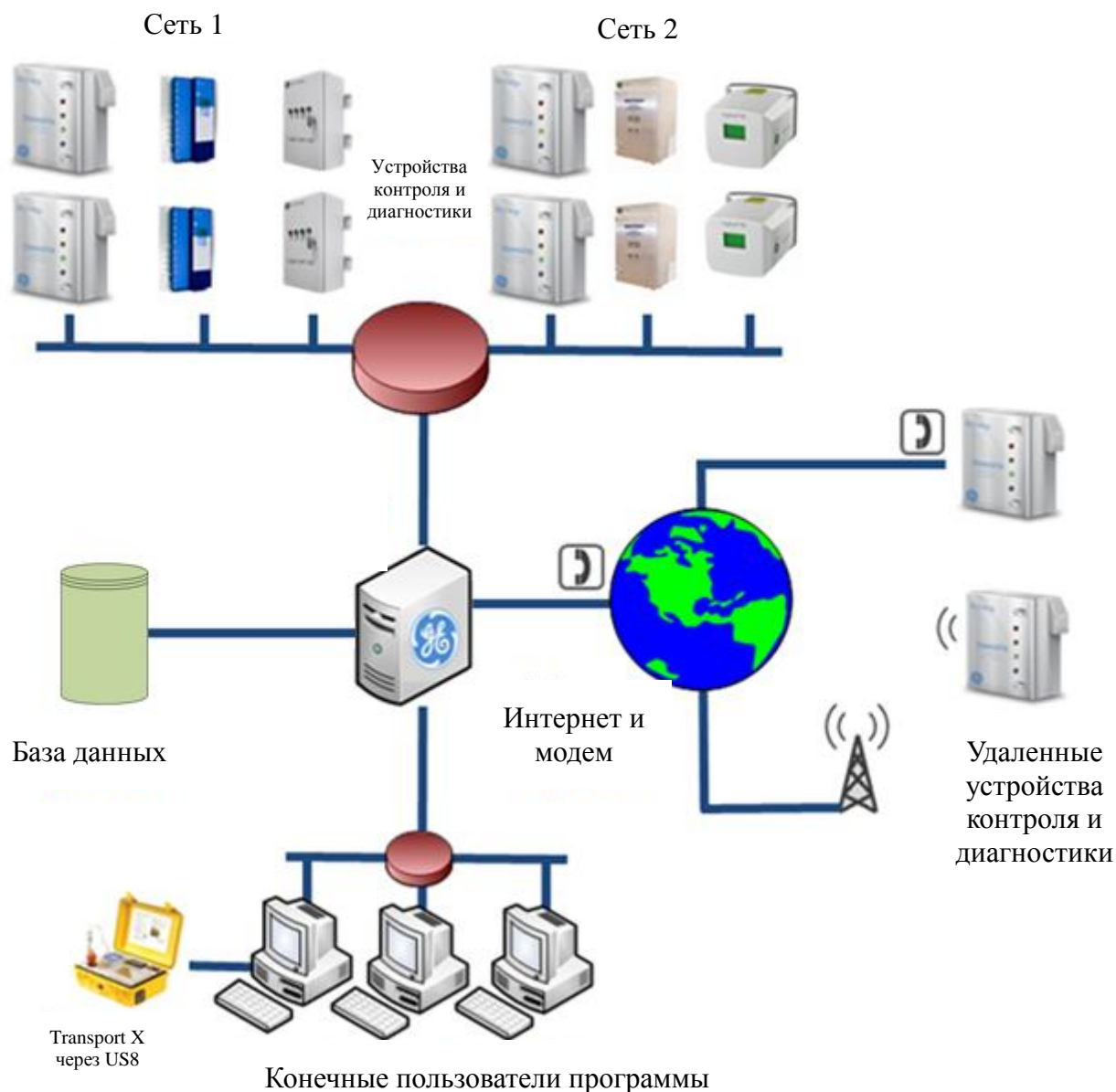
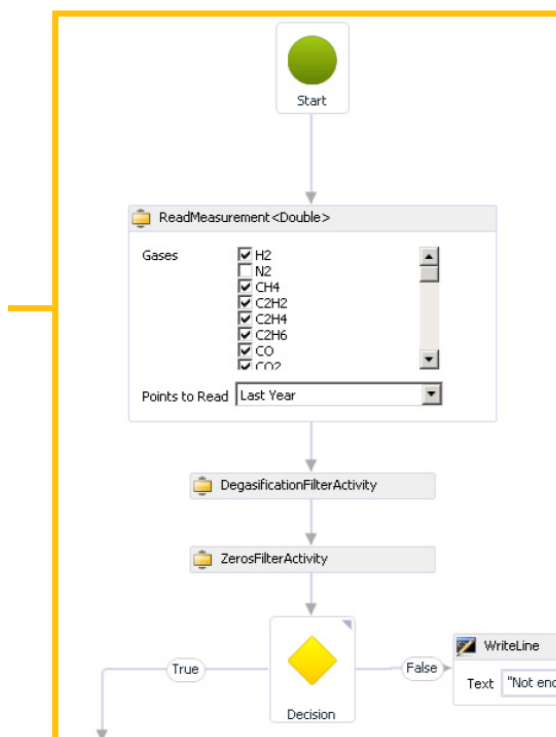


Рисунок 3.10 – Организация работы системы мониторинга производства GE

В системе используется программа Perception. Аналитические алгоритмы, используемые в программе, автоматически применяют всемирно признанные и высоко оцениваемые стандарты диагностики трансформаторов анализа данных о растворенных газах и влаге, полученных контролирующими устройствами GE (рисунок 3.11).

Применяемые стандарты:

IEEE C57.104, IEC 60422, CIGRE TB 227, а также научно-технические работы, представленные Cigre, МЭК и TechCon, и руководство GE по эксплуатации и экспертизе трансформаторов [23, 24, 26].



Algorithm workflow evaluation statements and decisions

Рисунок 3.11 – Программа Perception системы FARADAY GE Energy

3.2.2 Комплексная система мониторинга силового трансформатора производства АВВ

Фирма АВВ также активно занимается разработкой и внедрением систем диагностического мониторинга силовых трансформаторов. Традиционно сильная сторона стратегии диагностики, обслуживания и ремонтов ЭО корпорации АВВ – экономический аспект.

Фирмой АВВ поставляются две основные версии систем диагностического мониторинга трансформаторов – марка ТЕС (Transformer Electric Control), предназначенная только для новых трансформаторов производства АВВ (встраивается при изготовлении трансформатора), и марка АВВ Т-monitor Mid-Range, используемая для находящихся в эксплуатации трансформаторов, произведенных не только самой фирмой АВВ, но и другими компаниями-производителями трансформаторов. Дисплей шкафа системы мониторинга марки ТЕС приведен на рисунке 3.12.

При помощи первичных датчиков система мониторинга собирает информацию о растворенных газах, количестве растворенной влаги, температуре отдельных элементов трансформатора, о его нагрузке, о техническом состоянии РПН, о наличии частичных разрядов в изоляции трансформатора.

