

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Комсомольский-на-Амуре государственный университет»

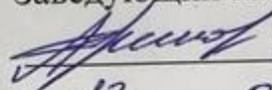
Кафедра «Электромеханика»

Направление 13.04.02 – «Электроэнергетика и электротехника»

Профиль «Электроснабжение»

К ЗАЩИТЕ ДОПУСКАЮ

Заведующий кафедрой

 А.В. Сериков

« 13 » 03 2020 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Разработка и исследование системы мониторинга элементов
систем электроснабжения

Студент группы 7ЭЭмка-1



13.03.2020

подпись, дата

С.К. Гаркуш

Научный руководитель,
доктор.техн. наук, профессор

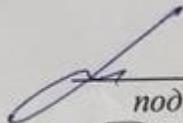


13.03.2020

подпись, дата

С.Н. Иванов

Нормоконтролёр

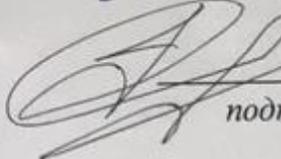


12.12.2020

подпись, дата

Н.Н. Мельникова

Рецензент
канд.техн. наук



14.03.2020

подпись, дата

Никитина
Елена Николаевна

Проверено

14.03.2020 Зачтено Библиотека

Аннотация

Разработка и исследование системы мониторинга элементов систем электроснабжения

Пояснительная записка 108 с., 14 рис., 21 табл., 31 источников, 1 приложение

В магистерской диссертации разработана система мониторинга элементов систем энергоснабжения. Для мониторинга в диссертации выбраны силовые трансформаторы. Произведено исследование статистических данных отказов силовых трансформаторов. Определены виды повреждений и их места возникновения в трансформаторе. Также рассмотрены и проанализированы виды контроля состояний трансформатора. В качестве вида контроля был выбран хроматографический контроль газов, содержащихся в масле. В качестве системы мониторинга было подобрано оборудование для онлайн АРГ, которое удовлетворяет всем предъявляемым стандартами требованиям и условиям.

Abstract

Development and research of a monitoring system for elements of power supply systems

Explanatory note of 108 p., 14 pic., 21 tabl., 31 sources, 1 enclosures

In the master's thesis, a monitoring system for elements of energy supply systems was developed. For monitoring, power transformers were selected in the dissertation. A study of the statistics of failures of power transformers. The types of damage and their place of occurrence in the transformer are determined. Also reviewed and analyzed are the types of state monitoring of the transformer. As a type of control, a chromatographic control of the gases contained in the oil was chosen. As a monitoring system, equipment for online ARG was selected that meets all the requirements and conditions of the standards.

Содержание

Введение.....	3
1 Место трансформатора в электроэнергетической системе.....	5
1.1 Основания классификация трансформаторов.....	6
1.2 Основания типы трансформаторов.....	6
1.3 Актуальность разработки системы мониторинга элементов силовых трансформаторов.....	7
2 Силовые трансформатора.....	9
2.1 Преимущества и особенности применения силовых трансформаторов.	10
2.2 Основные параметры силовых трансформаторов.....	11
2.3 Технические требования силовых трансформаторов	14
2.4 Испытания и наладка силовых трансформаторов.....	20
2.5 Конструкция стандартного силового трансформатора.....	27
2.6 Системы охлаждения силовых трансформаторов	34
3 Статистические данные и классификация отказов силовых трансформаторов.....	38
3.1 Определение технического состояния силовых трансформаторов.....	42
3.2 Виды повреждений и места их возникновения в трансформаторах	45
3.3 Изоляция силовых трансформаторов.....	48
4 Виды контроля состояния трансформатора	50
4.1 Вывод по главе.....	53
5 Принципы построения диагностической системы на основе результатов системного анализа опыта эксплуатации силовых трансформаторов	54
5.1 Диагностика состояния трансформаторов по результатам хроматографического анализа растворенных в масле газов	58
5.2 Разновидности критериев для определения дефектов в трансформаторах.....	60
6 Комплексный параметр контроля состояния изоляции.....	64
6.1 Треугольник Дюваля.....	66

6.2 Оборудование для онлайн АРГ	68
6.3 Hydran M2	69
6.3.1 Установка Hydran M2.....	73
6.3.2 Датчик Hydran M2.....	75
6.3.3 Связь и сеть.....	78
6.3.4 Аварийные сигналы	83
6.3.5 Анализ, растворенный газов (DGA)	88
6.3.6 Структурная схема Hydran M2.....	89
6.3.7 Функциональная блок-схема Hydran M2	93
6.3.8 Алгоритм системы мониторинга	95
Заключение.....	100
Список использованных источников.....	101
Приложение А - Трансформаторы силовые, автотрансформаторы и реакторы. Автоматизированная система мониторинга и технического иагностирования. Общие технические требования.....	104

Введение

Энергетическая система - это сумма крупных естественных и искусственных систем, которые предусмотрены для получения, преобразования, распределения и применения всех типов энергетических ресурсов.

Электрическую энергию уже давно и очень сильно внедрилось в каждую сферу деятельности и в быт людей. Самой ключевой особенностью электрической энергии считается довольно несложное производство, передача и преобразование. В сети находятся специальные линии передач, с помощью которых выполняется подключение подстанций. Внутри всех подстанций происходит преобразование входного напряжения, а также перераспределение потоков электрической энергии между подходящими линиями. Сама конструкция сети способна изменяться динамически. Для этого используют особые коммутаторы. Необходимо это для того, чтобы при проведении ремонтных работ или же появлений аварийных ситуаций производить отключение той либо иной линии. Стоит обозначить, что системы электроснабжения не имеют потребителей. Они работают только для того, чтобы электричество поступало к ним, соответствовало всем установленным стандартам качества. В случае если же говорить об обязанностях таких систем, то на первом месте тут идёт надёжность. Лишь только после этого – качество, безопасность, стандартизация, экономичность, экологичность и удобство (эргономичность).

Трёхфазная система электроснабжения – это достаточно трудный конгломерат, в который входит большое количество всевозможных понятий, большая ответственность и большое количество электрических установок.

В состав СЭС входит:

- Трансформаторные подстанции.
- Групповые и распределительные сети.
- Питающие линии.
- Главный, распределительный и групповой щит.

Во время возведения данных систем используется самое высококачественное и надёжное оборудование.

Характеристики данных систем:

- Условия функционирования. Относится это к окружающей среде. Входят сюда финансовые и технические условия.
- Количественные. Это число приёмников электрической энергии и их территориальное местоположение.
- Качественные. С их помощью определяется функциональность самой системы. Также они характеризуются структурой и свойствами СЭС.

Любую СЭС можно классифицировать на три вида:

- элементы распределения, преобразования и передачи электроэнергии (подстанции и электрические сети);
- источники электрической энергии (электростанции);
- бытовые и производственные потребители (электроприёмники).

Делая упор на способности обеспечения питания от энергетической системы, выполняемые функции, режимы и величины потребления электрической энергии, мощности и правила пользования, всех потребителей [1]

СЭС можно классифицировать на следующие категории:

- промышленные;
- бытовые;
- производственные и сельскохозяйственные;
- общественные и коммунальные.

Требования к системам электроснабжения:

- Качество.
- Надежность систем электроснабжения.
- Безопасность.
- Удобства эксплуатации.
- Экономичность.
- Гибкость, обеспечивающая возможную модернизацию.

1 Место трансформатора в электроэнергетической системе

В нынешней системе электроэнергии существует четыре ключевых компонента:

1. Электрическая станция - применяется для изготовления электроэнергии.

2. Электрические подстанции - электрические установки, служащие для приема, преобразования и распределения электроэнергии. Они состоят из вспомогательных и распределительных приборов, приборов управления, преобразователей электроэнергии. В их составе ряд трансформаторов, для преобразования переменного тока одного типа напряжения в переменный ток увеличенного или пониженного напряжения.

3. Линии передачи - важны для обеспечения потребителей электроэнергией.

4. Потребители электроэнергии [2].

Электрический трансформатор - это прибор, предназначенное для изменения величины напряжения в сети переменного тока. Принцип действия трансформаторов основан на явлении электромагнитной индукции. При подключении первичной обмотки к источнику переменного тока, в обмотках генерируется магнитное поле, которое вызывает ЭДМ во вторичных обмотках. Представленная ЭДС пропорциональна числу витков в первичных и вторичных обмотках. Отношение электродвижущей силы в первичной обмотке/вторичной именуется коэффициентом трансформации.

Основными элементами конструкции трансформатора являются первичные и вторичные обмотки и ферромагнитный магнитопровод (обычно замкнутого типа). Обмотки находятся на магнитопроводе и индуктивно связаны друг с другом. Использование магнитопровода позволяет аккумулировать большую часть магнитного поля внутри трансформатора, что повышает КПД устройства. Магнитопровод как правило состоит из комплекта металлических пластин, покрытых изоляцией, для

предотвращения появления «паразитных» токов внутри магнитопровода. Зачастую часть вторичной обмотки служит частью первичной и наоборот. Данный тип трансформаторов называют автотрансформаторами. В этом случае концы первичных обмоток подключаются к сети переменного напряжения, а концы вторичной присоединяются к потребителям электроэнергии.

1.1 Основная классификация трансформаторов

- По назначению: измерительные трансформаторы тока, напряжения, защитные, лабораторные, промежуточные.
- По способу установки: наружные, внутренние, шинные, опорные, стационарные, переносные.
- По числу ступеней: одноступенчатые, многоступенчатые (каскадные).
- По номинальным напряжениям: низковольтные, высоковольтные.
- По типу изоляции обмоток: с сухой изоляцией, компаундной, бумажно-масляной.

1.2 Основные типы трансформаторов

- *Силовые трансформаторы* - более распространенный тип электрических трансформаторов. Они предусмотрены для изменения энергии переменного тока в электросетях энергосистем, в сетях освещения или питания электрооборудования. Используются для сотворения комплексных трансформаторных подстанций.
- *Измерительные трансформаторы* - электротехнические устройства, предназначенные для изменения уровня напряжения с высокой точностью трансформации.
- *Автотрансформаторы* – устройства, обмотки которого объединены гальванически между собой. Благодаря малым коэффициентам трансформации, автотрансформаторы имеют наименьшие габариты и

стоимость по сравнению с многообмоточными. Из недостатков нужно обозначить невозможность гальванической изоляции цепей. Основные сферы применения автотрансформаторов – изменение напряжения в пусковых устройствах больших электрических машин переменного тока, в системах релейной защиты при плавном регулировки напряжения. В случае реализации в конструкции автотрансформатора изменения количества рабочих витков вторичной обмотки, появляется возможность сохранять уровень вторичного напряжения при изменении первичного напряжения. Наибольшее распространение данный механизм используется в стабилизаторах напряжения.

- *Импульсный трансформатор* - это устройство с ферромагнитным сердечником, применяемый для изменения импульсов тока или же напряжения.
- *Пик-трансформатор* – это устройство, изменяющее напряжение синусоидальной формы в импульсное напряжение с изменяющейся через каждые полпериода полярность. Пик-трансформаторы используются в качестве генераторов импульсов главным, высоковольтных исследовательских установках и системах автоматики.

1.3 Актуальность разработки системы мониторинга элементов силовых трансформаторов

Выявление недостатков в работе электрооборудования на ранней стадии их развития, своевременное принятие решений по ликвидации дефектов до возникновения аварийных ситуаций не лишь только предотвращает значительные ущербы, но и уменьшает время простоя, понижает затраты на ремонты и продляет срок его службы. Потребители 1 категории надёжности электроснабжения - это электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой угрозу для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб,

расстройство сложного технологического процесса, несоблюдение функционирования наиболее важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения. Для рациональной, безопасной и эффективной эксплуатации электрооборудования и перехода к планированию его ремонта по фактическому состоянию имеющиеся системы диагностики нужно дополнить рядом особых методов и технологий, способных вести статистику текущего состояния конкретного оборудования в рабочих режимах, имея в виду конечную цель: определение фактического износа, оценку остаточного ресурса и выработку требований эксплуатации и ремонтов для продления срока службы. Механическое перенесение методов диагностирования на решение задач прогнозирования невозможно из-за различия целей, моделей и организационных принципов. Особенно остро стоит проблема безопасной эксплуатации формально неисправного, но сохраняющего работоспособность оборудования в определенных режимах.

Существующие методы и средства технической диагностики при комплексном обследовании оборудования позволяют обнаружить большинство дефектов. Однако комплексные обследования, в силу большой трудоемкости и стоимости выполняются только на стратегическом оборудовании при выводе в ремонт и, естественно, не обеспечивают своевременного обнаружения развивающихся дефектов [2].

Принципиальной проблемой является существенное отставание теоретического обеспечения концепции обслуживания по состоянию от реальных возможностей современных средств диагностики и достижений информационных технологий.

В данной работе будут рассмотрены системы мониторинга элементов силовых трансформаторов, так как имеют ряд преимуществ по сравнению с другими типами трансформаторов. Силовой трансформатор - один из важнейших элементов энергетической системы, который нужно контролировать.

2 Силовые трансформаторы

Трансформаторы представлены большим количеством наименований. Классифицируются они прежде всего исходя из выполняемых функций: на токовые, трансформаторы напряжения и силовые. Последние являются самыми распространенным и представляют собой группу устройств, основная функция которых заключается в трансформации напряжения поступающего переменного тока конкретной энергетической системы. Главная цель изменения величины напряжения – последующая передача энергии конечному пользователю. Пользователями трансформированной энергии являются: освещение, электрооборудование. Силовые трансформаторы – та категория оборудования, без которой невозможно функционирование большинства промышленных предприятий, систем передачи электроэнергии, железнодорожного строительства[4].

Силовые трансформаторы классифицируют:

В зависимости от класса напряжения и полной потребляемой мощности, силовые трансформаторы условно делятся на следующие категории:

По мощности:

1. До 100 кВА, до 35кВ;
2. 100 – 1000 кВА, до 35кВ;
3. 1000 – 6300 кВА, до 35кВ;
4. Более 6300кВА, до 35кВ;
5. До 32 000 кВА, 35 – 110 кВ;
6. 32 000 – 80 000 кВА, до 330 кВ;
7. 80 000 – 200 000 кВА, до 330 кВ;
8. Более 200 000 кВА, более 330 кВ.

Виды силовых трансформаторов

Силовые трансформаторы можно разделить на несколько видов, основываясь на следующих характеристиках и показателях:

Тип охлаждения. Различают сухие и масляные трансформаторы. Первый вариант имеет воздушное охлаждение, используется там, где повышены требования к экологии и пожаробезопасности. Второй вариант представляет собой корпус, заполненный маслом с диэлектрическими свойствами, в который погружен сердечник с обмотками;

Климатическое исполнение: наружные и внутренние варианты;

Количество фаз. Бывают трехфазные (наиболее распространенные) и однофазные;

Количество обмоток. Различают двухобмоточные и многообмоточные варианты;

Назначение: повышающие и понижающие.

Дополнительным критерием служит наличие или отсутствие регулятора выходного напряжения.

2.1 Преимущества и особенности применения силовых трансформаторов

К основным плюсам этого оборудования можно отнести:

- возможность эффективной эксплуатации в любом режиме нагрузки (в том числе быстрый запуск из выключенного состояния на полную мощность);

- высокий уровень стойкости к коротким замыканиям сети;

- высокая степень защиты от атмосферных проявлений и сурового климата, в том числе стойкость к низким и высоким температурам и оледенению, химическим и механическим воздействиям, повышенной влажности;

- экономичность (расходы на эксплуатацию оборудования минимальны);

- характеристики силовых трансформаторов делают их практически универсальным оборудованием, трансформирующим электроэнергию.

2.2 Основные параметры силовых трансформаторов

В стандартах или технических условиях на конкретные группы или типы трансформаторов должны быть указаны следующие основные параметры:

- номинальная мощность трансформатора (указывают также мощности основных обмоток трехобмоточных трансформаторов и мощность обмотки НН трехобмоточных автотрансформаторов);
- номинальные напряжения основных обмоток на всех ответвлениях;
- условное обозначение схемы и группы соединений обмоток;
- вид переключения ответвлений (РПН, ПБВ), диапазон и число ступеней регулирования напряжения;
- наибольший допустимый ток в общей обмотке автотрансформатора;
- потери холостого хода и короткого замыкания на основном ответвлении;
- напряжение короткого замыкания, приведенное к номинальной мощности (для трансформаторов РПН указывают нормированные значения на основном и крайних ответвлениях, для остальных трансформаторов - на основном ответвлении);
- ток холостого хода на основном ответвлении;
- установленная мощность двигателей системы охлаждения;
- полная масса;
- транспортная масса (допускается не указывать, если она отличается от полной массы не более чем на 10%);
- удельная масса;
- масса масла;
- габаритные размеры.

Если потребителем выдвигаются дополнительные (специальные) требования по перегрузкам и, исходя из них, изготавливается трансформатор,

то в перечень основных параметров включают параметры, характеризующие нагрузочную способность.

Масса масла приводится для сведения заказчика с точностью до +10 %.

Номинальная частота питающей сети должна быть 50 Гц.

Расчетную температуру, к которой следует приводить потери и напряжение короткого замыкания, принимают равной:

115 °С - для трансформаторов с изоляцией классов нагревостойкости F, H, C по ГОСТ 8865;[5]

80 °С - для трансформаторов с системой охлаждения НЦ, НДЦ;

75 °С - для остальных трансформаторов.

Предельные отклонения измеряемых параметров трансформаторов от нормированных не должны превышать значений, указанных в таблице 1.

При определении суммарных потерь трехобмоточного автотрансформатора потери холостого хода складывают с потерями короткого замыкания основной пары обмоток.

Отсутствие нижнего предельного отклонения для тока холостого хода и потерь означает, что его значение не ограничено.

По согласованию между изготовителем и потребителем предельное отклонение напряжения короткого замыкания для неосновных пар обмоток трехобмоточных трансформаторов, а также для трансформаторов РПН на крайних ответвлениях не должно выходить за пределы $\pm 15\%$.

По согласованию между изготовителем и потребителем предельное отклонение коэффициента трансформации на основном ответвлении для трансформаторов мощностью 100 МВ·А и более не должно выходить за пределы $\pm 10,0\%$.

Предельное отклонение на потери короткого замыкания для трансформаторов мощностью менее 1 МВ·А может быть увеличено до +15%, что должно быть оговорено в стандартах или технических условиях на трансформаторы конкретных типов и групп.

Таблица 1 - Предельные отклонения измеряемых параметров трансформаторов от нормированных

Наименование параметра	Предельное отклонение, %	Примечание
1. Коэффициент трансформации	$\pm 1,0$	Для трансформаторов с коэффициентом трансформации фазных напряжений 3 и менее, а также на неосновном ответвлении
	$\pm 0,5$	Для всех остальных трансформаторов на основном ответвлении
2. Напряжение короткого замыкания	± 10	Для всех трансформаторов
3. Потери короткого замыкания на основном ответвлении	+10	Для всех двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторов и для основной пары обмоток трехобмоточных автотрансформаторов
	+20	Для неосновных пар обмоток трехобмоточных автотрансформаторов
4. Потери холостого хода	+15	Для всех трансформаторов
5. Суммарные потери	+10	Для всех трансформаторов
6. Ток холостого хода	+30	Для всех трансформаторов
7. Полная масса	+10	Для трансформаторов мощностью не более 1,6 МВ·А

2.3 Технические требования силовых трансформаторов

Трансформаторы должны изготавливаться в соответствии с требованиями настоящего стандарта, стандартов или технических условий на конкретные группы и типы трансформаторов по рабочим чертежам, утвержденным в установленном порядке[6].

Требования к конструкции:

Требования по нагреву и нагрузочной способности

Превышения температуры отдельных элементов масляного трансформатора или трансформатора с жидким диэлектриком над температурой охлаждающей среды (воздуха или воды) при испытаниях на нагрев на основном ответвлении не должны быть более значений, указанных в таблице 2..

Таблица 2 – Предельные значения повышения температур в элементах трансформатора

Элемент трансформатора	Превышение температуры, °С
<i>Обмотки (класс нагревостойкости изоляции А):</i>	
при естественной или принудительной циркуляции с ненаправленным потоком масла через обмотку	65
при принудительной циркуляции с направленным потоком масла через обмотку	70
<i>Масло или другой жидкий диэлектрик в верхних слоях:</i>	
исполнение герметичное или с расширителем	60
исполнение негерметичное без расширителя	55
<i>Поверхности магнитной системы и элементов металлоконструкций</i>	75

Превышения температуры обмоток определяют методом измерения их сопротивления постоянному току (средние превышения температуры обмоток).

Для трехобмоточных режимов трансформаторов расчетные превышения температуры отдельных элементов не должны превышать значений, указанных в таблице 2. В этом случае превышение температуры верхних слоев масла или другого жидкого диэлектрика трехобмоточного трансформатора должно быть рассчитано для сочетания нагрузок с наибольшими суммарными потерями, а превышения температуры обмоток, поверхности магнитной системы и элементов металлоконструкций - для сочетания нагрузок, являющихся наиболее жесткими для рассматриваемого элемента трансформатора.

Для масляных трансформаторов при нормированной температуре охлаждающей воды у входа в охладитель более 25 °С (но не более 33 °С) среднее превышение температуры обмоток, указанное в табл.11, должно быть уменьшено на разность между нормированной температурой и 25 °С.

Для трансформаторов в отдельных точках магнитной системы и элементов металлоконструкций допускается превышение температуры поверхности, не соприкасающейся с твердой изоляцией, над температурой охлаждающей среды до 85 °С, если это превышение не превзойдет в других режимах работы, в том числе и на неосновных ответвлениях.

Для масляных трансформаторов при болтовом соединении контактов съемных вводов превышение температуры контактов над температурой окружающей среды не должно превышать:

85 °С - для контактов в масле;

65 °С - для контактов в воздухе.

Превышения температуры отдельных элементов сухого трансформатора над температурой охлаждающей среды при испытаниях на нагрев на основном ответвлении не должны превышать указанных в таблице 3.

Таблица 3 – Предельная температура отдельных элементов сухого трансформатора над температурой охлаждающей среды при испытаниях на нагрев на основном ответвлении

Элемент трансформатора	Класс нагревостойкости по ГОСТ 8865	Превышение температуры, °С
Обмотки	А	60
	Е	75
	В	80
	F	100
	Н	125
Поверхности магнитной системы и элементов металлоконструкций	-	Не более чем допустимо для соприкасающихся изоляционных материалов

Превышения температуры обмоток (средние превышения температуры обмоток) определяют методом измерения их сопротивления постоянному току.

Допускается применение отдельных изоляционных деталей более низкого класса нагревостойкости, чем класс нагревостойкости обмоток в целом, если испытаниями доказано, что температура наиболее нагретых точек изоляционных деталей пониженных классов не превышает значений, допустимых для этих классов.

Требования к электрической прочности изоляции:

Требования к электрической прочности изоляции трансформаторов классов напряжения 3-500 кВ - по ГОСТ 1516.1[7]; трансформаторов класса напряжения 750 кВ - по ГОСТ 20690[8]. Требования к электрической прочности изоляции трансформаторов класса напряжения 1150 кВ должны быть указаны в технических условиях на эти трансформаторы. При этом

испытательные напряжения изоляции масляных трансформаторов должны соответствовать нормам, принятым для электрооборудования с нормальной изоляцией; испытательные напряжения сухих трансформаторов и трансформаторов с негорючим жидким диэлектриком должны быть не ниже норм, принятых для электрооборудования с облегченной изоляцией.

Требования по устойчивости к внешним воздействиям:

Требования к стойкости трансформаторов при коротких замыканиях

Трансформаторы должны выдерживать внешние короткие замыкания в эксплуатации на любом ответвлении обмотки при любых сочетаниях сторон питания, соответствующих режимам работы трансформатора, указанным в стандартах или технических условиях на этот трансформатор, при указанных ниже значениях тока короткого замыкания и его длительности.

Требования по стойкости трансформаторов к ударным толчкам током

Масляные трансформаторы и трансформаторы с негорючим жидким диэлектриком должны выдерживать в эксплуатации ударные толчки током.

Для сухих трансформаторов допустимые ударные толчки током устанавливают в стандартах или технических условиях на конкретные группы и типы сухих трансформаторов.

При числе толчков током более 100 в сутки или при их продолжительности более 15 с следует проводить расчетную проверку нагрузочной способности по методике изготовителя, согласованной с потребителем.

Требования к надежности

Для силовых трансформаторов устанавливают следующие показатели надежности:

- установленная безотказная наработка - не менее 25000 ч;
- вероятность безотказной работы за наработку 8800 ч - не менее 0,995;
- срок службы до первого капитального ремонта - не менее 12 лет;
- полный срок службы - не менее 25 лет.

Требования к составным частям

Вводы классов напряжения 110-750 кВ, устанавливаемые на трансформаторах, должны быть герметичного исполнения.

В двухобмоточных трансформаторах мощностью 32 МВ·А и более, трехобмоточных автотрансформаторах мощностью 63 МВ·А и более и трансформаторах собственных нужд электростанций мощностью 10 МВ·А и более должна быть предусмотрена возможность присоединения экранированных токопроводов вводов НН к баку трансформатора или установкам трансформаторов тока. В трансформаторах собственных нужд электростанций классов напряжения до 35 кВ включительно мощностью 10 МВ·А и более дополнительно должна быть предусмотрена возможность присоединения экранированных токопроводов вводов ВН к баку трансформатора или установкам трансформаторов тока.

Указанные границы мощности могут быть уточнены в стандартах или технических условиях на конкретные группы и типы трансформаторов.

Требования к защитным покрытиям

Для масляных трансформаторов металлические поверхности элементов активной части, внутренние поверхности бака, расширителя и защитного устройства (выхлопной трубы) должны иметь маслостойкое покрытие, защищающее масло от контакта с ними и не оказывающее вредного влияния на масло.

Допускается не защищать покрытием торцевые поверхности магнитной системы, магнитные экраны, алюминиевые шины, детали переключающих устройств, крепежные детали, а также другие детали и составные части активной части, не оказывающие активного каталитического воздействия на масло.

Охладители систем охлаждения должны быть очищенными и промытыми трансформаторным маслом.

Трубы маслопроводов систем охлаждения, соединяющие бак трансформатора с охладителями, должны быть коррозионно-стойкими и

маслостойкими или иметь коррозионно-стойкое и маслостойкое внутреннее покрытие.

Для трансформаторов с негорючим жидким диэлектриком и масляных трансформаторов с гофрированными баками требования защиты внутренних поверхностей должны быть указаны в стандартах или технических условиях на эти трансформаторы.

Наружные поверхности трансформатора из некоррозионно-стойких материалов должны иметь стойкие к атмосферным воздействиям покрытия. Применяемые для этих целей лакокрасочные покрытия должны быть серого, светло-серого или темно-серого цветов.

Для сухих трансформаторов требования к цвету покрытий наружных поверхностей должны быть указаны в технических условиях на эти трансформаторы.

Поверхности резьбовых соединений, деталей сочленения бака с транспортером сочлененного типа, поверхности катания катков, поверхности заземления допускается не защищать покрытиями. В этом случае указанные поверхности подлежат консервации.

Требования к нагрузке и внешним механическим воздействиям

Для сухих трансформаторов с изоляцией классов нагревостойкости F, H, C, предназначенных для работы на высоте, превышающей 1000 м (но не более 3500 м) над уровнем моря, номинальная мощность должна быть снижена в зависимости от высоты установки и указана в стандартах или технических условиях на эти трансформаторы.

Мощность обмоток на всех ответвлениях должна быть номинальной, кроме отрицательных ответвлений обмоток ниже минус 5% номинального напряжения.

Масляные трансформаторы и трансформаторы с негорючим жидким диэлектриком должны быть рассчитаны на следующие продолжительные режимы работы.

Для всех трансформаторов - на продолжительную нагрузку одной или двух обмоток током, превышающим на 5% номинальный ток ответвления, на которое включена соответствующая обмотка, если напряжение ни на одной из обмоток не превышает номинального напряжения соответствующего ответвления. При этом ток нагрузки не должен превышать 1,05 номинального тока обмотки, в автотрансформаторе ток в общей обмотке не должен превышать наибольший длительно допустимый ток этой обмотки, а мощность трансформатора не должна быть более номинальной.

2.4 Испытания и наладка силовых трансформаторов

Цель и задача испытаний и наладки силовых трансформаторов – это сокращение аварий, поиск дефектов, определение эксплуатационной способности оборудования. Испытания позволяют оценить рабочую готовность силового трансформатора как части надежной, безопасной и экономически выгодной системы электроснабжения.

Появление неисправности возможно во время транспортировки к месту монтажа нового или отремонтированного трансформатора.

Виды испытаний силового трансформатора:

- Профилактические испытания действующего оборудования, они выявляют вероятные дефекты для своевременного ремонта и предотвращения аварийной ситуации, выполняют по установленным графикам, между капитальными ремонтами.
- Послеремонтные испытания трансформатора выявляют удовлетворительность полученных рабочих характеристик. Проводят после капитального ремонта.

Нормативные документы и правила, которым следуют при испытаниях

Действующий ГОСТ Р 56738-2015: «Трансформаторы силовые и реакторы. Требования и методы испытаний электрической прочности

изоляции». Стандарт введен 08. 01. 2016 года, дата актуализации 01. 01. 2018 года[9].

Во время проверки силовых трансформаторов руководствуются нормами испытаний электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей ПТЭЭП пр. 3.0.2 обозначенными в приложении №3 глава 2.

Испытания предусматривают выполнение условий техники безопасности, которые прописаны в ПУЭ-7 последнее издание, пункт 1.8.16. «Нормы приемо-сдаточных испытаний силовых трансформаторов, автотрансформаторов и масляных реакторов, заземляющих дугогасящих реакторов».

Правилами ПТЭЭП, являющийся основным, регламентирующим испытания документом во время введения оборудования в работу, в период эксплуатации.

Перечень основных проверок, измерений и испытаний силовых трансформаторов

В обязательный список измерений, испытаний и проверок входят следующие действия:

- Измерение целостности и удовлетворительного качества изоляции обмоток, проверка сопротивления мегомметром.
- Проверка трансформатора на диэлектрические потери, измерение тангенса угла ($\text{tg}\delta$).
- Проверка характеристик трансформаторного масла, выполняемая до испытания параметров электрической прочности и состояния изоляции обмоток.
- Определение коэффициента трансформации и групп соединения обмоток.
- Измерение тока КЗ ($I_{кз}$) и потерь холостого хода.
- Испытания обмоток постоянному току.
- Проверка работоспособности РПН и ПБВ.

Условия и нормы проведения измерения и испытаний

Проведение испытаний возможно только при нормальных погодных условиях,

- Влажность воздуха окружающей среды - не более 90%.
- Температура изоляции: +5 - 10 градусов, только при экстренном выводе трансформатора 35 кВ в срочный ремонт температура может быть намного ниже нормы.
- Испытания производятся не менее 12 часов после заливки в трансформатор масла.
- Испытания разрешены лишь с протоколом, подтверждающим пригодность жидкого диэлектрика. Желательная прочность масла на пробой – 80 – 100 кВ/см
- Изоляторы вводов – чистые и без видимых повреждений: сколов и трещин, целыми прокладками и резьбой на шпильках.

Исходные параметры контролируют при пуске трансформатора – это паспортные данные или результаты заводских испытаний.

Результатами, которые получены в ходе текущей проверки руководствуются при последующих выводах оборудования на капремонт или в процессе работы трансформатора. Отклонение от полученных параметров свидетельствует о степени серьезности будущего ремонта.

Измерение сопротивления изоляции

Проверка сопротивления изоляции мегомметром предваряет высоковольтные испытания. Делается это для определения целостности изоляции, отсутствия замыканий на землю, проверки величины сопротивления и определения коэффициента абсорбции, с целью убедиться в отсутствии превышающей нормы влажности и необходимости постановки оборудования на просушку.

Для измерения берется мегомметр на предел напряжения 2500В.

Важно: испытания силового трансформатора мегомметром разрешено выполнять только вдвоем. Проверяющий с группой допуска по электробезопасности IV, помощник с гр. III.

Измерение коэффициента абсорбции

Измерения выполняются мегомметром, данные фиксируются через 15 сек (R15) и через 60 секунд (R60) после начала проверки.

Отношение вторичного результата к первичному (R60/R15), которое является коэффициентом, не определяется точными нормами. Допустимая величина коэффициента – 1,2. Верхний предел коэффициента – без ограничений.

Порядок измерения коэффициента абсорбции

1. Перед измерением, вывода обмотки заземляются на 2 мин.
2. Между двумя измерениями вывода для стекания тока заземляют на 5 минут.
3. Во время проверки сопротивления обмоток одного напряжения замер проводится одновременно закорачиванием шпилек выводов.

Особенности измерения изоляции мегомметром первичной и вторичной обмотки

Измерение изоляции обмотки высокого напряжения

Применяется мегомметр с пределом измерения на напряжение 2500 В.

Напряжение прикладывается к закороченным и заземленным выводами вторичной обмотки. Между первичной обмоткой и «землей» трансформатора.

Полученное значение сопротивление не менее 1000 МОм.

Измерение изоляции обмотки низкого напряжения

Для проверки берут мегомметр на 1000 В.

Сопротивление измеряется между вторичной обмоткой и закороченной первичной обмоткой замкнутой на бак трансформатора.

Результат – R больше или равен 1000 МОм.

Контроль изоляции во время эксплуатации трансформатора допускает 15% погрешности. Для измерения абсорбции применяют мегомметры с погрешностью не более 10%. Проверка производится однотипными приборами, чтобы избежать расхождения в показателях.

Одна из распространенных ошибок при измерении – это возникновение погрешности из-за остаточного заряда емкости. Необходимо перед каждым измерением дать стечь емкостному абсорбированному току, для этого на 5 минут закорачивают и заземляют на корпус вывод трансформатора.

Измерения тангенса угла диэлектрических потерь

Проверка силового трансформатора на диэлектрические потери, измерение тангенса угла ($\text{tg}\delta$) выполняется выпрямительными мостами переменного тока Р5026, МД-16, Р595 по прямой нормальной схеме с электродами изолированными от земли. Эта схема является более точной. Вторая схема измерения является перевернутой (обратной) несмотря на то, что перевернутая схема менее точная для проверки оборудования вводов и трансформаторов используют ее. Один из электродов должен быть обязательно заземлен.

Измерение проводится при температуре окружающего воздуха от +10 градусов.

Чем выше показатель тангенса угла, тем выше потери и хуже состояние изоляции.

По правилам ПУЭ-7 пункт 1.8.16 измерение диэлектрических потерь для трансформаторов мощностью до 1600 кВА не обязательно.

Измерение сопротивлений обмоток постоянному току

Испытание силового трансформатора постоянным током выполняется с помощью специальных установок узкоспециализированного действия. К ним относится выпрямительный мост постоянного тока типа Р333. Это могут быть современные установки аналогичного действия с классом точности не ниже 0,5. Установка состоит из регулятора и выпрямителя, приборов контроля и измерения, средств защиты.

Выполняют два вида измерений обмоток:

1. Оборудование с нулевым выводом – проверяются фазные сопротивления.

2. Без нулевого вывода – сопротивления обмоток между линейными выводами.

Измеренный результат должен совпадать с паспортным или отличаться на $\pm 10\%$. Различие результатов свидетельствует о внутреннем повреждении.

Испытание потерь холостого хода

Измерение гармонического состава тока холостого хода (ХХ) проверяется после подачи на обмотку НН напряжения 220 В. Опыт ХХ выполняется при напряжении номинальной величины синусоидальной формы.

Производится три последовательных опыта ХХ поочередным замыканием каждой из трех фаз и возбуждением двух других фаз. Линейный ток и его гармоники должны быть симметричными.

Проверка коэффициента трансформации

Измерение выполняется на всех ступенях и ответвлениях обмотки.

Проверка производится методом двух вольтметров замером напряжения одновременно между обмотками НН и ВН.

Важно. Для предотвращения ошибок контроль напряжения проводят одновременно на обоих приборах. Учитываются колебания сети напряжения 220 В. Значение $K_{тр}$ одной фазы не должно отличаться более 2% от других фаз.

Проверка групп соединений обмоток

Идентичность групп соединений обмоток нужна для последующего введения трансформатора в параллельную работу.

Проверка выполняется только когда неизвестны паспортные данные или трансформатор после ремонта.

Проверяю с помощью подключения гальванометра с градуировкой, где ноль находится посередине шкалы и табличными значениями отклонений в градусах.

Совпадение выводов означает максимальное отклонение стрелки гальванометра.

После проверки выполняют обработку полученных данных и вычисляют результаты.

Контрольная проверка работы переключающегося устройства ответвлений обмоток трансформатора

Определить правильно или нет работает смонтированное переключающее устройство можно с помощью измерения сопротивления постоянному току обмоток, которая регулируется. Контроль производится на всех положениях после проверки коэффициента трансформации.

Равное сопротивление между фазами трансформатора свидетельствуют о правильной сборке ПБВ для трехфазного оборудования.

Измерение сопротивления току короткого замыкания

Для проверки используется специальный измерительный комплект. Проверка выполняется возбуждением обмотки с высокой стороны трехфазным напряжением 380 В. Измерение производится по приборной шкале с занесением в журнал проверок. Обязательно сравнение тока КЗ с заводскими показателями или паспортными данными. Это необходимо для проверки степени эксплуатационной стойкости изоляции обмотки короткому замыканию.

Периодичность испытания силового трансформатора

Периодичность испытаний подчиняется нормам ГОСТ Р 56738-2015, местным инструкциям, которые определены согласно эксплуатационным условиям [9].

Руководствуясь нормами, проверку изоляции обмоток трансформатора проводят – 1 раз в год.

Остальные элементы конструкции: шпильки, бандажи и прочее проверяют 1 раз в 4 года.

Коэффициент трансформации подтверждается на соответствие заявленному значению 1 раз в 6 лет.

Сухие трансформаторы испытываются 1 раз в 6 лет.

Для определения работоспособности трансформатора периодически раз в год выполняют отбор проб трансформаторного масла для испытаний.