Данные с приборов измерения в системе ТЕС интерпретируются по особым алгоритмам. В традиционных системах мониторинга используются пороговые значения для определения уставок защиты. В данной модели

используются пороговые значения, изменяющиеся в зависимости от условий эксплуатации трансформатора.

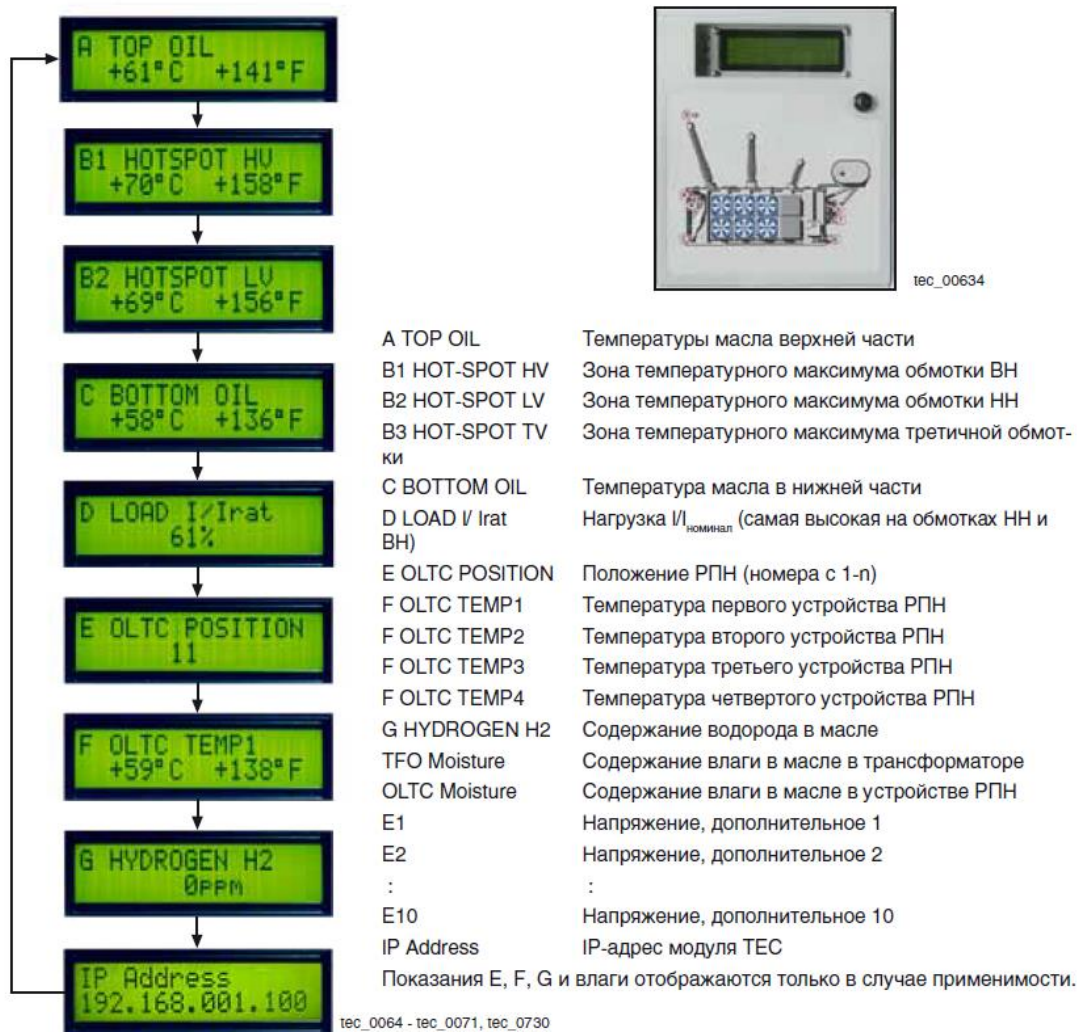


Рисунок 3.12 – Дисплей шкафа системы мониторинга марки ТЕС

При поставке устройства заказчик может сам принимать решения, используя результаты, предоставленные системой мониторинга, или же корпорация может обеспечить контакт на дистанционное наблюдение и отслеживать результаты вместе с ним. Кроме возможности оценки технического состояния трансформатора с помощью системы T-Monitor, АВВ предлагает осуществлять также независимую, более детальную оценку состояния трансформатора, выполняемую с учетом его важности в системе. Такая оценка позволяет индивидуально рассмотреть затраты на каждый трансформатор и оптимизировать использование группы трансформаторов. В результате заказчик получает информацию о состоянии трансформатора, надежности, степени риска в зависимости от приоритета и условий эксплуатации, а также рекомендации по ремонту, эксплуатации и инвестициям. Кроме того, он может не только корректировать параметры каждого трансформатора, но и перегруппировать их внутри энергосистемы в соответствии с их состоянием и приоритетом.

3.2.3 Комплексная система мониторинга силового трансформатора производства SIEMENS

Корпорация SIEMENS производит серию систем мониторинга и диагностики силовых трансформаторов под общим названием SITRAM (SIEMENS Transformer Monitoring). Эта система также выполнена на модульном уровне и позволяет проводить индивидуальную оценку технического состояния и диагностику дефектов. По информации фирмы, целевой функцией использования системы SITRAM+ является обеспечение безопасного режима эксплуатации маслонаполненных силовых трансформаторов высокого напряжения.