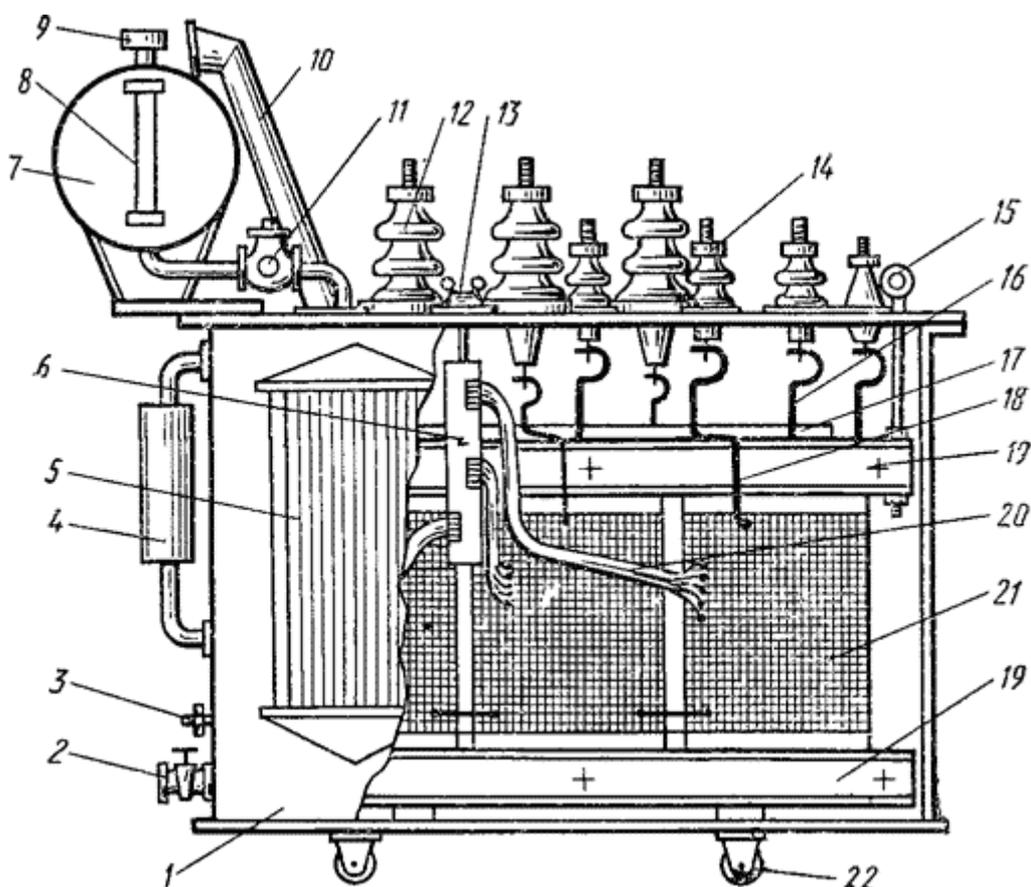
В зависимости от эксплуатационных испытаний трансформаторного масла решают возможность выполнения полной проверки трансформатора.

Зная уровень содержания влаги, определяют степень износа. Во время длительной эксплуатации влага в совокупности со старением бумажно-масляной изоляции или из-за нарушения герметичности так называемого «дыхания трансформатора» повышает вероятность пробоя изоляции и ускоряет ее старение. Определив, уровень влажности можно регулировать периодичность технического обслуживания.

Испытания трансформатора после ремонта или нового после транспортировки к месту установки служит гарантом надежности оборудования, являющегося важным звеном в системе электроснабжения потребителей и безотказности электрической схемы.

2.5 Конструкция стандартного силового трансформатора

Силовой трансформатор состоит из следующих компонентов:



1 - бак, 2 - вентиль, 3 - болт заземления, 4 - термосифонный фильтр, 5 - радиатор, 6 - переключатель, 7 - расширитель, 8 - маслоуказатель, 9 - воздухоосушитель, 10 - выхлопная труба, 11 - газовое реле, 12 - ввод ВН, 13 - привод переключающего устройства, 14 - ввод НН, 15 - подъемный рым, 16 - отвод НН, 17 - остов, 18 - отвод ВН, 19 - яровая балка остова (верхняя и нижняя), 20 - регулировочные ответвления обмоток ВН, 21 - обмотка ВН (внутри НН), 22 - каток тележки

Рисунок 1 – Конструкция силового трансформатора:

Бак силового трансформатора – технологическая емкость, которая предназначена для заливки трансформаторного масла (заполнения газом) и установки активной части. Конструкция бака включает дно, крышку, обвязку и раму. Крышка имеет отверстия для болтового крепления к раме и предназначена для закрывания бака, монтажа вводов, термосигнализатора, расширителя и привода РПН. Для увеличения уровня герметичности место контакта крышки и бака уплотняют резиновым материалом, который укладывается в выступ обечайки. С целью увеличения механической

прочности баков третьего габарита, используют усиление продольными и поперечными балками из стали. Герметичность и механическую прочность сварных швов испытывают гидравлическим давлением не менее 30 кПа. Для силовых трансформаторов с первого по пятый габарит применяют баки овальной формы. У трансформаторов с большими размерами – прямоугольной формы.

На силовом трансформаторе применяются следующие *вентили*: для заливки и слива масла в баке трансформатора; для заливки и слива масла в расширителе; перекрывающие между баком и расширителем (с обеих сторон газового реле); на радиаторах поворотные вентили. Все эти вентили должны оставаться открытыми при работе трансформатора, кроме вентилей слива. Отверстие для заливки масла в крышке бака должно быть закрыто. Этот вентиль также используется для фильтрования или сушки масла по замкнутой схеме. Другой вентиль для фильтрования расположен в нижней части бака. На той же самой стене бака имеются вентили отбора проб масла, верхний и нижний. Расширитель и бак также обеспечены пробками спуска осадка масла.

Заземляющий болт необходим для заземления корпуса силового трансформатора, через присоединения к нему заземляющего проводника. Это присоединение должно быть выполнено так, чтобы не было необходимости нарушения проводки при выкатке трансформатора.

Термосифонный фильтр предназначен для очистки и регенерации трансформаторных масел. Во время эксплуатации изоляционных жидкостей наблюдается ряд негативных факторов, которые способны снижать их качественные характеристики: взаимодействие с кислородом воздуха, воздействие высокой температуры, обводнение и т.д. Термосифонный фильтр наполняется специальным веществом (силикагелем), которое способно поглощать вредные примеси. Конструктивно такой фильтр состоит из стального цилиндра, присоединенного к патрубкам в стенке бака трансформатора. Термосифонные фильтры применяются для того, чтобы

поддерживать изоляционные свойства трансформаторного масла, продлевая таким образом срок его службы.

Радиаторы силового трансформатора – навесные теплообменники, которые подключают к патрубкам на стенках силового бака с обязательным уплотнением при помощи резиновых прокладок. Посредством радиаторов происходит более интенсивная циркуляция масла, что обеспечивает увеличение площади охлаждения и способствует его эффективному охлаждению. Конструктивно радиаторы состоят из вертикальных круглых (овальных) труб или плоских прямоугольных пластин с каналами внутри.

Переключатель ПБВ служит для регулировки напряжения силового трансформатора с целью поддержания требуемой величины напряжения у потребителей, питающихся от данного силового трансформатора. Как известно, величина напряжения прямо пропорциональна количеству витков обмотки силового трансформатора. Изменяя количество витков обмотки, изменяется коэффициент трансформации и соответственно напряжение на данной обмотке. Переключатель ПБВ представляет собой устройство, осуществляющее ступенчатое переключение между ответвлениями витков обмотки трансформатора.

Расширитель представляет собой резервуар определённого объёма (около 10% объёма масла трансформатора), служащий для компенсации температурных изменений масла при работе трансформатора. Он обеспечивает постоянное заполнение бака трансформатора маслом при любых изменениях температуры окружающего воздуха и нагрузок. При повышении температуры и увеличении объёма избыток масла поступает в расширитель по маслопроводу, соединяющему расширитель с баком. При понижении температуры и уменьшении объёма масло переходит из расширителя в бак. Расширитель обеспечивает сокращение площади соприкосновения поверхности масла с воздухом, в результате чего масло меньше окисляется, тем более что в расширителе температура масла ниже, чем в верхней части бака.

Маслоуказатели предназначены для визуального отображения уровня масла в трансформаторах. Они информируют о изменении объёма масла, что всегда связано с изменениями в работе трансформаторов или с изменениями окружающей среды.

Воздухоосушители - это прозрачные полые цилиндрические трубки, которые содержат химически чистые соли кремния (кремнегель) с цветовым индикатором. Воздух внутри трансформатора, накапливающийся в результате теплового сжатия масла, проходит через кремнегель. Основная задача – поддерживать низкий уровень влажности, прежде всего в нижней части корпуса, поскольку в противном случае ухудшаются изоляционные свойства не только воздуха, но и поверхностных диэлектрических покрытий. Поэтому последовательность процедур такова: сравнить фактические показатели относительной влажности с рекомендуемыми значениями; оценить возможные изменения объёма охлаждающего масла, содержащегося в расширительном баке; при необходимости подать в небезопасную зону эффективный осушитель.

Выхлопная труба представляет собой длинный стальной цилиндр, сваренный из листовой стали толщиной 1,5 мм, устанавливаемый нижним основанием на крышке трансформатора. Выхлопная (предохранительная) труба служит для предотвращения разрушения бака трансформатора, в котором при внутренних повреждениях (КЗ, электрической пробой и пр.) повышается давление, а защита, отключающая трансформатор, не сработала или сработала с запозданием.

Газовое реле представляет собой резервуар с двумя поплавками, устанавливаемый в трубопроводе между трансформатором и консерватором масла и заполняемый последним. Газовое реле служит для защиты от всех видов внутренних повреждений, сопровождающихся выделением газа и ускоренным перетоком масла из бака трансформатора в расширитель, а также от утечки масла из трансформатора и попадания воздуха в бак

Ввод ВН (высокого напряжения) – ввод, который применяется в силовых трансформаторах для соединения обмоток к проводникам внешних электрических сетей, находящихся на открытом воздухе или в закрытых шинных системах, в условиях умеренно-холодного климата, где окружающая среда невзрывоопасна и не содержит токопроводящей пыли, агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих электротехнический фарфор и глазурь. Они предназначены для работы при температуре окружающего воздуха от -45 до $+40^{\circ}\text{C}$ и высоте установки над уровнем моря не более 1000 м для вводов на напряжения 110-330 кВ и не более 500 м для вводов на напряжения 500 кВ и выше.

Привод переключающегося устройства необходим для обеспечения надежного переключения ответвлений обмоток силового трансформатора на всем диапазоне регулирования.

Ввод НН (низкого напряжения) – ввод, который применяется в силовых трансформаторах для соединения обмоток к проводникам внешних электрических сетей, находящихся на открытом воздухе или в закрытых шинных системах, в условиях умеренно-холодного климата, где окружающая среда невзрывоопасна и не содержит токопроводящей пыли, агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих электротехнический фарфор и глазурь. Они предназначены для работы при температуре окружающего воздуха от -45 до $+40^{\circ}\text{C}$ и высоте установки над уровнем моря не более 1000 м для вводов на напряжения 0.5-35кВ.

Подъемный рым нужен для подъема трансформатора на верхних ярмовых балках.

Отвод НН (низкого напряжения) и отвод ВН (высокого напряжения) применяются для соединения концов обмоток трансформаторов между собой и с вводами подключения регулировочных ответвлений к переключателям и других соединений внутри трансформатора. Особенности сборки отводов НН определяются большими вторичными токами и, следовательно, сечениями проводов и отводов обмоток по сравнению с обмотками и отводами ВН.

Остов - один из конструктивных компонентов трансформатора, которая состоит из магнитной системы, стяжных шпилек, бандажа, ярма, балок, изоляционных деталей. Магнитопровод остова обеспечивает создание магнитной цепи, по которой замыкается рабочий магнитный поток трансформатора. Для изготовления магнитопровода используют пластины или ленты из электротехнической анизотропной стали. Все пластины имеют надежную изоляцию на основе лакового покрытия. Участок магнитопровода, на котором фиксируют обмотки, именуют стержнями. Фрагменты магнитопровода, которые не несут обмоток, называют ярмом. Оно обеспечивает стяжку всех конструктивных элементов в единое изделие. При перемещении активной части трансформатора, применяют крепление за остов.

Ярмовые балки создают равномерную прессовку ярм и являются опорой для обмоток.

Регулировочные ответвления обмоток ВН нужны для осуществления возможности регулировки величины выходного напряжения

Обмотка ВН (внутри НН) представляет собой совокупность витков, которая образует электрическую цепь, в которой образуется электродвижущая сила, индуктированная в отдельных витках. Обмотка трансформатора содержит обмоточный провод, изоляционные детали, предусмотренные конструкцией; изоляция создает необходимые каналы для охлаждения, препятствует их смещению под действием электромагнитных сил, защищает от электрического пробоя. Обмотки трансформаторов отличаются количеством витков, типом и направлением намотки, количеством параллельных проводов в витке, схемой присоединения отдельных частей обмотки между собой.

Каток тележки предназначен только для перекатывания трансформатора при установке его на фундамент.

Самые современные виды силовых трансформаторов, кроме того, оснащены дополнительными системами навесного оборудования. К ним

относят температурные датчики, приборы поглощения влаги, механизмы, предотвращающие перепады напряжения и другие устройства, которые предназначены для информативности и удобства управления трансформаторами. Оснащение трансформаторов силового типа этими дополнительными инструментами влияет на стоимость оборудования. Процесс преобразования электрической энергии осуществляется под воздействием свойств магнитного поля (в магнитопроводе). Магнитопровод изготовлен из материала на основе железосодержащей стали[10].

2.6 Системы охлаждения силовых трансформаторов

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

Ниже приводится краткое описание систем охлаждения трансформаторов.

Естественное воздушное охлаждение. Естественное воздушное охлаждение трансформаторов осуществляется путем естественной конвекции воздуха и частично лучеиспускания в воздухе. Такие трансформаторы получили название «сухих». Условно принято обозначать естественное воздушное охлаждение при открытом исполнении С; при защищенном исполнении СЗ, при герметизированном исполнении СГ, с принудительной циркуляцией воздуха СД.

Допустимое превышение температуры обмотки сухого трансформатора над температурой охлаждающей среды зависит от класса нагревостойкости изоляции и согласно ГОСТ 11677-85 должно быть не больше: 60°C (класс А); 75°C (класс Е); 80°C (класс В); 100°C (класс F); 125°C (класс Н)[11].

Данная система охлаждения малоэффективна, поэтому применяется для трансформаторов мощностью до 1600 кВА при напряжении до 15 кВ.

Естественное масляное охлаждение. Естественное масляное охлаждение (М) выполняется для трансформаторов мощностью до 16000 кВА включительно. В таких трансформаторах тепло, выделенное в обмотках и магнитопроводе, передается окружающему маслу, которое, циркулируя по баку и радиаторным трубам, передает его окружающему воздуху. При номинальной нагрузке трансформатора температура масла в верхних, наиболее нагретых слоях не должна превышать $+95^{\circ}\text{C}$.

Для лучшей отдачи тепла в окружающую среду бак трансформатора снабжается ребрами, охлаждающими трубами или радиаторами в зависимости от мощности.

Масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла. Масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла (Д) применяется для более мощных трансформаторов. В этом случае в навесных охладителях из радиаторных труб помещаются вентиляторы (рис.1). Вентилятор засасывает воздух снизу и обдувает нагретую верхнюю часть труб. Пуск и останов вентиляторов могут осуществляться автоматически в зависимости от нагрузки и температуры нагрева масла. Трансформаторы с таким охлаждением могут работать при полностью отключенном дутье, если нагрузка не превышает 100% номинальной, а температура верхних слоев масла не более $+55^{\circ}\text{C}$, также при минусовых температурах окружающего воздуха и при температуре масла не выше $+45^{\circ}\text{C}$ независимо от нагрузки. Максимально допустимая температура масла в верхних слоях при работе с номинальной нагрузкой $+95^{\circ}\text{C}$.

Форсированный обдув радиаторных труб улучшает условия охлаждения масла, а следовательно, обмоток и магнитопровода трансформатора, что позволяет изготавливать такие трансформаторы мощностью до 80000 кВА.

Масляное охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией масла через воздушные охладители. Масляное охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией масла через воздушные охладители (ДЦ) применяется для трансформаторов мощностью 63000 кВА и более.

Охладители состоят из системы тонких ребристых трубок, обдуваемых снаружи вентилятором. Электронасосы, встроенные в маслопроводы, создают непрерывную принудительную циркуляцию масла через охладители.

Благодаря большой скорости циркуляции масла, развитой поверхности охлаждения и интенсивному дутью охладители обладают большой теплоотдачей и компактностью. Переход к такой системе охлаждения позволяет значительно уменьшить габариты трансформаторов.

Охладители могут устанавливаться вместе с трансформатором на одном фундаменте или на отдельных фундаментах рядом с баком трансформатора.

Направленный поток масла (НДЦ). В трансформаторах с направленным потоком масла (НДЦ) интенсивность охлаждения повышается, что позволяет увеличить допустимые температуры обмоток.

Масляно-водяное охлаждение с принудительной циркуляцией масла (Ц). Масляно-водяное охлаждение с принудительной циркуляцией масла (Ц) принципиально устроено так же, как система ДЦ, но в отличие от последнего охладители состоят из трубок, по которым циркулирует вода, а между трубками движется масло.

Температура масла на входе в маслоохладитель не должна превышать +70°C.

Чтобы предотвратить попадание воды в масляную систему трансформатора, давление масла в маслоохладителях должно превышать давление циркулирующей в них воды не менее чем на 0,02 МПа (2 Н/см²). Эта система охлаждения эффективна, но имеет более сложное конструктивное выполнение и применяется на мощных трансформаторах (160 МВА и более).

Масляно-водяное охлаждение с направленным потоком масла (НЦ). Масляно-водяное охлаждение с направленным потоком масла (НЦ) применяется для трансформаторов мощностью 630 МВА и более.

На трансформаторах с системами охлаждения ДЦ и Ц устройства принудительной циркуляции масла должны автоматически включаться одновременно с включением трансформатора и работать непрерывно независимо от нагрузки трансформаторов. В то же время число включаемых в работу охладителей определяется нагрузкой трансформатора. Такие трансформаторы должны иметь сигнализацию о прекращении циркуляции масла, охлаждающей воды или об останове вентилятора.

Следует отметить, что в настоящее время ведутся разработки новых конструкций трансформаторов с обмотками, охлаждаемыми до очень низких температур. Металл при низких температурах обладает сверхпроводимостью, что позволяет резко уменьшить сечение обмоток. Трансформаторы с использованием принципа сверхпроводимости (криогенные трансформаторы) будут иметь малую транспортировочную массу при мощностях 1000 МВА и выше.

Каждый трансформатор имеет условное буквенное обозначение, которое содержит следующие данные в том порядке, как указано ниже:

- число фаз (для однофазных - О; для трехфазных - Т);
- вид охлаждения - в соответствии с пояснениями, приведенными выше;
- число обмоток, работающих на различные сети (если оно больше двух), для трехобмоточного трансформатора Т; для трансформатора с расщепленными обмотками Р (после числа фаз);
- буква Н в обозначении при выполнении одной из обмоток с устройством РПН;
- буква А на первом месте для обозначения автотрансформатора.

За буквенным обозначением указывается номинальная мощность, кВА; класс напряжения обмотки (ВН); климатическое исполнение и категория размещения.

3 Статистические данные и классификация отказов силовых трансформаторов

В таблицах 4-12 приведены основные статистические данные и классификация отказов силовых трансформаторов.