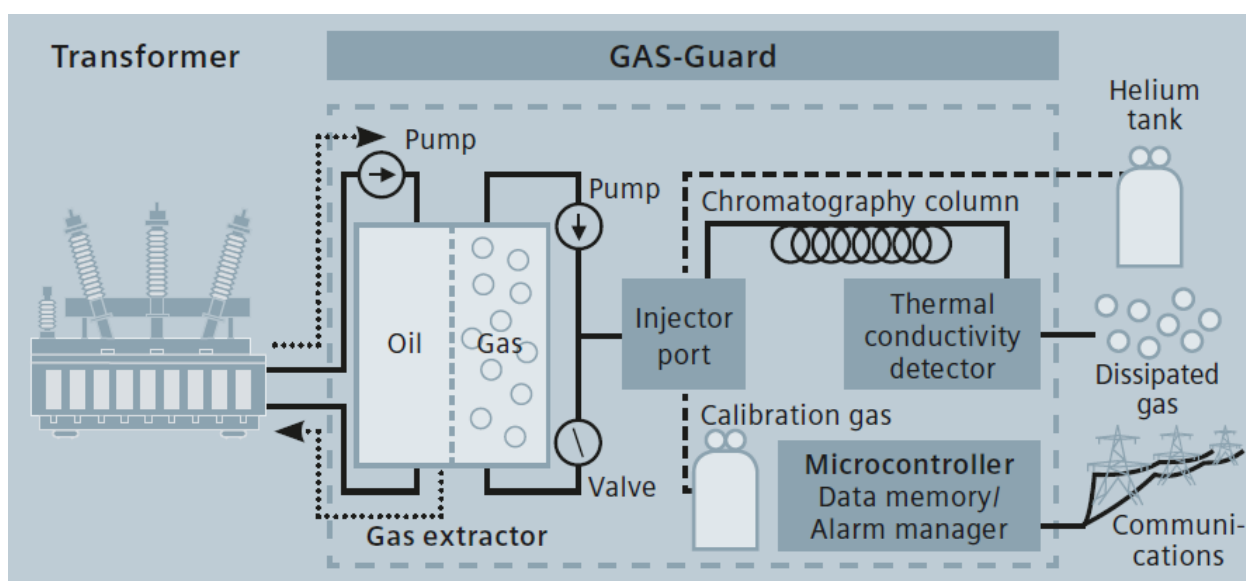


Рисунок 3.13 – Прибор GAS-Guard производства SIEMENS

Достоинством этой системы является её модульность, т.е. возможность подбора оптимального набора функций мониторинга в зависимости от типа и условий эксплуатации каждого конкретного трансформатора. Под модульностью в системе SITRAM понимаются два аспекта:

- возможность подключения в системе минимальной конфигурации по стандартным интерфейсам некоторого дополнительного набора первичных датчиков, предназначенного для измерения расширенного набора параметров контролируемого трансформатора;

- возможность подключения к одному рабочему месту первичной информации от нескольких различных трансформаторов до двадцати.

Для осуществления диагностических функций в состав системы мониторинга входит программное обеспечение SITRAD.

Конфигурация системы мониторинга SITRAM может быть различной – от самой простой, в которой реализуется только контроль общих параметров трансформатора, до самой расширенной, включающей в себя мониторинг параметров масла, контроль состояния высоковольтных вводов трансформатора, контроль устройства РПН, оценку технического состояния

вентиляторов и маслонасосов системы охлаждения. Наличие в пакете программ SITRAD (Diagnostic) набора диагностических моделей повышает эффективность управления эксплуатацией как всего трансформатора, так и его отдельных подсистем.

В системе SITRAM реализованы только наиболее простые диагностические модели, т.е. экспертная часть системы мониторинга достаточно небольшая. В значительной мере фирма компенсирует это использованием большой базы данных, информация из которой при определенных условиях доступна пользователям систем мониторинга SITRAM.

3.2.4 Комплексная система мониторинга силового трансформатора производства SERVERON

Фирма SERVERON хорошо известна на рынке средств мониторинга силовых трансформаторов. Основной продукцией фирмы в этом секторе являются приборы мониторинга силовых трансформаторов марки TM8 и TM3 (Transformer Monitoring).

В основе целевой функции, реализуемой в системах диагностики, выпускаемых фирмой SERVERON, лежит принцип анализа наличия и концентрации растворенных газов в масле бака.

Модель TM8 фирмы SERVERON предназначена для использования с критическими трансформаторами, находящимися под особым наблюдением (рисунок 3.14).



Рисунок 3.14 – Шкаф системы TM8 фирмы SERVERON

Модель предоставляет возможность проводить анализ технического состояния трансформатора на основе замеров восьми критичных дефектных газов. В ней производится анализ соотношения восьми видов растворенных газов, влаги в масле, температуры масла, температуры окружающей среды и величины нагрузки на трансформатор.

Модель системы мониторинга марки ТМЗ предназначена для использования с важными трансформаторами. Эта модель – единственная в своем роде система оповещения о состоянии трансформатора, предоставляющая точное распознавание наиболее критичных видов неисправностей трансформаторов. Она включает в себя анализ соотношения уровней трех дефектных газов (ацетилена, этилена, метана), влаги в масле, температуры масла и температуры окружающей среды с нагрузкой на трансформатор. Комбинация концентрация данных газов, нанесенная на треугольник Дюваля, дает возможность диагностировать тип возникшего дефекта.

Кроме того, фирма SERVERON предлагает в рамках работы своей консультативной службы по работе трансформаторов проводить оценку текущего технического состояния отдельного трансформатора в сравнении с остальными, находящимися в системе, посредством трехэтапного процесса оценки состояния. Эти этапы могут проводиться на одном трансформаторе или же в масштабах всего парка контролируемых трансформаторов, в зависимости от требуемого уровня необходимого анализа.

3.2.5 Комплексная система мониторинга силового трансформатора производства АСУ-ВЭИ

На отечественном рынке поставки и внедрения систем мониторинга трансформаторов активно работает фирма АСУ-ВЭИ, продукция которой в этом сегменте представлена системой мониторинга марки СУМТО (рисунок 3.15).

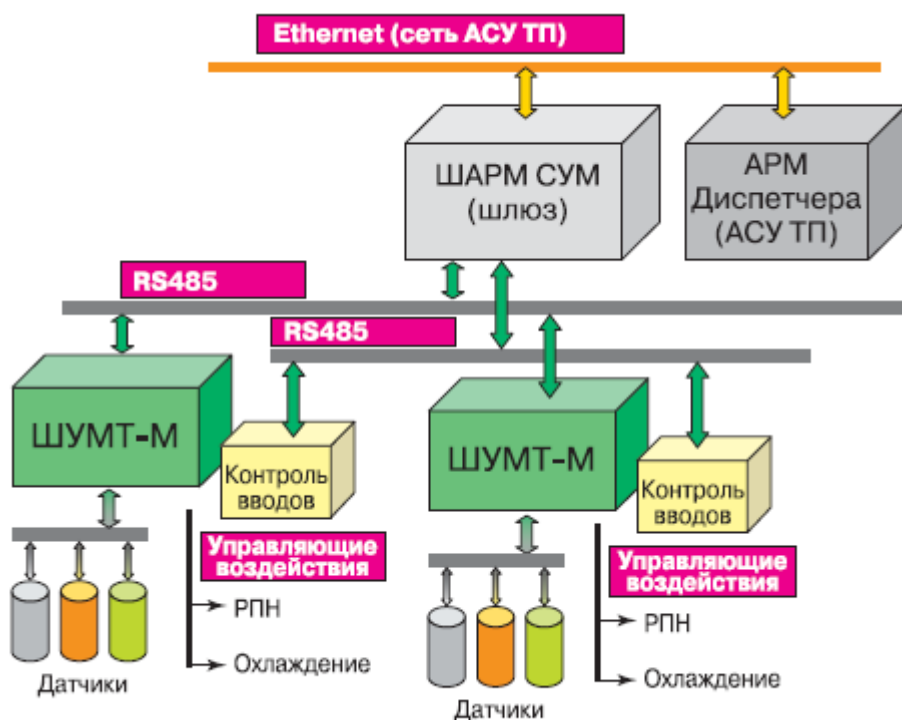


Рисунок 3.15 – Структура системы СУМТО производства АСУ-ВЭИ

Система СУМТО включает аналитические модели, обеспечивающие первичную обработку информации от датчиков в масштабе реального времени, формирование картины текущего состояния, а также прогнозирование остаточного ресурса контролируемых аппаратов. В основу аналитических моделей положены требования ГОСТов и документов МЭК, информация из открытых публикаций, а также результаты работы специалистов компании.