Поскольку отсутствие части информации искажает картину распределения отказов и по причинам, и по узлам, то ссылка на проценты в последующем тексте дается по итогам 89г., данные по которому ближе к реальному распределению отказов.

Из 504 отказов трансформаторов в 1989г. 21,6% случилось по причине дефектов конструкций и изготовления 19,2% - по причине нарушения правил транспортирования, хранения и монтажа. 17,5% отказов связано со старением изоляции трансформаторов при длительной эксплуатации, 8,1% отказы случились по причине посторонних действий, а в 15,1% случаев причины отказа не были обнаружены либо по причине незначительного размера разрушений, или по причине неимения истинной информации о вскрытии трансформаторов.

Из общего количества отказов трансформаторов на протяжении первых трех лет работы отказывало около 4% трансформаторов, в период от 3 до 12 лет – 37%, от 12 до 25 лет – 26%. Отказы трансформаторов с наработкой более 25 лет, отработавших свой ресурс, составляют около 33% и доля отказов этой группы имеет тенденцию к увеличению в связи со старением всего парка установленных трансформаторов [12].

Таблица 4 - Классификация отказов трансформаторов по мощности и напряжению за 1989г.

Мощность трансформаторов кВ× А	Количество отказов трансформаторов напряжением, кВ					Всего отказов	Суммарная мощность отказавших трансформаторов	
	До 35	110-150	220	330	400-500		МВ× А	%
4000-7500	87	42	-	-	-	129	650,8	1,8
10000-80000	50	154	33	3	-	240	7432,0	20,4
Более 80000	4*	37	46	21	27	135	28284,0	77,8
Итого	141	233	79	24	27	504	36366,8	100,0

Таблица 7 - Классификация отказов трансформаторов по мощности за 1990 г.

Мощность трансформаторов, кВ·А	Количество отказов трансформаторов	Суммарная мощность отказавших трансформаторов	
		МВ·А	%
2500-7500	88	468,9	2,3
10000-80000	135	4639,5	23,0
Более 80000	67	15054,0	74,7
Итого	290	20162,4	100

Таблица 8 - Классификация отказов трансформаторов по узлам за 1990 г.

Мощность трансформаторов, кВ·А	Количество отказов трансформаторов из-за повреждения							Количество отказов без повреждения узла	Всего отказов	
	обмотки и изоляции	переключателей		Бака и арматуры на баке	Выносного охладительного устройства	вводов	прочих узлов			
		РПН	ПБВ							
2500-7500	29	6	9	12	1	18	3	10	88	
10000-80000	34	27	3	13	6	23	6	23	135	
Более 80000	10	9	-	9	3	25	2	9	67	
Итого	Количество	73	42	12	34	10	66	11	42	290
	%	25,2	14,5	4,1	11,7	3,4	22,8	3,8	14,5	100

Таблица 9 - Классификация отказов трансформаторов по причинам за 1990 г.

Мощность трансформаторов, кВ·А	Количество отказов трансформаторов из-за										Всего отказов	
	недостатков эксплуатации	дефектов ремонта	недостатков проектирования, хранения и монтажа	недостатков проектирования	дефектов конструкции и изготовления	изменений материалов в процессе эксплуатации	атмосферных воздействий, влияющих на климатические условия	нерасчетных режимов в сети	посторонних воздействий	неустановленных причин		
2500-7500	23	5	3	1	12	14	10	6	9	5	88	
10000-80000	23	10	2	1	33	25	3	5	10	23	135	
Более 80000	12	4	5	1	20	10	2	-	2	11	67	
Итого	Количество	58	19	10	3	65	49	15	11	21	39	290
	%	20,0	6,6	3,4	1,0	22,4	16,9	5,2	3,8	7,2	13,5	100

Таблица 10 - Классификация отказов трансформаторов по напряжению за 1991 г.

Мощность трансформаторов, кВ·А	Количество отказов трансформаторов напряжением, кВ					Всего отказов
	До35	110-150	220	330	400-500	
2500-7500	10	8	-	-	-	18
10000-80000	3	44	8	-	-	55
Более 80000		10	30	11	17	68
Итого	13	62	38	11	17	141

Таблица 11 - Классификация отказов трансформаторов по узлам за 1991 г.

Мощность трансформаторов, кВ·А	Количество отказов трансформаторов из-за повреждения							Количество отказов без повреждения, узла	Всего отказов	
	обмотки изоляции	переключатели		бака и арматуры баке	выносного охладительного устройства	вводов	прочих узлов			
		РПН	ПБВ							
2500-7500	6	1	3	1	1	6	-	-	18	
10000-80000	13	8	-	4	-	16	2	12	55	
Более 80000	19	2	2	5	5	27	1	7	68	
Итого	Количество	38	11	5	10	6	49	3	19	141
	%	26,9	7,8	3,5	7,2	2,8	34,7	2,2	14,9	100

Таблица 12 - Классификация отказов трансформаторов по причинам за 1991 г

Мощность трансформаторов, кВ·А	Количество отказов трансформаторов из-за										Всего отказов	
	недостатков эксплуатации	дефектов ремонта	недостатков проектирования, хранения и монтажа	недостатков проектирования	дефектов конструкции и изготовления	изменений материалов в процессе эксплуатации	атмосферных воздействий, влияющих на климатические условия	нерасчетных режимов в сети	посторонних воздействий	неустановленных причин		
2500-7500	1	1	-	1	9	3	1	-	-	2	18	
10000-80000	7	1	1	-	18	8	1	5	2	12	55	
Более 80000	9	2	7	1	29	5	1	2	1	11	68	
Итого	Количество	17	4	8	2	56	16	3	7	3	25	141
	%	12,1	2,8	5,7	1,4	39,7	11,3	2,1	5,0	2,1	17,8	100

3.1 Определение технического состояния силовых трансформаторов

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 2 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, 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.

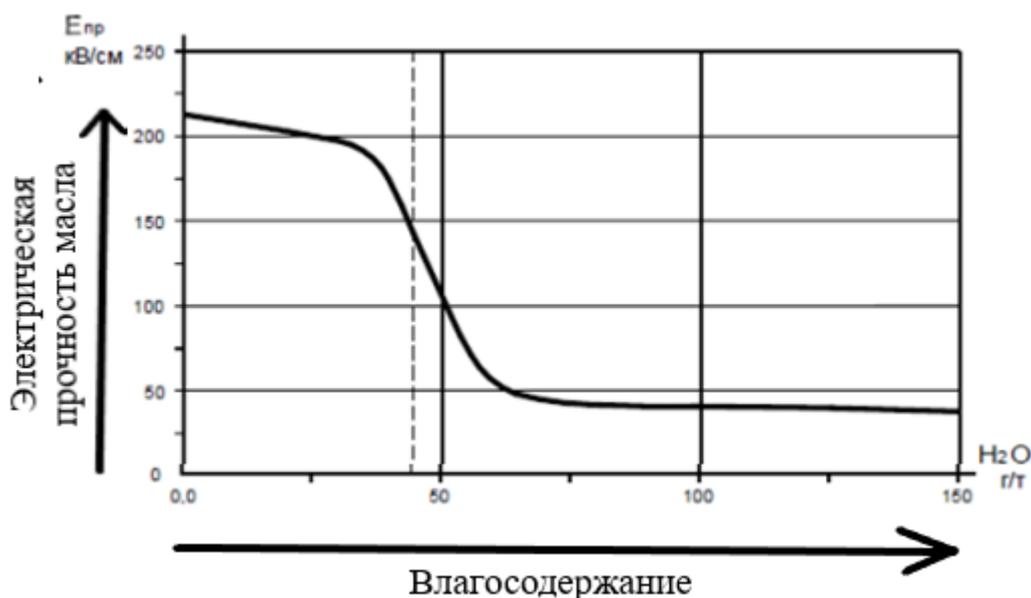
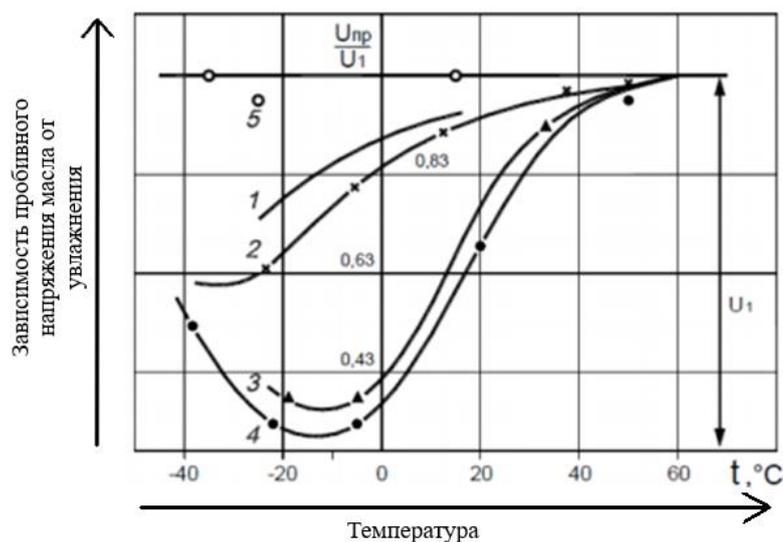


Рисунок 2 – Зависимость электрической прочности масла от влагосодержания

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 3. Согласно этому рисунку трансформатор перед включением нужно нагревать до положительных температур, в идеале до 20 – 30 градусов. Эти кривые показывают 11 уменьшение электрической стойкости изоляции в функции температуры и концентрации влаги. Вид данных кривых объясняется переходом воды из растворенного состояния при 60 0С в эмульгированное состояние при снижении температуры. По мере снижения температуры увеличивается количество эмульгированной влаги, что приводит к снижению прочности масла.



1 - WM = 10 г/т, NT = 5 г/т; 2 - WM = 10 г/т, NT = 50 г/т; 3 - WM = 20 г/т, NT = 5 г/т; 4 - WM = 20 г/т, NT = 50 г/т; 5 - WM = 5 г/т, NT = 5 г/т

Рисунок 3 - Зависимость пробивного напряжения масла от увлажнения WM, и содержания в масле механических примесей NT

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].

3.2 Виды повреждений и места их возникновения в трансформаторах

По причине обширной разновидности образующихся дефектов в трансформаторе потребуются всевозможные методы контроля их состояния. На данный момент есть множество способов защиты и методов контроля силового оборудования.

Исходя из данных, можно сделать вывод, что подавляющее количество повреждений возникает в РНП (реле напряжения полупроводникового типа), ПБВ (переключающее устройство без возбуждения) и в изоляции.

Виды повреждений и места их возникновения в трансформаторах:

1. Повреждения в обмотках. Из-за неудовлетворительной динамической стойкости, при коротком замыкании, возникают деформации, которые могут быть следствием повреждением изоляции. При нарушении герметичности трансформаторов образуются засорения и влажность, что приводит к уменьшению электрической прочности или пробоем изоляции. Ещё факторами, которые приводят к пробоем изоляции, являются износ и уменьшение механической прочности. Так же дефекты могут возникнуть в процессе изготовления.

2. Повреждения в магнитопроводе. При образовании контура короткого замыкания, ввиду перегрева сердечника, может возникнуть пожар в железе.

3. Повреждения в системе охлаждения. Из-за загрязнения масла различными примесями, возникают повреждения маслонасосов. Перегрев трансформатора является следствием засорения трубок охладителя.

4. Искрение, подгар контактов происходит из-за нарушения контактов. Это вид повреждений возникает в устройстве РПН

5. Повреждения в различных узлах. Повреждение сальников задвижек возникают из-за разгерметизации бака. Дефекты монтажа могут привести к перегреву соединений контактов. Течь масла приводит, происходит ввиду низкого качества монтажа, либо низкого качества прокладки. К пробоям приводит окисление масла.

6. Повреждения изоляции. Сюда входят все повреждения, исключением считаются произошедшие по причине наружных эффектов: сетевых перенапряжений и молний. Во большинстве случаев смещение в худшую сторону характеристик изоляции связаны с пиролизом (разложением изоляции при нагревании), окислением, манипуляции кислоты, увлажнением. Велико количество отказов мощных трансформаторов вследствие повреждения главной изоляции. Повреждения связаны с понижением электрической прочности изоляции, в процессе эксплуатации вследствие дефектов монтажа или же ремонта, увлажнения и загрязнения изоляции, чему во множествах случаях способствовало отсутствие полноценной диагностики состояния трансформаторов.

7. Ошибки проектирования, плохой материал, неправильная установка. Это повреждения, связанные с отсутствием блокировок, плохой пайкой, плохим контактом, недостаточной изоляцией стержней, низкой динамической стойкостью к токам короткого замыкания, посторонними предметами внутри бака. В настоящее время произошло снижение общего

уровня квалификации персонала. Это коснулось и крупных электростанций, где персонал всегда был более квалифицированным.

8. Перегрузка. Повреждения, причиной возникновения которых послужила перегрузка трансформатора.

9. Возгорания/взрывы. Повреждения по проблемам возгорания и взрывов за пределами трансформатора, при которых получил повреждения сам трансформатор. Тут не предусматривались возгорания и взрывы изнутри трансформатора, ставшие следствием какого-нибудь недостатка. В последние годы возросла численность отказов с пожарами трансформаторов, в большей степени на подстанциях. В основном возгорания трансформаторов зависимы от повреждений маслонеполненных вводов благодаря пробоем внутренней изоляции. Пробой внутренней изоляции вводов сопровождается, в большинстве своем, повреждением фарфоровой покрышки, попаданием горючих газов в атмосферу и возгоранием масла. Повреждения, вызываемые пожарами, у трансформаторов, приводят, в большинстве своем, к массовому количеству разрушений. Ремонт для восстановления повреждений требует в таких случаях больших затрат или вообще нецелесообразен. Одной из главных причин, содействующих возрастанию количества повреждений трансформаторов при пожарах, считается отказ в срабатывании стационарного автоматического оборудования пожаротушения или его отсутствие.

10. Сетевые перенапряжения. Повреждения вследствие перенапряжений, вызванных коммутациями, короткими замыканиями, перекрытием изоляции линий и прочими причинами.

Как можно заметить, существует обширное количество типов повреждений. Но обнаружить их всех невозможно. Причины кроются в техническом и экономическом аспекте. Наибольшее внимание уделяется выявлению часто встречающихся повреждений, а также опасных повреждений для самого трансформатора. Наибольшее количество повреждений происходит по причине дефектов изоляции [14].

3.3 Изоляция силовых трансформаторов

Изоляция силовых трансформаторов представляет собой сложную систему, состоящую из различных как по значению, так и конструкции элементов и узлов.

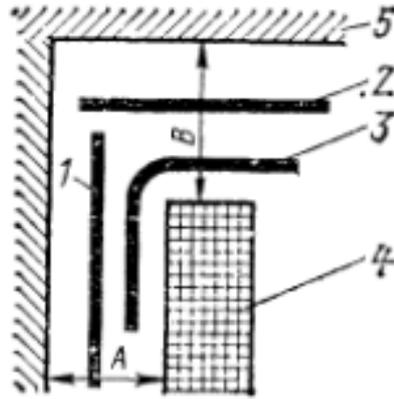
При классификации изоляции трансформатора следует выделить два основных ее вида:

- внутренняя изоляция;
- внешняя изоляция.

К внешней изоляции относится, например, изоляция покрышек вводов, соприкасающаяся с атмосферой, воздушные изоляционные промежутки между вводами данной обмотки, между вводами разных обмоток и до заземленных частей.

Внутренняя (маслонаполненная, газовая, литая) изоляция трансформатора разделяется на главную и продольную изоляцию обмоток, изоляцию установки вводов, изоляцию отводов, переключателей и пр.

Главная изоляция обмоток - это изоляция от данной обмотки до заземленных частей магнитопровода, бака и других обмоток (в том числе и других фаз)[15].



1 – цилиндрический барьер; 2 – плоская шайба; 3 – угловая шайба; 4 – обмотка ВН; 5 – ярмо магнитопровода; *A* и *B* – главные изоляционные расстояния.

Рисунок 4 – Схема главной изоляции обмотки силового трансформатора

Продольная изоляция - это изоляция между различными точками одной обмотки: между витками, слоями, катушками.

Во внутренней маслонаполненной изоляции трансформаторов применяется:

- сплошная твердая (как правило, целлюлозная) изоляция. Это изоляция между расположенными вплотную изолированными проводниками, витками или отводами;

- чисто масляная: в ряде случаев это промежутки между обмоткой и баком, экраном ввода и баком, между отводом и стенкой бака;

- комбинированная (маслобарьерная) изоляция: масляные промежутки, разделенные барьерами

- межобмоточная изоляция, изоляция между фазами, между обмоткой и магнитопроводом и т. д.

4 Виды контроля состояния трансформатора

При оценивании состояния трансформаторов, в случае непрерывного контроля, часто используют: газохроматографический анализ содержания газов в масле, а также измерение количества частичных разрядов и температурный контроль обмотки трансформатора в наиболее нагретой точке.

Периодические испытания, требующие отключения трансформатора от сети:

Периодический контроль состояния. Суть периодического контроля состоит в анализе проб масла. Благодаря данному виду контроля трансформатора становится вероятным определить процесс старения оборудования. С помощью этого становится возможным своевременно предпринять меры для поддержания его работоспособности. Нормативные документы определяют периодичность отбора проб. По полученным пробам анализа трансформаторного масла проверяется состояние изоляции. Масло необходимо подвергать очистке, дегазации и сушке.

Измерение частичных разрядов. Метод определения частичных разрядов является важнейшим, чтобы обнаружить повреждения изоляции конструкций высокого напряжения. По причине нарушения прочности изоляции начинают возникать частичные разряды, что вызывает повреждение самого оборудования. Обнаружение частичных разрядов имеет результат в случае, когда превышено рабочее напряжения. Для этого производится особое оборудование для поиска и обнаружения частичных разрядов. К примеру, анализатор частичных разрядов TE 571 (цифровой измеритель, обрабатывающий полученные данные на компьютере).

Тепловизионный контроль. Этот метод обнаруживает: дефекты наружных соединений контактов; нагрев определенных участков; перегрев контактов поверхности бака и РПН. Представляет собой контроль нагрева внешней поверхности трансформатора. Нагревы высоковольтных вводов

становятся явными, благодаря использованию тепловизионного оборудования. Тепловизионный контроль, как один из видов контроля трансформаторов набирает известность и распространяется в России. Оборудование, как иностранное, так и отечественного производства, не позволяет находить повреждения, возникающие внутри трансформатора.

Тепловизионный контроль в России используют как особые организации, задача которых диагностирование проблем, так и службами энергетических систем. Самую большую эффективность при розыске дефекта демонстрирует изучение систем охлаждения.

Вибрационный контроль прессовки. Во время работы трансформатора в российских энергетических системах начали применять вибрационную диагностику, которая производит измерение вибрации бака.

Контроль теплового состояния трансформаторов. Во время эксплуатации трансформатора важным фактором является температурный контроль. Для реализации данного метода могут быть применены косвенные методы. Когда осуществляют измерения температуры верхних слоёв масла, либо определяют температуру только наиболее нагретых точек трансформатора (измерения осуществляются внутри трансформатора). Полученные измерения способствуют оценке на перегрузочную способность при стандартных испытаниях. Однако применение оптоволоконных датчиков, которые установлены в обмотку, имеют расширенные возможности. Температурный контроль наиболее нагретых точек способен находить оптимальное число вентиляторов и насосов, находящихся в работе при температуре окружающей среды и наличие нагрузки, что способствует уменьшению потерь в системе охлаждения и увеличению КПД.