В системе мониторинга марки СУМТО реализованы следующие аналитические модели:

- расчет температуры наиболее нагретой точки обмотки трансформатора;
- определение степени и скорости старения изоляции трансформатора (расчет по температуре наиболее нагретой точки обмотки, влажности твердой изоляции и содержанию кислорода);
- контроль состояния изоляции высоковольтных вводов при помощи системы НКВВ;
- расчет содержания влаги в масле и твердой изоляции, анализ концентраций растворенных газов. Для этой цели в состав системы СУМТО включаются различные приборы контроля этих параметров по выбору заказчика;
- расчет пороговой температуры образования пузырьков и определение запаса по отношению к текущей температуре наиболее нагретой точки. Определение температуры возможной конденсации влаги на поверхности изоляции;
- контроль системы охлаждения и оценка эффективности ее работы.

Значения параметров, получаемые в результате работы встроенных в СУМТО аналитических моделей, выводятся на информационные экраны. При получении значений, превышающих граничные уровни, выдается предупредительная и аварийная сигнализация.

3.2.6 Комплексная система мониторинга силового трансформатора производства DIMRUS

Фирма DIMRUS специализируется на производстве средств диагностики высоковольтного оборудования в режимах online и offline. Не менее половины всего производимого фирмой диагностического оборудования предназначено для мониторинга и диагностики трансформаторного высоковольтного оборудования.

Рассмотрим структуру и функции системы TDM (Transformer Diagnostics Monitor), представляющее собой комплексное диагностическое решение.

Всего в состав системы может входить 14 различных диагностических модулей, причем модулей одного типа может быть несколько. Например, модулей контроля РПН для группового трансформатора в одной системе будет использовано три. Все модули легко объединяются в единую систему

при помощи общей информационной шины, проходящей через всю систему (рисунок 3.16).



Рисунок 3.16 – Шкаф системы мониторинга марки TDM производства DIMRUS

Наиболее важными являются следующие модули системы марки TDM:

- Главный модуль системы мониторинга M0. Он осуществляет управление модулями, интегрирование информации, архивирование, связь с системой АСУ-ТП. При помощи этого модуля осуществляется сбор информации с внешних датчиков температуры и влажности воздуха.

- При помощи модуля M1 осуществляется контроль температурных режимов работы трансформатора. Встроенные в модуль модели позволяют диагностировать состояние маслонасосов и вентиляторов системы охлаждения, контролировать их остаточный ресурс.

- Модуль M2 является регистратором аварийных и переходных режимов. С его помощью регистрируются перенапряжения и переходные режимы работы трансформатора, осуществляется регистрация режимов работы средств РЗА.

- Модуль M3 предназначен для контроля и диагностики технического состояния изоляции вводов трансформатора. Модуль может измерять как относительные значения измерения параметров, так и абсолютные.

- При помощи модуля M4 осуществляется регистрация и анализ частичных разрядов в изоляции и вводов трансформатора в диапазоне частот НФ.

- Для регистрации частичных разрядов в UHF-диапазоне частот, мониторинга деформаций обмоток по методу CPRA и контроля состояния вводов используется диагностический модуль марки DM-3F.

- Модуль M5 предназначен для мониторинга технического состояния РПН трансформатора.

- Модуль M6 позволяет регистрировать акустические частичные разряды в баке трансформатора, производить акустическую локацию дефектов в изоляции внутри трансформатора.

- При помощи модуля M7 производится измерение вибрации бака трансформатора, может быть выполнен анализ вибрационных параметров маслонасосов и вентиляторов системы охлаждения.

- Модуль M8 предназначен для контроля состояния ограничителей перенапряжения.

- Модуль M9 – расширение внешних интерфейсов системы TDM.

- Модуль БИТТ представляет собой комплект изолирующих трансформаторов тока 0,1/0,1 А, предназначенных для гальванической развязки цепей контроля вводов.

В зависимости от выбранной конфигурации системы мониторинга TDM источниками первичной информации будут являться от 10 и до 80 первичных датчиков различного типа. Сведения от датчиков первичной информации, смонтированных на трансформаторе, регистрируются, обрабатываются и хранятся в соответствующих функциональных диагностических модулях. В каждом модуле системы реализована специализированная экспертная система, результатом работы которой является диагностическое заключение о техническом состоянии контролируемой подсистемы трансформатора.

Информация от отдельных диагностических модулей системы мониторинга интегрируется в «нулевой» модуль, который сам является системой мониторинга минимального уровня и может регистрировать до 20 сигналов от первичных датчиков. В этом модуле локальная информация от модулей обобщается и передается в систему АСУ-ТП в виде итогового диагностического заключения о техническом состоянии контролируемого трансформатора.

В качестве внешних диагностических устройств в системе TDM могут быть использованы различные приборы регистрации влагосодержания в масле и контроля концентраций растворенных газов. В программном обеспечении всех диагностических модулей реализованы все необходимые математические модели, позволяющие выявлять дефекты на ранних стадиях развития.

В таблице 3.1 представлена информация по выбору конфигурации систем TDM для организации мониторинга силовых трансформаторов в зависимости от параметров трансформатора и задач, требующих решения.

Таблица 3.1 – Выбор конфигурации системы TDM

Проблема трансформатора	Модули системы TDM										TDM-TS	TDM-OIL	ХАРГ		
	M0	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9				M10	
1 Отклонение параметров вводов трансформатора	+			+											
2 Разряды и перегревы внутри бака трансформатора	+	+			+									+	+
3 Повышенные концентрации газов в масле	+				+									+	+
4 Повышенное влагосодержание в масле	+													+	+
5 Проблемы, связанные с работой РПН	+					+									
6 Повышенный общий нагрев бака трансформатора	+	+			+		+					+	+	+	+
7 Проблемы с элементами системы охлаждения	+	+										+			
8 Повышенная вибрация бака трансформатора	+							+						+	
9 Протекание через трансформатор токов КЗ	+		+					+			+				
10 Наличие в сети ВЧ импульсных перенапряжений	+								+						
11 Работа трансформатора не в номинальном режиме	+	+	+					+		+	+				

Выводы по разделу 3

1 В разделе рассмотрены датчики, наиболее часто используемые в системах мониторинга растворенных газов: марки Calisto производства канадской фирмы Morgan Schaffler, марки Hydran M2 фирмы GE Energy, марки HYDROCAL швейцарской фирмы MTE, а также приборы измерения концентрации растворенных в масле газов, работающих на фотоакустическом принципе, выпускаемых фирмой KELMAN диагностических систем TRANSFIX и MINITRANS. Дана краткая информация о принципах действия датчиков, способах монтажа и функциях (количестве анализируемых газов и дополнительных функциях, таких как, влагосодержание).

2 Даны рекомендации по выбору датчиков в зависимости от мощности трансформатора и ответственности потребителя.

3 Рассмотрены различные системы мониторинга и диагностики высоковольтного трансформаторного оборудования производства GE Energy, ABB, SIEMENS, SERVERON, и отечественных АСУ-ВЭИ и ДИМУС.

4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ УСТАНОВКИ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ТРАНСФОРМАТОРОВ

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

- уменьшение числа аварий и как следствие уменьшения расходов на ремонт;
- снижения внеплановых отключений электроэнергии (результатом которых становится массовый брак);
- в значительной мере компенсирование недостаточной численности обслуживающего персонала;
- своевременный вывод электрооборудования в ремонт, что снижает затраты на ремонт и уменьшает время простоя оборудования в ремонте;
- снижение себестоимости потребления (выработки) электроэнергии на предприятиях и себестоимости выпускаемой продукции.

За рубежом – по данным СИГРЭ, к системам расширенного мониторинга подходят с позиции, что СРМ предотвращает большинство отказов электрооборудования, что определяет стратегическую выгоду, основанную как исключении 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% [2].

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:

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

При ожидаемом сроке службы СНК 10 лет 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 [15] 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 разделе показано обоснование внедрения систем мониторинга с точки зрения предотвращения большинства случаев отказов электрооборудования. Данные расчеты проведены без побочного ущерба в экономии в результате ремонта, соответственно финансовая выгода окажется больше.

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 работе были рассмотрены системы мониторинга силовых трансформаторов 110/10 кВ, в которых используется химический и хроматографический анализы.

Выполненные исследования позволяют сформулировать следующие основные результаты и выводы работы:

1 Рассмотрен хроматографический и химический анализ трансформаторного масла.

2 Определены дефекты, обнаруживаемые с помощью АРГ, виды и их характер по критериям отношений концентраций пар газов, периодичность контроля; дана интерпретация полученных данных в виде треугольника Дюваля.

3 Рассмотрены требования к качеству эксплуатационных трансформаторных масел в зависимости от типа оборудования, класса напряжения и мощности, методы испытания и меры, принимаемые в случае превышения предельно допустимых значений некоторых показателей качества масел.

4 Рассмотрены датчики, наиболее часто используемые в системах мониторинга растворенных газов: марки Calisto производства канадской фирмы Morgan Schaffler, марки Hydran M2 фирмы GE Energy, марки HYDROCAL швейцарской фирмы MTE, а также приборы измерения концентрации растворенных в масле газов, работающих на фотоакустическом принципе, выпускаемых фирмой KELMAN диагностических систем TRANSFIX и MINITRANS. Дана краткая информация о принципах действия датчиков, способах монтажа и функциях (количестве анализируемых газов и дополнительных функциях, таких как, влагосодержание).

5 Рассмотрены различные системы мониторинга и диагностики высоковольтного трансформаторного оборудования производства GE Energy, ABB, SIEMENS, SERVERON, и отечественных АСУ-ВЭИ и ДИМПУС.

6 Даны рекомендации по выбору датчиков в зависимости от мощности трансформатора и ответственности потребителя.

7 Показано обоснование внедрения систем мониторинга с точки зрения предотвращения большинства случаев отказов электрооборудования. Данные расчеты проведены без побочного ущерба в экономии в результате ремонта, соответственно финансовая выгода окажется больше.

8 Приведены данные по удельной стоимости систем мониторинга в долях от стоимости всего трансформатора, что в десятки раз меньше затрат на капитальный ремонт электрооборудования после выхода его из строя при авариях и стоимости нового электрооборудования.

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

10 По результатам работы опубликованы статья в сборнике «Электротехнические комплексы и системы: материалы международной

научно-практической конференции. УГНТУ. 2016 г.» – приложение А; в сборнике «Электробезопасность. ЮУрГУ. №2 – 2017 г.» – приложение Б.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Алексеев, Б.А. Основное электрооборудование в энергосистемах / Б.А. Алексеев. – М: НЦ ЭНАС, 2002. – 216 с.
- 2 Бедерак, Я.С. Принципы построения систем мониторинга силовых трансформаторов напряжением 35 кВ и выше и мощностью 25 000 кВА и выше / Я.С. Бедерак, Ю.Л. Богатырев // 2008. – 21 с. – Статья
- 3 ГОСТ 1547-84. Масла и смазки. Методы определения наличия воды. – Введ. 1986.01.01
- 4 ГОСТ 24614-81 Жидкости и газы, не взаимодействующие с реактивом Фишера. Кулонометрический метод определения воды. – Введ. 1982.01.01
- 5 ГОСТ 2517-85 Нефть и нефтепродукты. Отбор проб. – Введ. 1987.01.01
- 6 ГОСТ 5985-79 Нефтепродукты. Метод определения кислотности и кислотного числа. – Введ. 1980.01.01
- 7 ГОСТ 6356-75 Нефтепродукты. Метод определения температуры вспышки в закрытом тигле. – Введ. 1977.01.01.
- 8 ГОСТ 6370-83 (СТ СЭВ 2876-81) Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей. – Введ. 1984.01.01.
- 9 ГОСТ 6581-75 Материалы электроизоляционные жидкие. Методы электрических испытаний. – Введ. 1977.01.01.
- 10 ГОСТ 7822-75 Масла нефтяные. Метод определения растворенной воды. – Введ. 1977.01.01
- 11 ГОСТ Р 8.619-2006 ГСИ. Приборы тепловизионные измерительные. Методика поверки. – Введ. 2007.01.01.
- 12 Киреева, Э.А. Диагностика силовых трансформаторов / Э.А. Киреева. – Электрооборудование. – 2008. – № 9. – С. 59–64.
- 13 Лизунов, С.Д. Силовые трансформаторы. Справочная книга / С.Д. Лизунов, А.К. Лоханин. – М.: Энергоиздат, 2004. – 616 с.
- 14 Могузов, В.Ф. Обслуживание силовых трансформаторов / В.Ф. Могузов. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 192 с.
- 15 Непомнящий, В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей / В.А. Непомнящий. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010.
- 16 Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе». – Введ. 2017. – 196 с.
- 17 РД 153-34.0-46.302-00. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле. – Введ. 12.12.2000. – 42 с.
- 18 РД 34.43.105-89. Методические указания по эксплуатации трансформаторных масел. – Введ. 01.12.1989.
- 19 РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. – Введ. 08.05.1997. – 153 с.

20 РД 34.46.303-98. Методические указания по подготовке и проведению хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов. – Введ. 01.05.1998.

21 Русов, В.А. Диагностический мониторинг высоковольтных силовых трансформаторов / В.А. Русов. – М.: Компромисс, 2012. - 159 с.

22 Хальсмаа, А.И. Диагностика электрооборудования электрических станций и подстанций: учебное пособие / А.И. Хальсмаа. – М.: Изд-во Урал. ун-та, 2015. – 64 с.