На заводах при типовых испытаниях используются прямые методы определения температуры наиболее нагретой части обмотки. Непрерывный контроль измерения наиболее нагретых точек достаточно дорогой способ контроля, поэтому применяется только в случаях, требующих работу наиболее крупных и ответственных трансформаторов.

Существенными недостатками применения косвенных методов определения температуры в обмотках является то, что они не способны определить истинную температуру обмоток. Появившиеся точечные и распределённые датчики определяют температуру в самих обмотках. А применение оптоволоконной техники, выводящие результаты на компьютер, дают возможность установки датчика в обмотку, и данный способ позволяет при осуществлении измерений совершенно избавиться от помех электромагнитного характера.

Контроль анализа растворённых газов, применяя устройства непрерывного контроля. Основным способом контроля, выявляющим большую часть возникающих повреждений, является в настоящее время хроматографический контроль газов, содержащихся в масле. Газохроматографический анализ применяют крупнейшие энергетические компании и фирмы, производящие трансформаторы, однако применяют разные системы обнаружения типологии повреждений. Данный вид контроля выявляет наибольшее количество существующих повреждений внутри трансформатора. Наиболее актуальны определение медленно создающихся дефектов, например, разряды и перегрев изоляции [16].

Существует различные приборы для определения содержания газов, которые полностью работают в автоматическом режиме. Можно выделить преимущества свойственные данному виду оборудования: отсутствие ошибок свойственных человеку при проведении измерений.

Зная, что анализ растворённых газов (АРГ) является отличным инструментом, который даёт специалисту точные данные, при этом нет необходимости выводить трансформатор из работы. Рассмотрим с помощью какого оборудование может быть обеспечен онлайн анализ газов, растворённых в масле.

4.1 Вывод по главе

Анализ отказов трансформаторов, вышедших из работы особенно в первые годы эксплуатации, свидетельствует об изменении характера их повреждаемости за последние десятилетия. Если в 60-е и 70-е годы отказы происходили вследствие конструктивных дефектов самих трансформаторов из-за повышенных местных нагревов, недостаточных механических запасов при КЗ, непредвиденных длительных воздействий (ползущий разряд), то с 80-х годов отказы происходят вследствие дефектов комплектующих узлов.

Все более актуальной становится проблема эксплуатации старых трансформаторов, так как возрастает доля повреждений трансформаторов с наработкой более 20 лет.

Основными проблемами в данном случае являются вопросы износа изоляции и некоторые конструктивные дефекты, присущие старым конструкциям трансформаторов. Повреждения происходят при различных эксплуатационных воздействиях в основном из-за повреждения продольной изоляции.

Разнообразие видов дефектов обширно. Должное внимание уделяется наиболее обнаруживаемым дефектам. В зависимости от видов существующих повреждений применяются различные способы контроля трансформаторов. Основным способом контроля, выявляющим большую часть возникающих повреждений, является хроматографический контроль газов, содержащихся в масле.

5 Принципы построения диагностической системы на основе результатов системного анализа опыта эксплуатации силовых трансформаторов

Исходя из прошлой главы становится понятно, что необходима диагностическая система, которая способна обнаружить большее количество существующих повреждений внутри трансформатора, без остановки его работы.

Для данной задачи был выбран хроматографический контроль газов, содержащихся в масле.

Во многих энергетических компаниях в дополнение к классическим способам контроля за состоянием трансформатора обширно используется хроматографический анализ растворенных в масле газов (ХАРГ) в качестве действенного способа ранней диагностики медленно развивающихся повреждений.

Хроматографический анализ позволяет наблюдать за развитием процессов в трансформаторе; предвидеть повреждения, не обнаруживаемые классическими способами; охарактеризовать повреждения и ориентироваться при определении их места. Он также надежно фиксирует такие виды повреждений, как перегревы конструкционных частей трансформатора или его твердой изоляции [17].

При увеличении максимальных значений характерных газов для того, чтобы выявить динамику их роста в масле трансформатора используется метод периодической дегазации масла на работающих трансформаторах с последующим хроматографическим анализом газосодержания масла (спектра, динамики роста). При дегазации трансформатор как бы краткосрочно очищается от газов, дабы затем лучше проявлялась динамика подъёма количества газов.

Хроматографический анализ роста числа газов не позволяет принимать во внимание малозначительные изменения в состоянии трансформаторов и

устанавливать связь между серьезностью дефекта и скоростью изменения концентрации газов. Практически нельзя квалифицировать возникновение и развитие недочета системы трансформатора при небезопасном повреждении изоляции «ползущим» разрядом (например, при повреждении в первом канале между обмоткой ВН и изоляционным цилиндром). В момент возникновения поломки количество газа (его спектр) не выше (или располагается на уровне) максимальных значений, составляющих спектра газов рабочего фона. В конечной стадии «ползущий» разряд скоротечен и в следствии этого хроматографическим анализом его нельзя вовремя обнаружить.

Для определения присутствия повреждения в эксплуатируемом трансформаторе при помощи анализа растворенных в масле газов используется маслоотборное устройство, систему выделения растворенных в масле газов, газоанализатор, нормированные характеристики по отбраковке трансформатора.

Хроматографический анализ газов, содержащихся в масле, производится в энергосистемах в согласовании с действующими указаниями [18].

Есть некоторое количество методик выделения газов из масла, коим отвечают собственные способы отбора пробы масла. Большое распространение в российской и в заграничной практике отыскал способ отбора пробы масла в стеклянные шприцы объемом 5 или 10 миллилитров. Для отбора пробы масла на трансформаторе находится особый патрубок. Перед отбором пробы патрубок необходимо очистить от загрязнений, при этом для удаления застоявшегося в патрубке масла нужно слить из бака некоторое его количество.

Наполненный маслом шприц с пробкой отпускают в особую тару с гнездами для шприцов, маркируют пробу и отсылают в лабораторию. При маркировке пробы необходимо указывать энергообъект (электростанция или подстанция), стационарный номер трансформатора, место отбора пробы (бак,

устройство РПН, ввод), дату отбора, кем исполнен отбор. Основное требование при отборе и доставке пробы масла в центральную лабораторию - гарантировать герметичность и не допустить загрязнения и увлажнения пробы масла.

Экстрагирование (выделение газов в стеклянном сосуде с использованием вакуума и барботирования) масла считается наиболее популярным способом в российской и иностранной практике. Выделенный объем газа делиться в хроматографе на элементы.

В российский и иностранной практике определяют присутствие (концентрацию) следующих основных 9 газов: углекислого газа CO_2 , оксида углерода CO , водорода H_2 , кислорода O_2 , азота N_2 , углеводородов - метана CH_4 , ацетилена C_2H_2 , этилена C_2H_4 , этана C_2H_6 , не считая того, выделяют соотношение концентраций кое-каких более показательных (характерных) газов и рост их концентрации по сопоставлению с предыдущим показателем систематических измерений.

Российские нормы, созданные ВНИИЭ при участии ряда других НИИ, предусматривают внедрение информации о концентрации газов:

CO_2 - для выявления повреждений твердой изоляции;

C_2H_2 , CH_4 - для выявления повышенного нагрева металла и частичных разрядов (ЧР) в масле (дефекты токоведущих частей, в первую очередь контактных соединений, повышенный нагрев поверхности магнитопровода и конструкционных деталей, в том числе с образованием короткозамкнутых контуров); при пленочной защите дополнительно предусматривают концентрации водорода и метана, в том числе скорость роста концентрации этих газов и этана. По данным сведениям определяют, где находится источник частичных разрядов - в масле или же в твердой изоляции. Более подробную информацию о степени угрозы дефекта получают по отношениям концентраций характерных газов [19].

Анализ различен для старых и новых трансформаторов, к примеру, в старых трансформаторах присутствие газов CO и CO_2 , может

охарактеризовать не возникновение дефекта, а естественный завышенный термический износ.

Перегревы конструктивных частей и магнитопровода в трансформаторе разделяются по температуре на две группы: перегрев с температурой ниже 350 °С, перегревы с температурой 350-450 °С.

Характерными газами при перегреве конструктивных частей и магнитопровода в силовых трансформаторах считаются этилен и ацетилен. Вопрос о выводе трансформатора в капитальный ремонт приводится в решение при возникновении в масле трансформаторов одного из данных газов или же обоих совместно в конкретных количествах.

Перегревы твердой электрической изоляции силовых трансформаторов возможно фиксировать лишь только при помощи ХАРГ. Газовое реле в данном случае не откликается и имеет возможность начать работать только в завершающей стадии повреждения изоляции, сопровождающейся обширным газовыделением (например, при окончании «ползущего» разряда); характерный газ при перегреве твердой изоляции - диоксид углерода CO_2 . Вывод трансформатора в ремонт для определения повреждения, вызванного перегревом (повреждением) твердой изоляции, выполняется по максимальным значениям газов спектра, особенно CO_2 .

При использовании ХАРГ следует учитывать способ защиты масла от увлажнения. При защите воздухоосушителем в спектре будет отмечен кислород, при азотной защите - азот.

Наличие воздуха (кислорода) в спектре в случае пленочной защиты показывает потерю ее герметичности.

При установлении характера повреждения и оценке степени его опасности достоверность анализа зависит от количества проведенных анализов за конкретный промежуток времени.

Применяемые аппаратура и методики анализа должны обеспечивать погрешность измерения газов в масле не хуже указанной в таблице 13:

Таблица 13 – Допустимая погрешность измерения газов в масле

Область измеряемых концентраций, %об.	Суммарная погрешность измерения, %отн
< 0,001	> 50
0,001 - 0,005	£ 50
0,005 - 0,05	£ 20
> 0,05	£ 10

Появлением газов в масле трансформатора считается значение концентрации, превышающее предел обнаружения в 5 раз.

5.1 Диагностика состояния трансформаторов по результатам хроматографического анализа растворенных в масле газов

С помощью ХАРГ в трансформаторах можно обнаружить две группы дефектов:

К первой группе относятся перегревы токоведущих соединений и элементов конструкций остова.

Основные газы: C_4H_4 - в случае нагрева масла и бумажно-масляной изоляции выше 600 °С или C_2H_2 - в случае перегрева масла, вызванного дуговым разрядом.

Характерными газами в обоих случаях являются: H_2 , CH_4 и C_2H_6 .

Перегрев токоведущих соединений может определяться нагревом и выгоранием контактов переключающих устройств; ослаблением и нагревом места крепления электростатического экрана; обрывом электростатического экрана; ослаблением винтов компенсаторов отводов НН; ослаблением и нагревом контактных соединений отвода НН и шпильки проходного изолятора; лопнувшей пайкой элементов обмотки; замыканием параллельных и элементарных проводников обмотки и др.

Перегрев металлических элементов конструкции остова может определяться: неудовлетворительной изоляцией листов электротехнической стали; нарушением изоляции стяжных шпилек или накладок, ярмовых балок с образованием короткозамкнутого контура; общим нагревом и недопустимыми местными нагревами от магнитных полей рассеяния в ярмовых балках, бандажах, прессующих кольцах и винтах; неправильным заземлением магнитопровода; нарушением изоляции амортизаторов и шипов поддона реактора, домкратов и прессующих колец при распрессовке и др.

Ко второй группе относятся электрические разряды в масле.

Электрические разряды в масле могут быть разрядами большой и малой мощности.

При частичных разрядах основным газом является H_2 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_2 .

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.

В таблице 14 представлены ключевые газы, характерные для различных дефектов. Обычно измеряются концентрации газов и скорости образования газов (рост концентраций).

Таблица 14 - Симптомы перегрева трансформаторов при различных температурах

Газы	Характеристика состояния
H ₂	Частичные разряды малой энергии. Специфический газ при воздействии температуры свыше 150 °С, особенно для масел, приготовленных методом гидроочистки
C ₄ H ₈	Ключевой газ при температурах 200—300 °С; объем газа может составлять свыше 90 % общего количества газов
C ₃ H ₆ , C ₂ H ₆ , CH ₄	Ключевые газы при пиролизе масла при 300—500 °С
C ₂ H ₄	Симптом перегрева при температурах выше 500 °С; возможно образование углерода
C ₂ H ₂	Симптом перегрева при температурах 800—1200 °С (сопровождается выделением этилена и других углеводородов). Образование пузырьков газа. Сильные разряды или дуга в масле (сопровождается выделением водорода)

5.2 Разновидности критериев для определения дефектов в трансформаторах

Критерий граничных концентраций позволяет выделить из общего количества трансформаторного парка трансформаторы с возможными развивающимися дефектами.

Такие трансформаторы следует взять под хроматографический контроль с учащенным отбором проб масла и проведением АРГ.

Для бездефектных трансформаторов концентрации газов за срок службы не должны превысить граничных значений.

Значения граничных концентраций газов, учитывая различные условия их эксплуатации в разных регионах, рекомендуется определять для каждой энергосистемы по группам однотипных трансформаторов (блочные, сетевые, с регулированием напряжения или без регулирования, одного класса напряжения и т.д.). Рекомендуется, чтобы в каждой группе было не менее 50 трансформаторов.

Для каждого трансформатора в статистическую обработку включаются все измеренные концентрации i - о г о газа за последний год эксплуатации.

За граничную концентрацию любого газа следует принимать такое значение, ниже которого оказывается концентрация этого газа у 90 % общего числа обследованных трансформаторов принятой группы.

Для определения граничных концентраций газов, растворенных в масле трансформатора, можно воспользоваться данными, приведенными в таблице 15.

Вид и характер развивающихся в трансформаторе повреждений определяются по отношению концентраций следующих газов: H_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 , C_2H_6 (таблица 12). При этом рекомендуется использовать такие результаты ХАРГ, в которых концентрация хотя бы одного газа из пяти перечисленных выше была больше соответствующего граничного значения в 1,5 раза.

Критерий скорости нарастания концентраций газов в масле определяет степень опасности развивающегося дефекта для работающего трансформатора. Изменение во времени концентрации отдельных газов в масле бездефектных трансформаторов может происходить под действием различных факторов:

- частичных разрядов; искровых и других разрядов;
- нагрева масла бумажно-масляной изоляции в диапазоне температур 300-600 °С;
- старения и увлажнения масла и твердой изоляции.

Наличие развивающегося дефекта, накладываясь на эти факторы, приводит, как правило, к заметному росту концентрации одного или нескольких

Таблица 15 - Граничные концентрации газов, растворенных в масле трансформатора

Оборудование	Концентрации газов, % (объема)						
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂
Трансформаторы классов напряжения 110-500 кВ	0,01	0,01	0,001	0,01	0,005	$\frac{0,05^*}{0,06}$	$\frac{0,6(0,2)^*}{0,8(0,4)}$
Трансформаторы класса напряжения 750 кВ	0,003	0,002	0,001	0,002	0,001	0,05	0,40
Реакторы класса напряжения 750 кВ	0,01	0,003	0,001	0,001	0,002	0,05	0,40

* Для CO - в числителе приведено значение для трансформаторов с азотной или пленочной защитой масла, в знаменателе - для трансформаторов со свободным дыханием.

** Для CO₂ - в числителе приведены значения для трансформаторов со свободным дыханием при сроке эксплуатации до 10 лет, в знаменателе - свыше 10 лет.

Критерий скорости нарастания газов в масле определяет степень опасности развивающегося дефекта для работающих трансформаторов.

Изменение во времени концентрации отдельных газов в масле бездефектных трансформаторов может происходить под воздействием различных факторов, а также вследствие естественного старения изоляции.

Наличие развивающегося дефекта в трансформаторе, накладываясь на эти факторы, приводит, как правило, к заметному росту концентрации одного или нескольких газов [20].

Степень опасности развития дефекта устанавливается по относительной скорости нарастания концентрации газов.

Если относительная скорость нарастания концентрации газов превышает 10 % в месяц, то это указывает на наличие быстро развивающегося дефекта. В этом случае повторные анализы следует проводить через короткие промежутки времени для подтверждения наличия дефекта и определения скорости нарастания концентрации газов.

Отбор проб масла для определения скорости нарастания концентрации газов рекомендуется проводить 1 раз в 7-10 дней в течение месяца для медленно развивающихся дефектов и через 2-3 дня для быстро развивающихся дефектов.

Все дефекты в зависимости от продолжительности их развития можно подразделить на:

- мгновенно развивающиеся дефекты - продолжительность развития от долей секунды до минут;
- быстро развивающиеся дефекты - продолжительность развития от часов до недель;
- медленно развивающиеся дефекты - продолжительность развития от месяцев до нескольких лет.

Методом ХАРГ обнаруживаются медленно развивающиеся дефекты, возможно - быстро развивающиеся дефекты, но нельзя определить мгновенно развивающиеся дефекты.

6 Комплексный параметр контроля состояния изоляции

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»:

$$\frac{C_2H_2}{C_2H_4} \geq 0,1 \quad \text{и} \quad \frac{CH_4}{H_2} \leq 0,5$$

Условия прогнозирования «перегрева»:

$$\frac{C_2H_2}{C_2H_4} < 0,1 \quad \text{и} \quad \frac{CH_4}{H_2} > 0,5$$

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

Условия прогнозирования «перегрева» и «разряда»:

$$\frac{C_2H_2}{C_2H_4} \geq 0,1 \quad \text{и} \quad \frac{CH_4}{H_2} > 0,5$$

или

$$\frac{C_2H_2}{C_2H_4} < 0,1 \quad \text{и} \quad \frac{CH_4}{H_2} \leq 0,5$$

Характер развивающихся в трансформаторах дефектов определяется согласно таблице 16 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 13:

- если повреждением не затронута твердая изоляция, то $5 \leq CO_2/CO \leq 13$;
- если повреждением затронута твердая изоляция, то $CO_2/CO < 5$ или $CO_2/CO > 13$

Следует иметь в виду, что CO_2 и CO образуются в масле трансформаторов при нормальных рабочих температурах в результате естественного старения изоляции [21].

Таблица 16 – Определение характера дефекта в трансформаторе по отношению концентрации пар газов

N п/п	Характер прогнозируемого дефекта	Отношение концентраций характерных газов			Типичные примеры
		$\frac{\text{C}_2\text{H}_2}{\text{C}_2\text{H}_4}$	$\frac{\text{CH}_2}{\text{H}_2}$	$\frac{\text{C}_2\text{H}_4}{\text{C}_2\text{H}_6}$	
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 высокотемпературный перегрев масла, который ведет к оставлению следа или пробой 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.

Продолжение таблицы 16

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.

Содержание CO₂ в масле зависит от срока работы трансформатора и способа защиты масла от окисления.

В трансформаторах со «свободным дыханием» CO₂ может попасть в масло из воздуха приблизительно до 0,03 %об.

6.1 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 5 [22].

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.

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

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

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

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

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

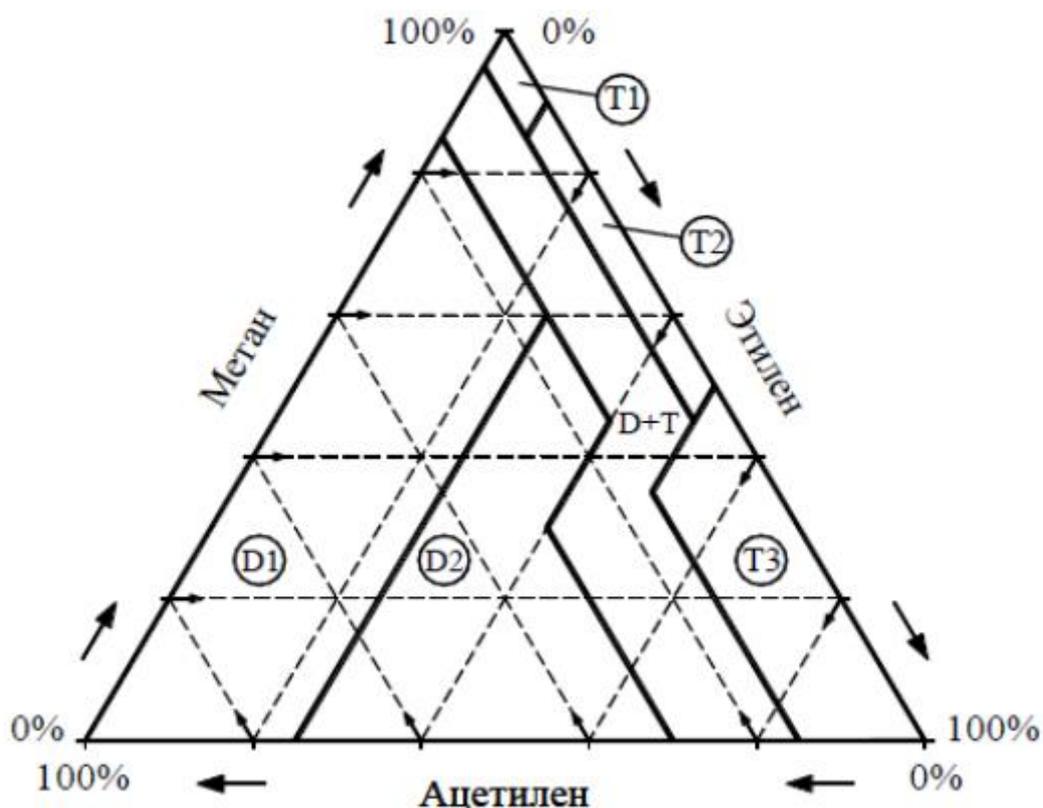


Рисунок 5 - Диагностика типа дефекта в силовых трансформаторах по сочетаниям растворенных газов с использованием треугольника Дюваля

6.2 Оборудование для онлайн АРГ

На рисунке 6 изображены приборы, расположенные по стоимости и по возможностям.

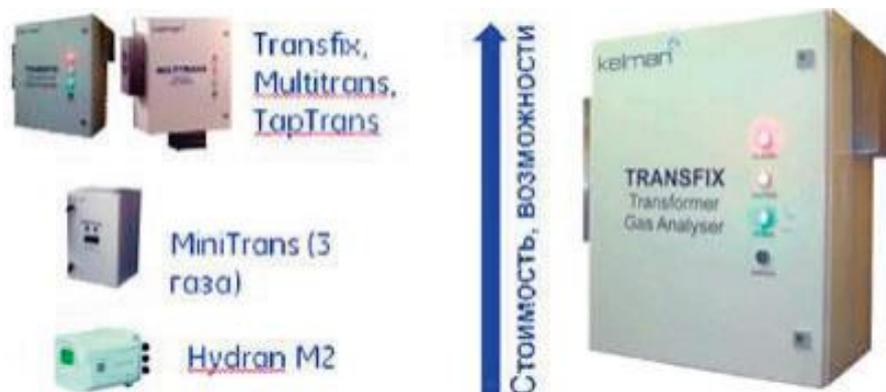


Рисунок 6 – Оборудование для онлайн АРГ

Прибор Hydran M2 из перечисленных самое дешёвое и простое по функциональным возможностям, существующее на рынке около 30 лет,

способное контролировать смесь газов и содержание влаги. Прибор MiniTrans, занимает среднюю позицию, позволяющее определять содержание трёх газов и содержание влаги. Приборы Transfix, Multitrans и TapTrans способны определить содержание восьми видов газов и содержание влаги.

6.3 HydranM2

Hydran M2 является устройством непрерывного контроля концентрации растворенных газов и влаги в масле, предупреждающим персонал в режиме реального времени о появлении и развитии дефектов в трансформаторе. Прекрасное решение для автоматизации подстанций. Прибор является интеллектуальной (основывающейся на применении микропроцессора) системой контроля в реальном времени, которая измеряет уровень (концентрацию) горючих газов и влагосодержания в трансформаторном масле для оценки опасных состояний, температуры кипения, скорости старения, а также для раннего обнаружения зарождающихся отказов в трансформаторах (или в любом другом маслonaполненном электрооборудовании). Устройство отслеживает ключевые параметры состояния трансформатора и снижает до минимума риск незапланированных простоев. Первичный измерительный преобразователь системы HYDRAN M2 оснащается детектором (обнаружителем) присутствия газа, чувствительным к четырем газам, которые являются четырьмя основными индикаторами зарождающихся отказов в маслonaполненном электрооборудовании. Это надёжное решение для автоматизации подстанций [23].

Под воздействием температур и электрических факторов диэлектрическое трансформаторное масло выделяет множество различных газов, которые свидетельствуют о приближающейся поломке электрического оборудования. Владельцы трансформаторов должны быть предупреждены о выделении подобных газов не только потому, что обнаружение на ранней

стадии заставляет принять меры по предотвращению поломки дорогостоящего оборудования, но и потому, что оно позволяет определить существующие тенденции, ведущие к повреждению оборудования [24].

Основные преимущества

- Непрерывное измерение концентрации опасных газов + определение содержания влаги в масле.
- Подключение дополнительных датчиков (датчик нагрузки, датчик температуры и т.п.).
- Встроенный мастер расчета моделей трансформаторов в соответствии со стандартом IEEE.
- Многочисленные опции обмена данными.
- Конструкция, проверенная временем — большое количество устройств работает по всему миру.

Соответствует высоким требованиям международных стандартов

В последней версии анализатора Hydran M2i, Mark III, применяются совершенно новые электронные платы и блок управления. Таким образом, этот прибор теперь не только соответствует директиве RoHS, ограничивающей содержание вредных веществ, но и продолжает занимать ведущие позиции по продажам и уровню развития технологий.

Области применения

Энергосистемы общего пользования

- Универсальное решение для трансформаторов, питающих менее ответственные линии.
- Основное внимание уделяется стратегии замещения активов, считающейся приоритетом.

Промышленное производство

- Снижение вероятности остановки производственного процесса вследствие прекращения энергоснабжения
- Минимизация экономического ущерба от простоев.

Hydran M2 позволяет вести расчет математических моделей трансформаторов на основе стандарта IEEE, а также сопоставлять их с данными, полученными на месте эксплуатации. Входные сигналы, полученные с датчиков, преобразуются в данные, поступающие в реальном масштабе времени, позволяя лучше оценить общее состояние трансформатора. Возможные примеры созданных моделей:

- оценка температуры обмотки в зоне температурного максимума;
- уровень влаги в бумажной изоляции;
- температура кипения влаги;
- старение изоляции;
- допустимые перегрузки;
- эффективность охлаждения;
- перепад температур на переключателе ответвлений под нагрузкой.

Условия окружающей среды

Условия

Рабочая температура окружающей среды от -40°C до $+55^{\circ}\text{C}$ (от -40°F до $+131^{\circ}\text{F}$)

- Рабочая влажность окружающей среды 0–95% отн. влажности, без образования конденсата.
- Температура масла на клапане от -40°C до $+105^{\circ}\text{C}$ (от -4°F до $+221^{\circ}\text{F}$) с адаптером ребристого радиатора (по заказу).
- Давление масла в кране 0–700 кПа (0–100 фунт/кв. дюйм).
- *Класс защиты корпуса*
- Разъем NEMA, тип 4X
- Атмосферостойкое исполнение IP66).
- Требования к электропитанию
- 90–132 Вперем. тока или 180–264 В перем. тока с автоматич. переключением, 47–63 Гц, 650 ВА макс
- *Механические условия*

- Длина 315 мм (12,4 дюйма) x ширина 219 мм (8,63 дюйма) x высота 196 мм (7,72 дюйма).
- Устанавливается на кран с обычной охватываемой трубной резьбой диаметром 1,5 дюйма (38,1 мм), но может также устанавливаться на краны с обычной трубной наружной резьбой диаметром 1 дюйм (25,4 мм) или 2 дюйма (50,8 мм) (с помощью дополнительных переходников).
- Масса смонтированного устройства: 7,5 кг (16,5 фунтов).
- Отгрузочная масса: 9,0 кг (20 фунтов).

Опции

- Мастер расчета моделей трансформаторов.
- Платы аналоговых выходов, 4–20 мА, макс.нагрузка 10 В, изолированные до 2500 В перем.тока СКЗ.
- Платы аналоговых выходов, 0–1 мА, макс.нагрузка 2,5 В, изолированные до 2500 В перем. тока СКЗ.
- Платы аналоговых входов, 4–20 мА, макс. Нагрузка 10 В, изолированные до 2500 В перем. тока СКЗ.
- Двойные платы цифровых входов
- Не более четырех плат, комбинированные платы со входами и выходами.
- Аналоговый модем для телефонных коммутируемых сетей общего пользования (PSTN) V92/56К.
- Локальная сеть Ethernet с использованием медного провода (RJ-45) или многоходового оптоволокна (ST).
- Адаптер ребристого радиатора (1,5 дюйма (38,1 мм)) для температуры окружающей среды выше 4040 оС (104 оF) или температуры масла свыше 90 оС (194 оF).
- Переходник крана: с 1 дюйма (25,4 мм) на 1,5 дюйма (38,1 мм) или с 2 дюймов (50,8 мм) на 1,5 дюйма (38,1 мм).
- Датчик температуры масла (крепление на магните), выход 4–20 мА.

- Нагрузка на центральное ответвление разъемного сердечника (4–20 мА).
- Датчик температуры окружающего воздуха (4–20 мА).
- Повторитель дисплея H201Si-1

6.3.1 Установка Hydran M2

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.

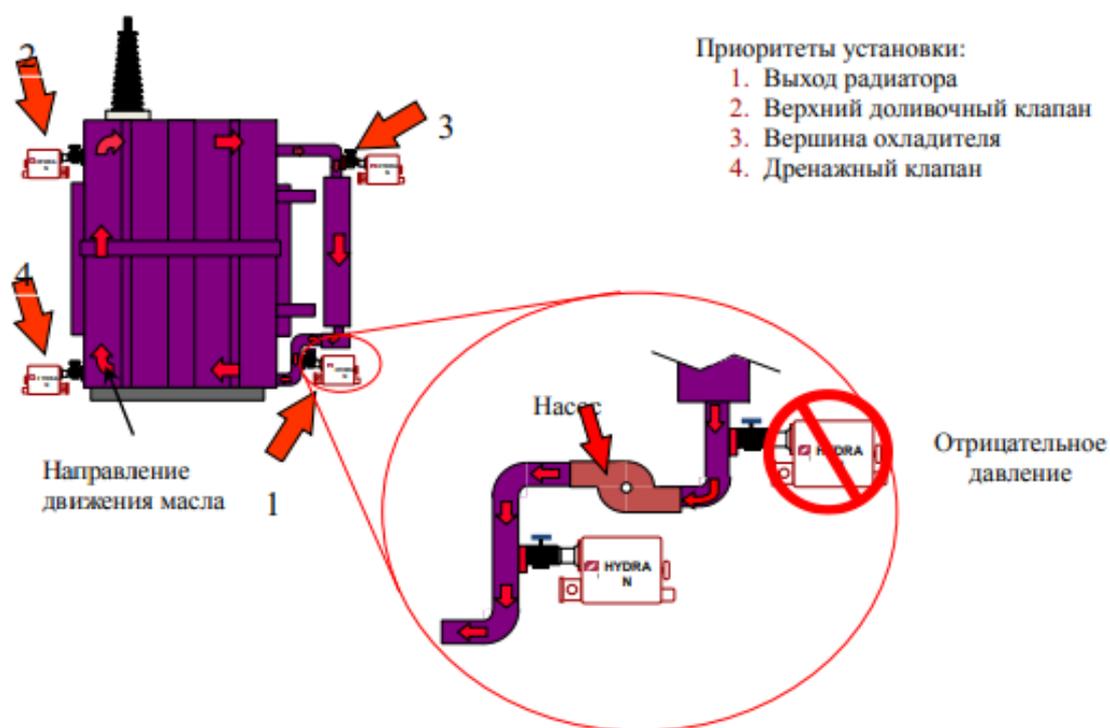


Рисунок 7 - Установка прибора Hydran M2

Система оснащена двумя кабелями:

- Кабель питания системы Hydran M2 должен прокладываться в гибкой (рекомендуемый способ) или жесткой стальной трубе к автоматизированной системе управления (SCADA).

- Кабель аварийной сигнализации должен прокладываться в гибкой (рекомендуемый способ) или жесткой стальной трубе к автоматизированной системе управления (SCADA).

Система Hydran M2 может быть установлена на любой доступный клапан трансформатора. Тем не менее, необходимо проявлять осторожность при выборе подходящего места, соблюдая габаритные размеры и вес системы.

Для получения оптимальной производительности от системы Hydran убедитесь в следующем:

- система установлена горизонтально на клапане трансформатора
- нет никаких препятствий между системой Hydran и потоком масла
- циркуляция потока масла перед системой Hydran осуществляется должным образом

Циркуляция масла, как правило, происходит одинаково во всех типах трансформаторов – естественная конвекция масла циркулирует от теплого до холодного состояния по мере прогрева трансформатора. Как правило, масло, которое находится снизу, имеет более холодную температуру чем то, что находится сверху, т.к. оно проходит через систему охлаждения, как это показано на Рисунке 7.

У некоторых трансформаторов клапан расположен на трубе, которая соединяет нижнюю часть системы охлаждения и основной резервуар трансформатора. Благодаря такому расположению достигается наилучшая циркуляция масла. Такая конфигурация обеспечивает свободный доступ для установки системы и производит отбор пробы масла напрямую с устройства Hydran M2.

Примечание: Если насос является частью системы охлаждения, установить систему Hydran M2 на нагнетательной стороне насоса.

Все трансформаторы оборудованы спускным клапаном. Такая конфигурация обеспечивает свободный доступ для установки системы и производит отбор пробы масла напрямую с устройства Hydran M2.

Но за счет этого сужается поток масла по сравнению с другими вариантами расположения системы, и со временем может образоваться осадок, что еще больше затруднит прохождение потока масла.

Примечание: Для того, чтобы правильно установить корпус и кабели системы Hydran, необходимо соблюдать минимальное расстояние между землей и клапаном, которое составляет 12 дюймов.

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.

6.3.2 Датчик Hydran M2

Датчик Hydran M2 состоит из индикатора газа с проницаемой мембраной и емкостного тонкопленочного датчика влажности.

Датчик Hydran M2 (рисунок 8) изготовлен из латуни. Он состоит из следующих деталей:

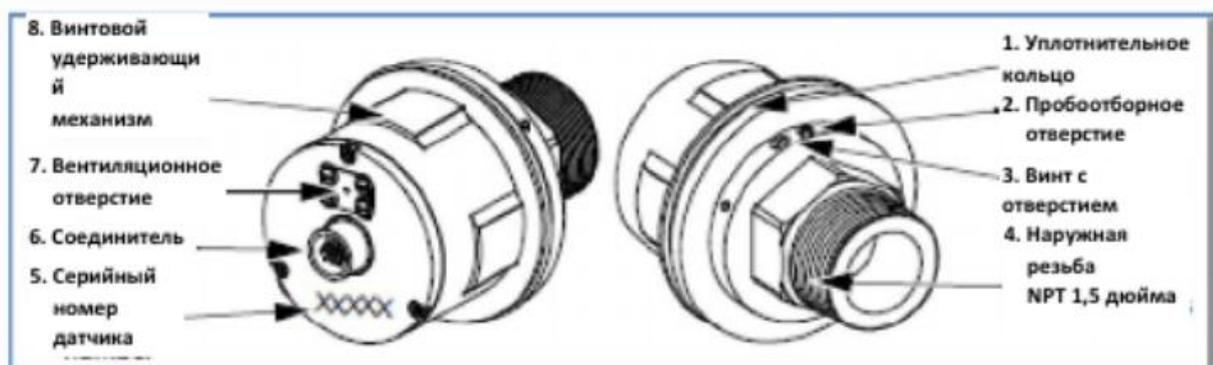


Рисунок 8 – Детали датчика Hydran M2

1 - Уплотнительное кольцо: предусматривается для обеспечения водонепроницаемости корпуса.

2 - *Пробоотборное отверстие.* Пробоотборное отверстие соответствует запорному клапану люэровского типа шприца DGA.

3 - *Винт с отверстием:* винт с отверстием и пробоотборное отверстие используются для продувки воздуха из датчика во время установки и отбора проб масла для анализа растворенных газов (DGA).

4 – *Наружная резьба NPT 1,5 дюйма:* используется для установки Hydran M2 непосредственно на клапане трансформатора или любого другого маслonaполненного электрического оборудования с открытым отверстием. Индикатор газа и датчик влажности устанавливаются внутри резьбовой части датчика.

5 - *Серийный номер датчика:* серийный номер также указан в Сертификате испытаний и листе данных. Датчикам присваивается серийный номер, поскольку каждый датчик является уникальным, для каждого датчика предусмотрен определенный набор параметров калибровки.

Примечание: Каждая система Hydran M2 сконфигурирована для использования с конкретным датчиком. При получении нескольких Hydran M2 примите необходимые меры предосторожности, чтобы не перепутать датчики и Hydran M2.

6 - *Соединитель:* предусмотрен для подключения датчика к каркасу электронной платы.

7 – *Вентиляционное отверстие:* воздух попадает через вентиляционное отверстие водонепроницаемой мембраны вовнутрь Hydran M2, а вентиляционное отверстие обеспечивает попадание воздуха в индикатор газа (вовнутрь датчика). Для надлежащего функционирования индикатора газа требуется воздух.

8 - *Винтовой удерживающий механизм:* данный винтовой удерживающий механизм больше не используется для крепления корпуса Hydran M2 и датчика. Корпус Hydran M2-X может быть заменен, не требуя при этом демонтажа датчика с клапана.

Измерения, выполняемые с помощью датчика.

С помощью датчика постоянно выполняются три типа измерений:

- **Уровень газа:** определение уровня газа основано на расчете уровня горючих газов, растворенных в масле, проходящем выборочно по газопроницаемой мембране в электрохимический индикатор газа (расположенный внутри датчика). Внутри индикатора газа газы смешиваются с кислородом (из окружающего воздуха), образуя электрический сигнал, измеряемый с помощью электронной цепи и преобразуемый в ч/млн. Индикатор газа является чувствительным к газам, которые являются первичными признаками медленно развивающихся повреждений маслonaполненного электрического оборудования [28]:

- Водород (H_2)

- Угарный газ (CO)

- Этилен (C_2H_4)

- Ацетилен (C_2H_2)

- **Уровень влажности:** определение уровня влажности выполняется с помощью емкостного тонкопленочного датчика влажности. Емкостное значение этого датчика меняется в зависимости от уровня влажности. Данное значение преобразовано в электрический сигнал, оцифрованный для показаний ЦП.

- **Температура датчика:** термистор включен в датчик для измерения его температуры.