23 IEEE C57.104-2008 IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers. –26.06.2008.

24 IEC 60422 Mineral insulating oils in electrical equipment - Supervision and maintenance guidance. – 10.01.2013.

25 CIGRE TB 227 Life management of transformers. – 2003.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А

Статья в сборнике «Электротехнические комплексы и системы: материалы международной научно-практической конференции. УГАТУ. 2016 г.»

ДИАГНОСТИКА И МОНИТОРИНГ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ

К.А. Джакупова

Аннотация. Работа посвящена проблеме диагностики электрического оборудования подстанции, которая позволит обеспечить бесперебойную работу оборудования и продлить срок их службы.

Ключевые слова: диагностика, мониторинг, автоматизированные системы.

Dzhakupova K.A.¹

Chelyabinsk, South Ural State University (National Research University)¹

DIAGNOSTICS AND MONITORING OF ELECTRICAL SUBSTATIONS

Abstract. A paper deals with the problem of diagnostics of electric equipment of the substation, which will allow to provide uninterrupted operations of the equipment and to prolong its service life.

Key words: diagnostics, monitoring, automated systems.

В процессе эксплуатации электрооборудования подстанции перед оперативным персоналом остро встает вопрос обнаружения повреждения, по возможности на ранней стадии развития. Решением этой проблемы является внедрение автоматизированной системы мониторинга, которая включает в себя системы мониторинга силовых трансформаторов, трансформаторов напряжения, ОПН, других элементов подстанции, а также примыкающих воздушных линий.

Проводя технико-экономический расчет, особое внимание уделяется силовому трансформатору, наиболее капиталоемкому элементу подстанции. Современные методы непрерывной диагностики трансформаторов 110 кВ включают в себя контроль параметров электроэнергии (токи, напряжения, активные, реактивные мощности, $\cos\varphi$) сторон ВН, СН, НН; физико-химических характеристик трансформаторного масла (газо-влажностное содержание); качества изоляции ($\tan\delta$, емкости) вводов ВН, СН; уровня частичных разрядов; температуры верхних слоев масла на входе и выходе охладителей; технологических защит и сигнализации, систем охлаждения,

устройства РПН для (авто)трансформаторов; влагосодержания трансформаторного масла; объемных концентраций растворённых в масле газов разложения с сигнализацией о появлении их опасных концентраций [1].

Согласно «Положению ОАО «Россети» о технической политике в электросетевом комплексе» одним из факторов формирования концепции Интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью (Концепция ИЭС ААС) должен стать мониторинг динамических свойств ЭЭС (WAMS - Wide Area Measurement Systems) на основе регистрации векторных параметров электрического режима сети в режиме реального времени с использованием современных технических средств обработки и передачи информации (системы мониторинга переходных режимов ЭЭС России - СМПР).

Для трансформаторов далее определены следующие перспективные методы диагностирования:

- мониторинг Z_k ;
- лазерное сканирование ультразвукового рельефа стенок бака;
- прямое измерение температуры наиболее нагретой точки обмотки (при помощи волоконно-оптических сенсоров);
- мониторинг импульсных напряжений и сквозных токов короткого замыкания с ПИН высоковольтных вводов;
- внедрение интеллектуальных приводов РПН на базе двигателей постоянного тока, позволяющих проводить мониторинг момента на валу устройства для диагностики его состояния;
- проведение диэлектрической спектроскопии обмоток трансформатора;
- внедрение фото-акустической спектроскопии масла;
- измерение ЧР при импульсном возбуждении резервной фазы [1].

Данные методы и другие, усовершенствующие процесс мониторинга силовых трансформаторов, позволят обеспечить непрерывный контроль параметров объекта с применением автоматизированных систем, обеспечивающих сбор, хранение и обработку информации в режиме реального времени с оценкой состояния оборудования с целью увеличения срока службы трансформатора и надежной работы энергосистемы.

Список литературы

- 1 Положение ОАО «Россети» о технической политике в электросетевом комплексе. – Введ. 27-12-2013. – 196 с.

ДИАГНОСТИКА И МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

К.А. Джакупова, А.М. Ершов

В современных условиях высокого износа электросетевого оборудования оценка его технического состояния является обязательным и неотъемлемым требованием организации его надёжной эксплуатации. Переход ПАО «Россети» к ремонту электрооборудования «по состоянию» повысил требования, предъявляемые к его диагностике. В статье рассмотрены современные подходы к диагностике и мониторингу силового трансформатора без отключения его от нагрузки.

Ключевые слова: *силовой трансформатор, техническое состояние, диагностика и мониторинг.*

Надёжность современных систем производства и распределения электроэнергии в значительной мере определяется безотказностью работы электроустановок. Аварийные повреждения, часто сопровождающиеся разрушением оборудования, приводят к нарушению электроснабжения и большому экономическому ущербу у потребителя.

Силовой трансформатор – это важнейшее устройство среди энергетического оборудования электрических сетей разных классов напряжения. Он является основным оборудованием электростанций, трансформаторных подстанций (повышающих и понижающих). Именно от него зависит надёжность и качество электроснабжения.

Согласно ФЗ №116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», силовые трансформаторы подлежат обязательной экспертизе промышленной безопасности как технические устройства, применяемые на опасном производственном объекте.

В течении эксплуатации силовых трансформаторов необходимо проводить диагностику и обслуживание с целью безопасной и безотказной работы на протяжении всего «жизненного цикла» трансформатора (25–30 лет). В идеальном случае, диагностика и обслуживание должны показывать медленное и постепенное старение изоляции силовых трансформаторов, которая нормально происходит во время эксплуатации. Обнаружение дефектов в начальной стадии позволяет поддерживать трансформаторы в надёжной работе, помогает в определении его «жизненного цикла» и облегчает планирование замены трансформатора в эксплуатации [1–4].

Техническое состояние высоковольтного оборудования устанавливается при разовом и многократном диагностировании. При разовом диагностировании высоковольтного оборудования, состоящего из множества

элементов, вероятность объективной оценки технического состояния мала. Следовательно, только случайно обнаруживается дефект при одноразовом диагностировании. Вероятность надёжной и объективной оценки технического состояния повышается по мере увеличения числа контроля [5].

Данный способ контроля не всегда эффективен для обнаружения быстроразвивающихся дефектов, возникающих в интервалах времени между взятиями проб, испытаниям и измерениями и приводящих к аварийным отказам оборудования.

В последние десятилетия большое распространение получают методы контроля параметров силовых трансформаторов под рабочим напряжением. К методам непрерывного контроля и измеряемым «on-line» параметрам силовых трансформаторов, которые могут быть реализованы в системах мониторинга, можно отнести контроль величины $\text{tg}\delta$ изоляции вводов; измерение температуры верхних слоёв масла, тока нагрузки, напряжения с ПИН вводов, давления масла во вводе, влагосодержания масла, содержания растворенных в масле газов с помощью специальных датчиков; измерение уровня вибрации с целью оценки состояния запрессовки обмоток, состояния магнитопровода, системы охлаждения; мониторинг уровня частичных разрядов (ЧР) в изоляции вводов и обмоток и др. Вышеперечисленные методы имеют различную степень достоверности и информативности.

Современный уровень автоматизации позволяет расширить возможности этого контроля с помощью применения стационарных систем мониторинга и диагностики силового трансформаторного оборудования и повысить, тем самым, надёжность его работы.

Внедрение современных средств мониторинга и методов оперативного диагностирования обеспечивает эксплуатационный персонал следующей информацией [6, 7]:

1 Определение состояния диагностируемого оборудования (оценка состояния оборудования);

2 Выявление вида дефекта, его масштабы, место расположения, причин появления, что служит основой для принятия решения о последующей эксплуатации оборудования (выводе в ремонт, дополнительном обследовании, продолжении эксплуатации и т. п.) или о полной замене оборудования;

3 Прогноз о сроках последующей эксплуатации — оценка остаточного ресурса работы электрооборудования.

Следовательно, можно сделать вывод, что для предупреждения образования дефектов (или выявления на ранних стадиях образования) и поддержания эксплуатационной надёжности оборудования необходимо применять контроль оборудования в виде системы диагностики.

Наиболее проблемными элементами силового трансформатора являются [7, 8]:

- Высоковольтные вводы – маслонаполненные и с твёрдой изоляцией;
- Изоляция обмоток трансформатора;

- Проблемы с локальными перегревами трансформатора, возникающие как с обмотками, так и с сердечником и магнитными шунтами;
- Проблемы с состоянием контактов РПН трансформатора;
- Проблемы с динамической стойкостью обмоток к токам короткого замыкания.

В то же время ряд функций контроля и диагностики параметров трансформатора, реализуемых в настоящее время в системах мониторинга, без ущерба для общей эффективности можно исключить. Эти параметры или являются медленно меняющимися, например, общее старение изоляции, или дублирующими, например, мониторинг работы систем РЗА, управление системой охлаждения. Неоправданное раздувание функционального набора таких систем мониторинга, что имеет место у некоторых производителей, рано или поздно приводит к экономической дискредитации самой идеи оперативной диагностики состояния трансформаторов в режиме on-line [9].

Система диагностического мониторинга «TDM-3F» – одна из стандартных конфигураций системы «TDM» (Transformer Diagnostics Monitor) [9, 10]. Она построена по принципу минимальной достаточности, обеспечивающей наблюдение за самыми проблемными элементами трансформатора. Это позволяет существенно уменьшить затраты на внедрение системы мониторинга, но без снижения эффективности её использования.

При помощи технических и программных средств системы мониторинга «TDM» реализуются следующие диагностические функции:

1 Контроль состояния 3 или 6 высоковольтных вводов, в зависимости от типа контролируемого трансформатора. У каждого ввода контролируется ток проводимости изоляции, ёмкость $C1$, тангенс угла потерь в изоляции – относительный или абсолютный, по выбору заказчика. Для этого на измерительных выводах монтируются датчики «DB-2», позволяющие контролировать параметры изоляции и измерять частичные разряды в широком диапазоне частот – до ГГц.

2 Уровень и распределение частичных разрядов (ЧР) в изоляции вводов, обмоток и сердечника. Уникальной особенностью является то, что регистрация разрядов идёт синхронно по всем шести каналам и сразу же в двух диапазонах частот – ВЧ и СВЧ. Это даёт возможность практически на 100 % отстроиться от внешних импульсов короны. Встроенная экспертная система даёт возможность определить тип дефекта и оценить его опасность для работы трансформатора. Совместная обработка результатов измерения ЧР и растворенных газов в масле даёт наиболее точные результаты о состоянии трансформатора.

3 Дополнительным свойством системы измерения ЧР является возможность контролировать наличие деформаций обмоток трансформатора. В качестве зондирующих импульсов, при помощи которых определяется частотная функция (FRA) трансформатора, используются коронные разряды на стороне обмотки ВН и НН.

4 Для всех силовых трансформаторов с рабочим напряжением от 110 кВ необходимо контролировать влагосодержание в масле бака. Это самый важный диагностический параметр масла, влияющий на надёжность работы всего трансформатора. Для мощных трансформаторов следует также контролировать содержание растворенного в масле водорода. Большое количество растворенных горючих газов необходимо контролировать в силовых трансформаторах с рабочим напряжением 220 кВ и выше.

5 Техническое состояние РПН силового трансформатора. При помощи внешнего модуля «LTC-Monitor» контролируется текущее положение РПН, мощность приводного двигателя в процессе коммутации, анализируется диаграмма работы контактора при каждой коммутации. Определяется наличие дуговых разрядов в избирателе РПН при помощи вибрационного датчика.

6 Оценка эффективности системы охлаждения трансформатора выполняется на основании измерения и анализа температуры вверху и внизу бака трансформатора и рабочей нагрузки трансформатора. В таких расчётах используется упрощённая тепловая модель трансформатора.

В результате мониторинга производится:

- Сбор информации с первичных датчиков в режимах, обеспечивающих максимальную информативность получаемых данных.

- Проверка значений зарегистрированных параметров трансформатора на превышение пороговых уровней.

- Использование значений зарегистрированных параметров для работы встроенных математических моделей, проводящих диагностику дефектных состояний трансформатора.

- Анализ тенденций в изменении состояния трансформатора, прогнозирование качественных, количественных и временных изменений параметров трансформатора при помощи адаптивных математических моделей.

- Информирование персонала о текущих дефектных состояниях при помощи встроенных реле и информационных каналов связи с системой АСУ-ТП.

Стоимость первых установленных в России систем мониторинга составляла порядка 10 % стоимости защищаемого оборудования. За несколько лет, в результате появления отечественных производителей и конкуренции на рынке, стоимость аналогичных систем снизилась в 2-3 раза.

В качестве примера реализации данной системы в работе рассматривается типовое решение для организации стационарного мониторинга оборудования подстанции 110/10 кВ производства «DIMRUS», г. Пермь [7]. В состав системы мониторинга понижающей подстанции 110/10 кВ входят три комплексных прибора оперативной диагностики высоковольтного оборудования:

- Два комплексных диагностических прибора марки «ТИМ-9», производства фирмы «DIMRUS», предназначенные для непрерывного контроля технического состояния силовых трансформаторов.

– Один комплексный прибор SG-DM, предназначенный для контроля технического состояния выключателей КРУ, и отходящих кабельных линий.

– Два прибора для контроля растворенных в масле газов, марки MINITRANS, фирма «Kelman», Англия.

На рисунке П1 приведена схема расстановки приборов контроля силовых трансформаторов, ТИМ-9 и двух приборов контроля параметров масла. На этом рисунке показаны все необходимые первичные датчики, которые требуется смонтировать на контролируемом оборудовании, относящемся к стороне 110 кВ. Это два силовых понижающих трансформатора подстанции, и высоковольтный выключатель СВ-110, предназначенный для коммутации входных линий 110 кВ.