Примечание: Hydram M2 также обеспечивает измерение температуры нагревательной пластины с помощью термисторов, установленных внутри этой пластины.

Температура датчика

Температура датчика контролируется с помощью системы динамического отбора проб масла нагревательной пластины. Внешними факторами, которые влияют на температуру датчика, являются:

- Температура окружающего воздуха у Hydram M2.

- Температура масла за клапаном, на котором устанавливается Hydran M2.

Примечание: аварийное состояние при отказах системы обнаруживается, в случае если температура датчика выходит за границы диапазона рабочих предельных значений.

Нагревательная пластина (система динамического отбора проб масла)

Система динамического отбора проб масла (DOS) использует контролируемое отопление и пассивное охлаждение, чтобы стимулировать движение масла перед датчиком, чтобы гарантировать постоянную подачу репрезентативной пробы на датчик.

Нагрев осуществляется с использованием терморезисторов, установленных на внутренней стороне нагревательной пластины. Мощность нагрева контролируется алгоритмом распределения времени. Этот алгоритм регулирует температуру в пределах заданного значения.

Примечание: При обнаружении открытого термистора отключается питание.

Примечание: Температура системы динамического отбора проб масла ограничивается 50°C(122°F). Тепловой предохранитель с номиналом 80°C (176°F) расположен на опорной пластине, а FUI расположен на плате питания, чтобы обеспечить защиту от любой неисправности цепи управления.

6.3.3 Связь и сеть

Hydran M2 может использоваться в качестве автономного устройства или в сети до 32 Hydran M2. Обе конфигурации могут быть подключены локально к портативному компьютеру или удаленно к хост-компьютеру через модем или Ethernet (через медные провода или оптоволоконный кабель).

Обзор сетевой конфигурации

Как показано на рисунке ниже, сеть Hydran M2-X представляет собой последовательное подключение Hydran M2-X. Hydran M2-X в сети соединены вместе, используя канал связи RS-485.

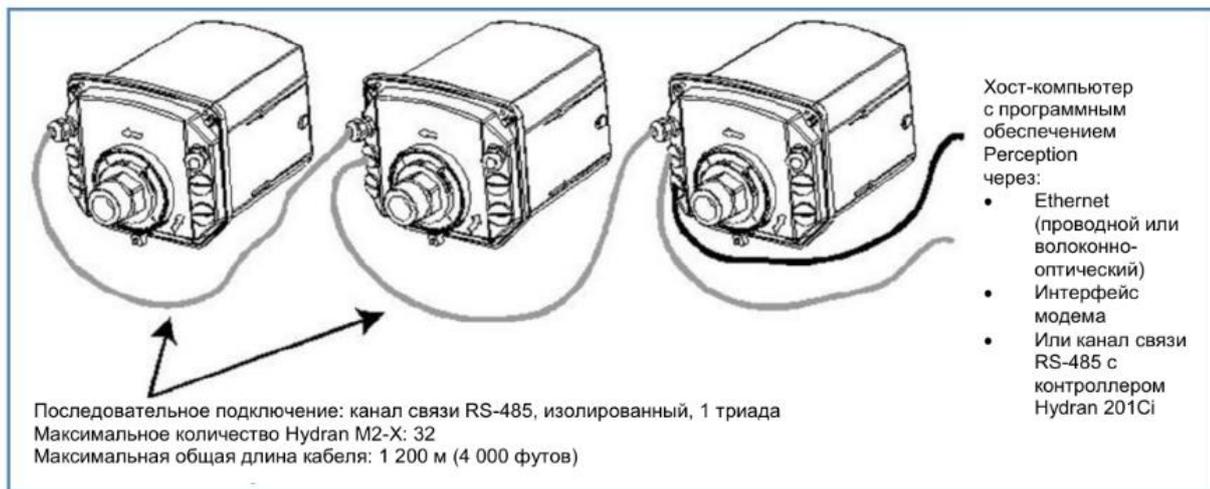


Рисунок 9 - Обзор сети (последовательное подключение (Hydran M2))

В сети программное обеспечение Perception может связываться с каждым Hydran M2 индивидуально, потому что каждый из них идентифицируется с помощью уникального идентификационного номера (Monitor ID parameter).

Hydran M2 управляет всей связью автоматически (передача и прием). Передача данных является полудуплексной (по одному направлению за раз, из одного источника)

Локальная связь с портативным компьютером

Для локальной связи один Hydran M2 или сеть Hydran M2 можно напрямую связать с портативным компьютером (рисунок 10), использующим программное обеспечение Perception. Для этого один Hydran M2 в последовательном подключении должен быть временно привязан к портативному компьютеру с помощью кабеля последовательной связи RS-232. Кабель RS -232 подключается к соединителю DB-9 Hydran M2. Порт RS-232 Hydran M2 не должен использоваться для постоянного подключения к компьютеру.

Примечание: Максимальное расстояние для канала внутренней связи RS-232 составляет 7,5 м (25 футов).

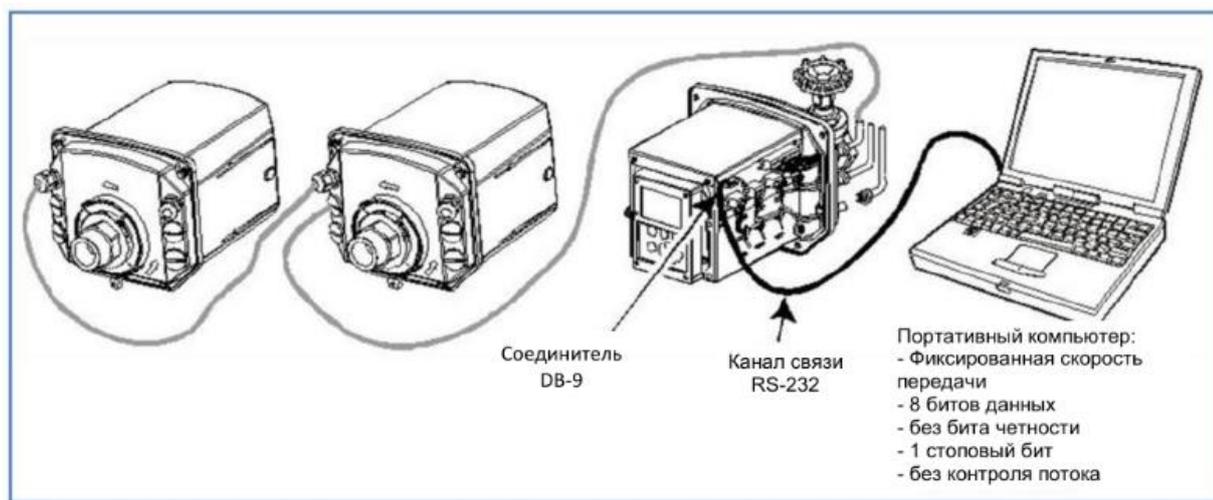


Рисунок 10 - Локальная связь с портативным компьютером

Удаленная связь с хост-компьютером (через модем)

Для удаленной связи один Hydran M2 или сеть Hydran M2 могут быть связаны через модем с хост-компьютером, использующим программное обеспечение Perception. Для этого первый или последний Hydran M2 в последовательном подключении должен быть связан с контроллером Hydran 201Ci (оснащен модемом) с помощью - контрольного соединительного кабеля. Стандартная конфигурация показана на рисунке 11.

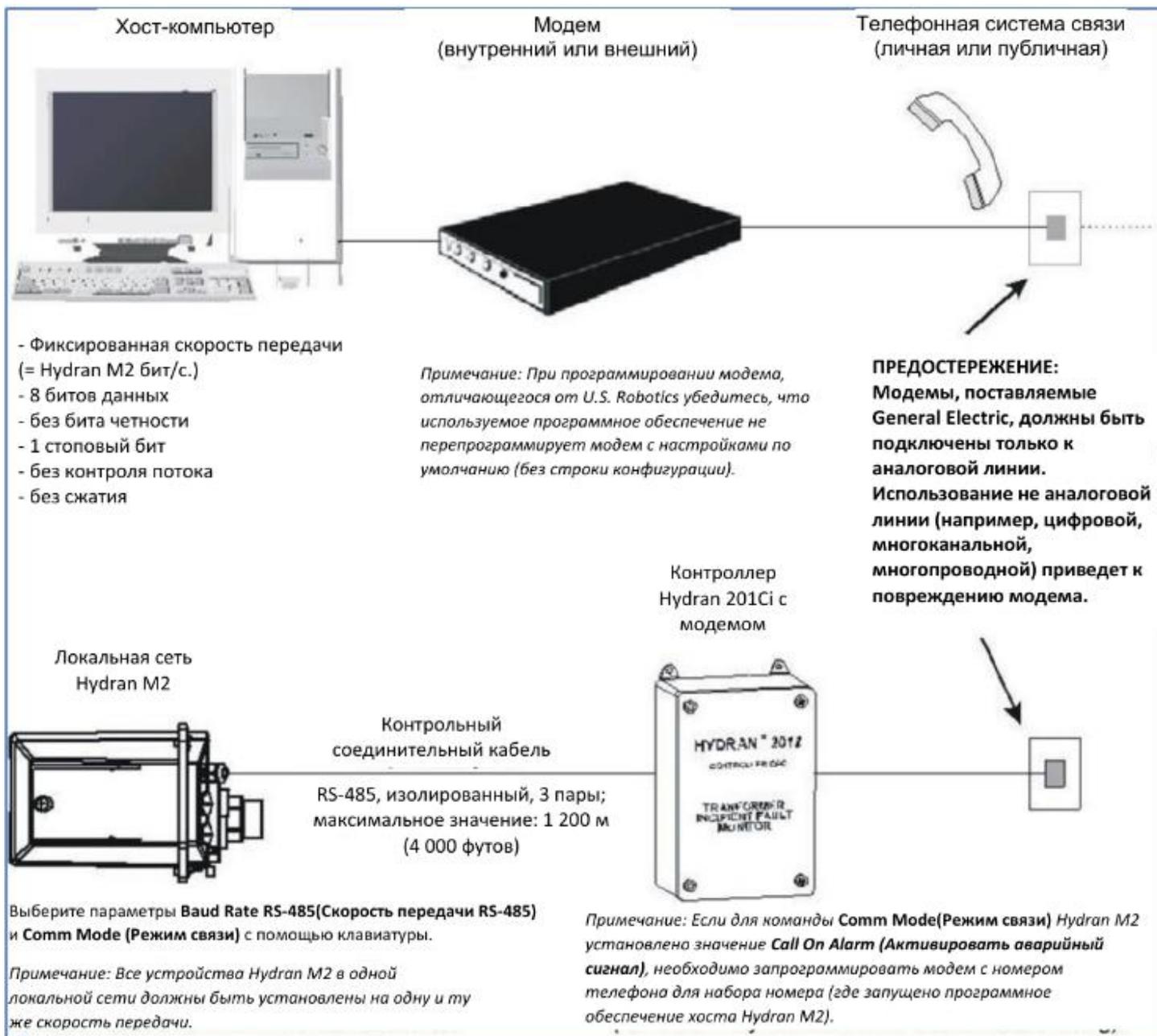


Рисунок 11 - Удаленная связь с хост-компьютером через модем

Режимы связи

При использовании модема каждый Hydran M2 в сети может быть установлен в один из следующих режимов: CallOnAlarm (Активировать аварийный сигнал) и AnswerOnly (Ответна аварийный сигнал). Для получения дополнительной информации см. параметр CommMode(Режим связи) в Setup (Настройка) >CommSetup (Настройка связи).

Последовательность событий в режиме CallOnAlarm (Активировать аварийный сигнал)

1 - Обнаружено аварийное состояние.

2 - Hydran M2 отправляет к модему, совместимому с Hayes, команду, указанную в параметре Setup (Настройка) >CommSetup (Настройка связи) >ModemDialString (Строканабора для модема)

3 - Модем, получающий эту команду, набирает номер телефона, ранее сохраненный в его регистре 0; этот номер повторно набирается до тех пор, пока не будет установлено соединение с модемом хост-компьютера. Затем никакое другое сообщение не отправляется; хост-компьютер должен связаться с Hydran M2 в аварийном состоянии.

4 - Программное обеспечение Perception отображает аварийное состояние и обновляет свою информационную базу.

5 - Пользователь должен подтвердить аварийный сигнал в программном обеспечении Perception и принять соответствующие меры.

Удаленная связь Ethernet с хост-компьютером (через медные провода или волоконно-оптические кабели)

Для связи Ethernet один Hydran M2 или сеть Hydran M можно напрямую связать с хост-компьютером (рисунок 12), использующим программное обеспечение Perception. Для этого один Hydran M2 последовательно подключается к хост-компьютеру с помощью кабеля Ethernet к порту Ethernet или с помощью волоконно-оптического кабеля к оптоволоконному порту.

В случае подключения с помощью волоконно-оптического кабеля, соединения Rx и Tx к Hydran M2 должны быть подключены соответственно к соединениям Tx и Rx волоконно-оптического преобразователя, используемого с ПК.

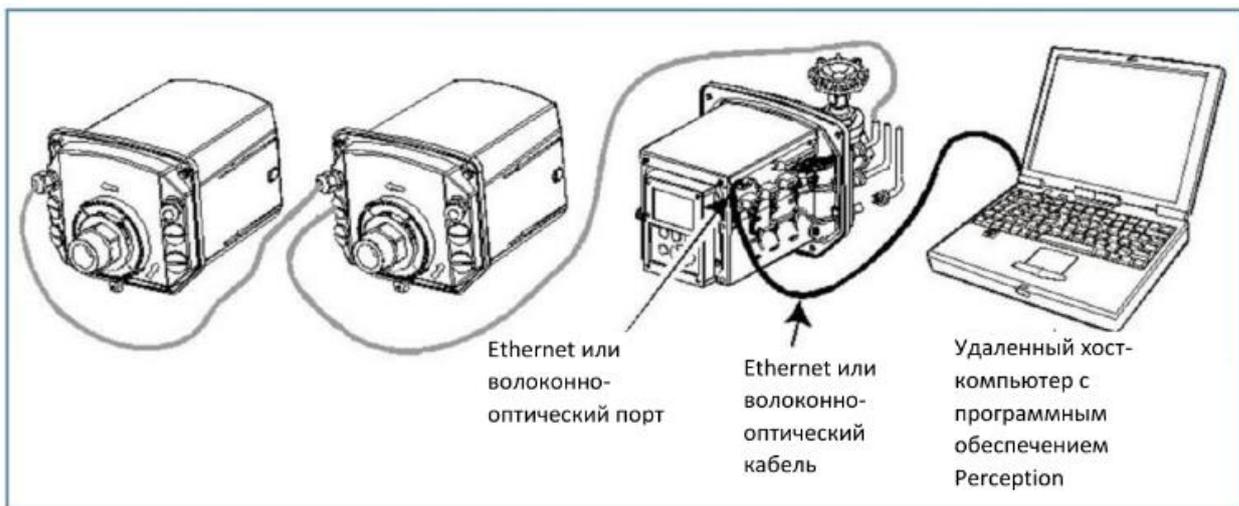


Рисунок 12 - Удаленная связь Ethernet с хост-компьютером (через медные провода или волоконно-оптические кабели)

6.3.4 Аварийные сигналы

В данной главе подробно описываются характеристики аварийного сигнала HydranM2 с точки зрения оператора. Hydran M2 является устройством на базе микропроцессора с возможностью отправки аварийных сигналов высокой сложности.

Существует два метода настройки значения параметров аварийного сигнала:

- Используя программное обеспечение Perception.
- Используя непосредственно клавиатуру и дисплей Hydran M2.

Типы аварийных сигналов:

Система Hydran M2 оснащена четырьмя типами аварийных сигналов:

- Аварийные сигналы утечки газа.
- Аварийные сигналы по содержанию влаги.
- Аварийные сигналы в результате неисправностей системы.
- Аварийные сигналы аналоговых входов.

Аварийные сигналы утечек газа и содержания влаги предусматривают своевременное предупреждение о медленно развивающихся повреждениях в трансформаторах или в любом другом маслонаполненном электрическом оборудовании.

Аварийные состояния

Запуск аварийного сигнала осуществляется при обнаружении *аварийного состояния*. Каждый из четырех типов аварийных сигналов обладает собственным набором аварийных состояний. В таблице 17 представлен перечень аварийных состояний, контролируемых системой Hydran M2

Таблица 17 - Перечень аварийных состояний

Источник	Возможные состояния			
Уровень газа	—	—	Высокий	Предельно высокий
Почасовой тренд содержания газа	—	—		
Суточный тренд содержания газа	—	—		
Уровень влажности	—	—	Высокий	Предельно высокий
Среднее значение влаги	—	—		
Относительная влажность	—	—		
Средняя относительная влажность	—	—		
Аналоговый вход (а)	Предельно низкий	Низкий	Высокий	Предельно высокий
Температура датчика	Предельно низкая	Низкая	Высокая	Предельно высокая
Температура опорной пластины	Предельно низкая	Низкая	Высокая	Предельно высокая
Напряжение аккумуляторной батареи	Предельно низкое	Низкое	—	—
Датчики и соединения	Короткое замыкание в кабеле (b)	—	Замена датчика	Незамкнутый кабель (b)

а Температура датчика, опорной пластины и каждый аналоговый вход, могут генерировать четыре аварийных состояния.

б. Один из следующих кабелей (или соединителей в канале подключения): датчик, термистор датчика или термистор нагревательной пластины.

Аварийные состояния по содержанию газа и влаги

Согласно таблице 17 существует всего шесть аварийных состояний по содержанию газа (высокое и предельно высокое: по уровню, по почасовым трендам и по суточным трендам) и всего восемь аварийных состояний по содержанию влаги (высокое и предельно высокое: по уровню влажности, среднему значению влажности, относительной влажности и среднему значению влажности).

Примечание: Каждый из входных аналоговых сигналов может также генерировать четыре аварийных сигнала: предельно низкий уровень, низкий уровень, высокий уровень и предельно высокий уровень.

Аварийные сигналы могут быть инициированы следующим:

- Содержание газов:
 - Уровень содержания газов: Данное значение измеряется газоанализатором системы контроля трансформаторного масла Hydran M2.
 - Уровень газов. Почасовой тренд: Данное значение рассчитывается на основе колебаний уровня содержания газов в течение периода продолжительностью от 1 до 100 часов. Результаты расчетов почасовых трендов обновляются каждые пять секунд.
 - Уровень газов. Суточный тренд: Данное значение рассчитывается на основе колебаний уровня содержания газов в течение периода продолжительностью от 1 до 100 суток. Результаты расчетов суточной динамики обновляются каждые пять минут.
- Содержание влаги:
 - Уровень относительной влажности (%RH): Данное значение измеряется датчиком содержания влаги Hydran M2.

- Среднечасовая относительная влажность (%RH): Данное значение рассчитывается на основе расчетов относительной влажности, произведенных в течение периода от 1 до 170 часов. Среднее значение относительной влажности обновляется каждые пять секунд.

- Уровень содержания влаги (H₂O, ч./млн.): Данное значение рассчитывается на основе значений относительной влажности (%RH) и температуры.