Вся информация о техническом состоянии всего контролируемого оборудования, от первичных приборов, собирается в общем компьютере, установленном на пульте; она также передаётся по каналам связи в АСУ ТП более высокого уровня.

Большинство трансформаторов, на которых в настоящее время работают системы мониторинга, новые. На длительно эксплуатируемом оборудовании в России систем мониторинга пока практически нет. Ощутимый же экономический эффект от внедрения мониторинга будет, в первую очередь, получен при их установке как на старые трансформаторы, так трансформаторы относительно небольшой мощности, начиная с 10 МВ·А, а также при правильном выборе объёма контролируемых параметров и структуры систем мониторинга.

Заключение

Сегодня актуальной задачей является расширение мониторинга силовых трансформаторов напряжением 35–110–220 кВ мощностью 10–63 МВ·А, которые имеют самое широкое распространение на промышленных предприятиях и в городских электрических сетях.

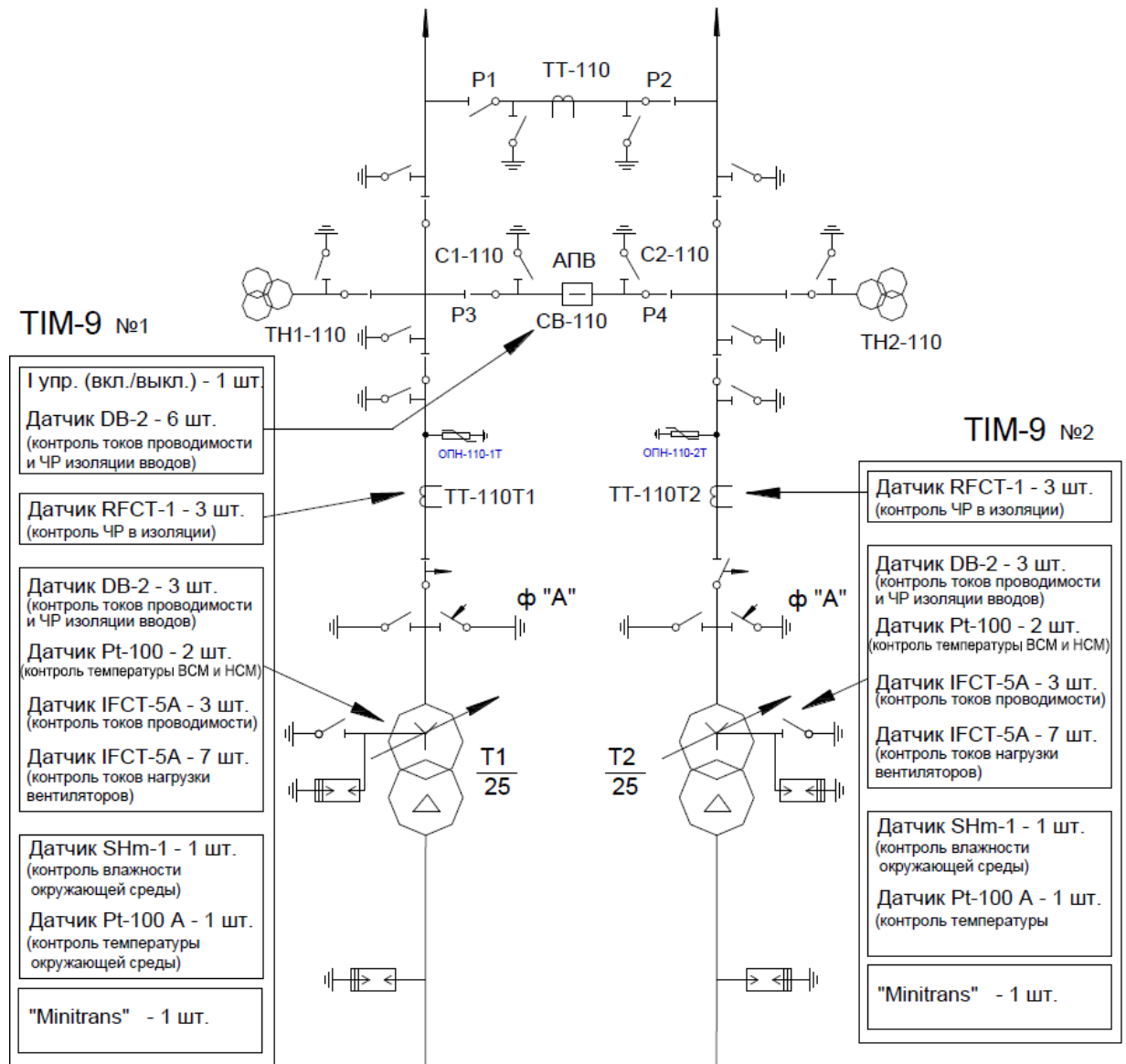


Рисунок П1. Схема установки приборов контроля состояния электрооборудования для подстанции напряжением 110/10 кВ

Библиографический список

- 1 Алексеев, Б.А. Крупные силовые трансформаторы: контроль состояния в работе и при ревизии / Б.А. Алексеев. – М.: НТФ» Энергопрогресс», 2010. – 88 с.
- 2 Попов, Г.В. Вопросы диагностики силовых трансформаторов / Г.В. Попов. – Иваново: ИГЭУ, 2012. – 176 с.
- 3 Привалов, Е.Е. Диагностика электроэнергетического оборудования: учебное пособие / Е.Е. Привалов. – М.-Берлин: Директ-Медиа, 2015. – 227 с.

4 Хальясмаа, А.И. Диагностика электрооборудования электрических станций и подстанций: учебное пособие / А.И. Хальясмаа, С.А. Дмитриев, С.Е. Кокин, Д.А. Глушков. – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2015. – 64 с.

5 Объем и нормы испытаний электрооборудования / РД 34.45-51.300.97 / Под ред. Б.А. Алексеева, Ф.Л. Когана, Л.Г. Мимиконянца. – 6-е изд. – М.: НЦ ЭНАС, 1998. – 256 с.

6 Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе». – М.: ПАО «Россети», 2017. – 195 с.

7 Организация диагностического мониторинга высоковольтного оборудования. Перевод оборудования на обслуживание по техническому состоянию. – Пермь: Димрус, 2017. – 57 с.

8 Степанов, В.М. Технические решения при диагностике силовых трансформаторов / В.М. Степанов, К.А. Андреев // Известия ТулГУ. Технические науки. – 2011. – Вып. 6., Ч. 1. – С.74–81.

9 Русов, В.А. Диагностический мониторинг высоковольтных силовых трансформаторов / В.А. Русов. – Пермь: Димрус, 2012. – 159 с.

10 TDM-3F – система диагностики и мониторинга основных подсистем силовых трансформаторов. – Пермь: Димрус, 2017. – 2 с.

11 ТИМ-3 – система диагностического мониторинга силовых трансформаторов 110–330 кВ. – Пермь: Димрус, 2017. – 2 с.