- Среднечасовая влажность (H₂O, ч./млн.): Данное значение рассчитывается на основе показаний уровня влажности за период продолжительностью от 1 до 170 часов. Среднее значение влажности обновляется каждые пять секунд

Состояния высокого и предельно высокого уровней

Аварийные сигналы высокого и предельно высокого уровней определяются следующим образом:

- Аварийные сигналы высокого уровня: Высокий уровень устанавливается на значение, меньшее, чем значение соответствующих сигналов предельно высокого уровня. Такие сигналы относятся к предупредительным. Уставки аварийных сигналов высокого уровня устанавливаются на значения, достижение которых означает, что трансформатор (или другое оборудование) требует более пристального наблюдения.

- Аварийные сигналы предельно высокого уровня: Аварийные сигналы предельно высокого уровня устанавливаются на более высокие значения. Аварийные сигналы предельно высокого уровня – оповещающие. Уставки аварийных сигналов предельно высокого уровня устанавливаются на такие значения, которые пользователь считает критичными и достижение которых означает необходимость немедленных действий в соответствии со стандартными процедурами. В целом, данный аварийный сигнал означает оценку оборудования и возможный вывод из эксплуатации.

Примечание: Каждый из входных аналоговых сигналов может также генерировать четыре аварийных сигнала: Предельно низкий уровень, низкий уровень, высокий уровень и предельно высокий уровень.

Обнаружение аварийных состояний

Все источники аварийных сигналов по содержанию газов и влаги имеют одинаковый набор из пяти параметров:

- Две уставки: Уставка аварийного сигнала высокого уровня и Уставка аварийного сигнала предельно высокого уровня
- Одна задержка: Задержка аварийного сигнала
- Два назначения реле: Аварийный сигнал высокого уровня и Аварийный сигнал предельно высокого уровня

Примечание: Параметры, относящиеся к аварийным состояниям по содержанию газов, объединены в пункте: Alarms (Аварийные сигналы) > AlarmsSetup. (Настройка аварийных сигналов) > GasAlarmSetup (Настройка аварийных сигналов по содержанию газов). Параметры, относящиеся к аварийным состояниям по влажностному содержанию, объединены в пункте: Alarms (Аварийные сигналы) > AlarmsSetup (Настройка аварийных сигналов) > GasAlarmSetup (Настройка аварийных сигналов по содержанию газов).

Аварийное состояние по содержанию газов или влаги обнаруживается в случае превышения одним из источников любой из уставок в течение периода, продолжительность которого превышает время задержки аварийного сигнала. После обнаружения такого аварийного состояния происходит активация (запитывание) соответствующего реле и вывод на дисплей соответствующего сообщения.

Примечание: Выше изложенное верно в отношении реле, становящихся в режим Normal (Нормальный) или Latch (Самоблокировка) .

6.3.5 Анализ, растворенный газов (DGA)

Периодичность: Ежегодно (минимум) или при возникновении аварийного сигнала

DGA – ссылочный метод, используемый для определения точного уровня газов, растворенных в масле. DGA следует выполнять как минимум один раз в год.

Для проверки показаний Hydran M2 с помощью DGA выполните следующее:

1. Зафиксируйте показания уровня газа Hydran M2.
2. Возьмите пробу масла из отверстия датчика для отбора проб.
3. Отправьте пробу в сертифицированную лабораторию.

Результаты DGA включают в себя показания концентрации в частях на миллион (ч./млн) следующих газов:

- Водород (H_2)
- Угарный газ (CO)
- Ацетилен (C_2H_2)
- Этилен (C_2H_4)
- Метан (CH_4)
- Этан (C_2H_6)
- Углекислый газ (CO_2)
- Азот (N_2)
- Кислород (O_2)

Hydran M2 обеспечивает комплексные показания по первым четырем газам в перечне, приведенном выше. Другими словами, газы, образуемые трансформатором при медленно развивающихся повреждениях. Эти показания можно сопоставить с результатами DGA, воспользовавшись следующей формулой:

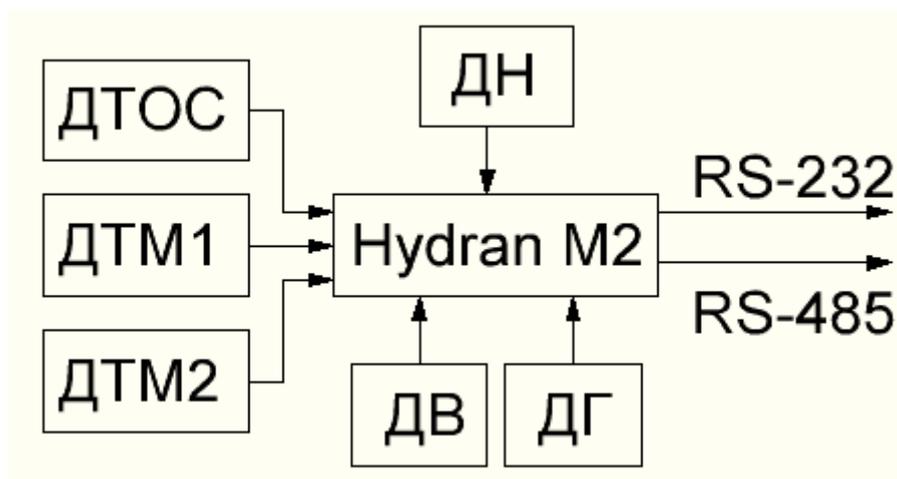
Показания Hydran M2 = 100 % [H_2] + 15 % [CO] + 8 % [C_2H_2] + 1,5 % [C_2H_4]

В таблице 18 ниже приведены несколько примеров. Разница между фактическими расчетными показаниями должна укладываться в технические характеристики Hydran M2.

Таблица 18 – Пример анализа, растворенных газов

Анализ растворенных газов (DGA) в ч./млн				Показания Hydran M2 (ч./млн)
Водород (H ₂)	Угарный газ (CO)	Ацетилен (C ₂ H ₂)	Этилен (C ₂ H ₄)	
100	0	0	0	100
100	1 000	0	0	250
100	100	0	0	115
100	100	50	0	119
100	100	50	200	122

6.3.6 Структурная схема Hydran M2



Структурная схема подключения Hydran M2 к трансформатору
Hydran M2 – устройством непрерывного контроля концентрации растворенных газов и влаги в масле

ДТОС – датчик температуры окружающей среды

ДТМ1 – датчик температуры масла в верхней части масляного резервуара трансформатора

ДТМ2 – датчик температуры масла в нижней части масляного резервуара трансформатора

ДВ – датчик влаги

ДГ – датчик газов

ДН – датчик нагрузки

RS-232 – соединительный кабель для местного подключения компьютера с целью настройки конфигурации системы

RS-485 – соединительный кабель для удаленного обмена данными или подключения к локальной сети Hydran. Вывод данных по концентрации газа и уровню содержания влаги с помощью протоколов Hydran, Modbus или DNP 3.0 через интерфейс RS-485

Подключение датчиков температуры и нагрузки

Возможность подключения дополнительных датчиков (например, датчиков температуры масла в верхней и нижней частях масляного резервуара, датчика нагрузки на трансформатор или датчика температуры окружающей среды) обеспечивает сбор дополнительных данных, которые могут быть сопоставлены со значениями концентрации растворенных газов и содержания влаги, позволяя тем самым точнее оценить состояние трансформатора.

Более того, собранная информация может быть не только передана в неизменном виде с помощью широких возможностей M2 по передаче данных, информация может быть преобразована с помощью встроенного мастера расчета математических моделей трансформаторов, в соответствии со стандартом IEEE, обеспечивая дополнительные возможности, по оценке состояния трансформатора.

Контроль состояния оборудования

- Стационарная установка на одном кране масляной магистрали трансформатора. Отсутствие необходимости в сети трубопроводов и насосе. Наличие входов для подключения дополнительных датчиков.
- Прибор улавливает 100% водорода (основной опасный газ), а также чувствителен к угарному газу (возникает при перегреве бумаги), ацетилену (появляется в результате дуговых разрядов) и этилену

(признак перегрева масла), позволяя, таким образом, контролировать все ключевые причины отказов трансформаторов.

- Датчик содержания влаги измеряет содержание воды в масле, появляющейся в результате ухудшения свойств изоляционной бумаги (образование СО + вода) или нарушения герметичности уплотнений.

Изменение конфигурации сигналов оповещения

- Сигналы оповещения генерируются при превышении критического уровня содержания влаги.
- Пользователь может установить два уровня опасности (оповещение и тревога), чтобы вовремя оценить ухудшение состояния.
- Активация сигналов оповещения может быть настроена на основе значений, полученных с опционных входных плат аналоговых данных или на основе опционных расчетных моделей трансформаторов.
- Генерация сигнала оповещения в случае обнаружения неисправности, например, нарушения энергоснабжения, запирающего масляного крана, отказа датчика или автономного источника питания (необходима замена) в ходе автоматической самодиагностики, выполняемой раз в 15 дней.

Связь

- Наличие ЖК-дисплея по месту измерения.
- Наличие большого количества протоколов передачи цифровой информации (Hydran, Modbus, DNP 3.0) и способов связи (RS-485, модем, локальная сеть Ethernet, оптоволокно) в зависимости от комплектации.
- Наличие выводов аналогового сигнала (4–20 мА) (по заказу).
- В приборе установлены пять реле с сухими контактами.

Измерения

Датчик газа

- Датчик с топливным элементом расположен позади газопроницаемой мембраны, контактирующей с трансформаторным изолирующим маслом, протекающим в наполненном коллекторе.

- Диапазон измерений: 0–2000 ppm (объем/объем, эквивалент H₂).
- Точность измерений: ±10 % от показаний ±25ppm (эквивалент H₂).
- Повторяемость измерений: до ±5 % от показаний или ±5 ppm.
- Относительная чувствительность:
 - H₂: 100 % концентрации;
 - CO: 15 ± 4 % концентрации;
 - C₂H₂: 8 ± 2 % концентрации;
 - C₂H₄: 1,5 ± 0,5 % концентрации.
- Время отклика: 10 мин (90 % ступенчатого изменения).

Датчик влажности

- Тонкопленочный емкостный датчик, погруженный в минеральное изолирующее масло, находящееся в заполненном коллекторе.

- Диапазон измерений: 0–100 % отн. влажности.
- Точность измерений: ± 2 % отн. влажности.
- Повторяемость измерений: ± 2 % отн. влажности.

Свойства

Дисплей

- ЖК с подсветкой, 128 x 64 пикселей.
- Клавиатура для настройки прибора и подтверждения сигналов оповещения.

Обмен цифровыми данными

- Порт RS-232 (разъем DB-9).тока СКЗ, для местного подключения компьютера с целью настройки конфигурации системы.

- RS-485 (клеммная коробка), изолирована до 2000 В перем. тока СКЗ, для удаленного обмена данными или подключения к локальной сети Hydran.

- Вывод данных по концентрации газа и уровню содержания влаги с помощью протоколов Hydran, Modbus или DNP 3.0 через интерфейс RS-485

Виды сигналов оповещения

- Пять видов сигналов оповещения: обнаружение газа и влаги (Hi), превышение допустимого уровня газа и влаги (HiHi), контрольный сигнал (датчик, температура, ...).

- Активация сигналов оповещения может быть настроена либо на достижение максимально допустимого уровня концентрации газа, либо на скорость изменения концентрации газа (за час или за день).

- Активация сигналов оповещения по содержанию влаги может быть настроена на достигнутый уровень или на средний уровень.

- Сигналы оповещения также могут быть настроены на поступление сигналов от опционных аналоговых входов или на результаты вычислений моделей трансформаторов.

- Пять реле с сухими контактами (тип C, SPDT), NO/NC (норм. разомкн./норм. замкн.), резистивная нагрузка 3А при 250В перемен. тока, резистивная нагрузка 3А при 30 В пост. Тока.

Другие

- Отверстие для внешнего отбора проб с помощью стеклянного шприца с люэровским запорным краном.

6.3.7 Функциональная блок-схема Hydran M2

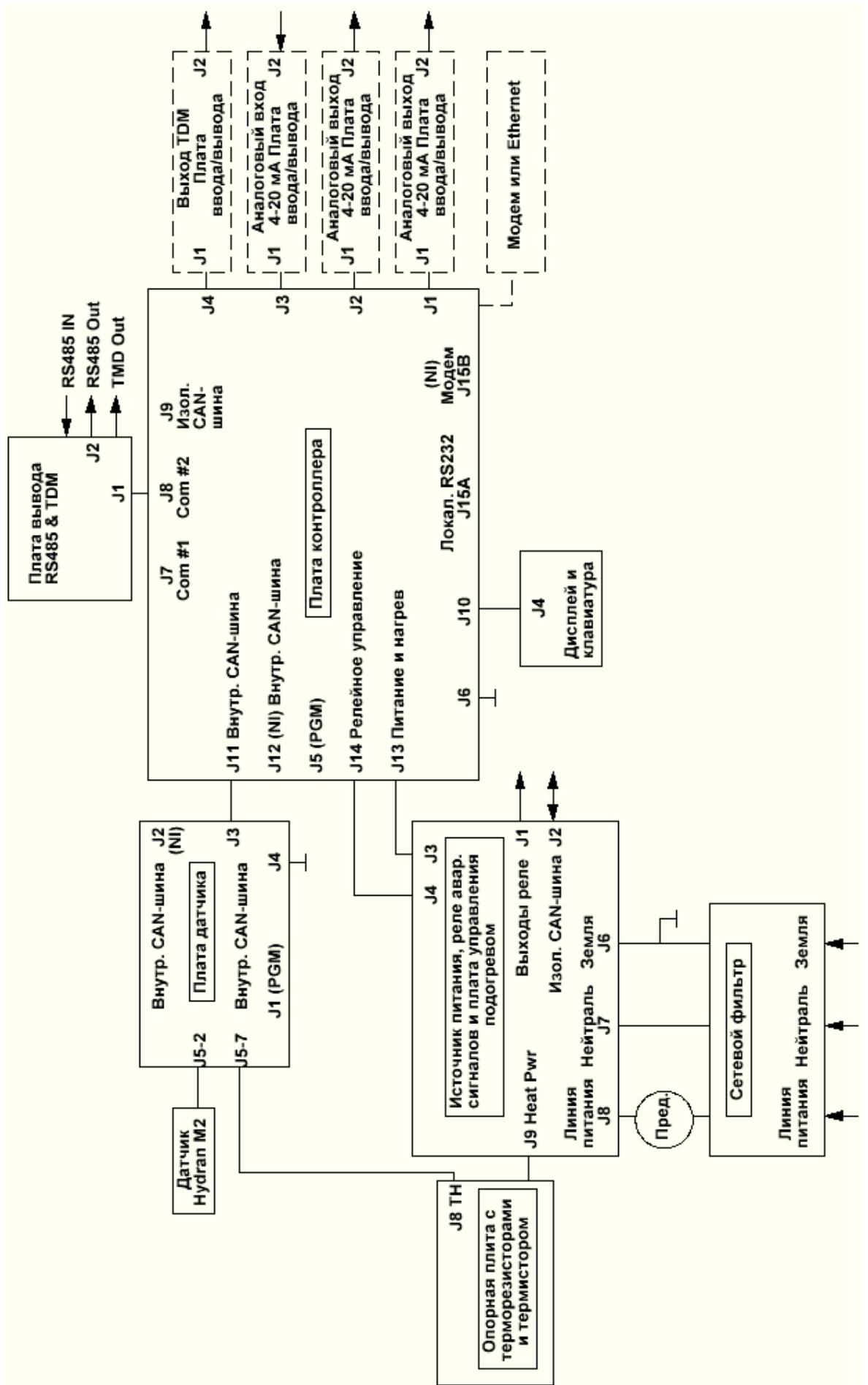


Рисунок 13 - Функциональная блок-схема Hydran M2

6.3.8 Алгоритм системы мониторинга

В зависимости от срока эксплуатации трансформатора в программу задаются допустимые значения (ДЗ) и предельно допустимые значения (ПДЗ) концентрации растворенных газов.

Таблица 19 – Допустимые и предельно допустимые значения концентрации растворенных газов

Уро- вень	Срок эксплу- атации, лет	Концентрации газов, % об.								
		СРГ	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	Срок эксплу- атации, лет	СО	СО ₂
ДЗ	0-5	0,012	0,006	0,003	0,0013	0,005	0,0003	весь	0,045	0,30
	>5	0,013	0,005	0,004						
ПДЗ	0-5	0,025	0,010	0,009	0,0040	0,010	0,0008	весь	0,070	0,50
	>5	0,035	0,009	0,010						

При нахождении газов в рамках ДЗ система мониторинга сообщает о исправной работе трансформатора.

При нахождении какого-либо газа в рамках ПДЗ система мониторинга сообщает о необходимости изменить периодичность контроля на более частый.

При нахождении какого-либо газа за рамками ПДЗ система мониторинга сигнализирует аварию в трансформаторе.

Состав растворённых в масле газов зависит от вида и характера развивающегося дефекта. Для идентификации дефекта необходимо рассчитать относительные концентрации газов, используя ДЗ концентраций газов, и выполнить кодирование полученных значений в соответствии со следующими условиями:

А – основной газ для данного дефекта, при максимальной относительной концентрации углеводородных газов и H₂

Б – газ с высоким содержанием, его относительная концентрация вторая по величине среди рассматриваемых газов

В – газ при относительной концентрации третьей по величине или второй по величине

Г – все остальные газы.

По полученному пятизначному коду (набору букв), описывающему относительные концентрации газов анализируемой пробы АРГ, можно определить вид дефекта с помощью таблицы 20.

Таблица 20 - Определение вида дефекта по характерному составу газов

№	Вид прогнозируемого дефекта	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	Термический дефект (до 300 °С)	В, Г	Б	А	Г,В	Г
2	Термический дефект (от 300 до 700 °С)	Г	А	В	Б	Г
3	Термический дефект (более 700 °С)	Г	Б	В	А	Г
4	ЧР	А	В	Г	Г	Г
5	Искровые разряды малой энергии	А	В	Г	Г	Г
6	Дуга, искровые разряды большой энергии	Б	В	Г	Г	А
		Г	В	Г	Б	А
7	Композиция дефектов с преобладанием дефекта электрического характера	Г	Б	Г	В	А
8	Композиция дефектов с преобладанием дефекта термического характера	В, Г	А	Б	Г	В, Г

H₂ и C₂H₂ ответственны за дефекты электрического характера, обе являются характерными при искровых и дуговых разрядах. C₂H₆, CH₄, C₂H₄ говорят о термических дефектах, являются характерным в различных диапазонах температур и расположены в порядке возрастания температуры перегрева масла, если смотреть по часовой стрелке. C₂H₆ является характерным при нагреве масла и бумажной изоляции в диапазоне 300-400°С, CH₄ в диапазоне 400-600°С, C₂H₄ выше 600°С. CO/CO₂ говорят о состоянии изоляции.

Для более точного определения возникновения дефекта производиться расчеты по таблице 16.

В таблице 21 приведены примеры типичных дефектов в силовых трансформаторах и реакторах.

Таблица 21 – Типичные дефекты в силовых трансформаторах и реакторах

№	Состав газов	Вид дефекта	Причины появления газов
1	H ₂ - основной газ; CH ₄ - характерный газ	ЧР	Разряды в заполненных газом полостях, возникающие из-за: - неполной пропитки изоляции; - высокой влажности целлюлозной изоляции; - перенасыщения масла газом, в том числе в результате кавитации
2	H ₂ или C ₂ H ₂ - основные газы; CH ₄ - характерный газ с низким содержанием	Разряды низкой энергии	Искрение или дуговые разряды в плохих контактных соединениях элементов конструкции с различным или плавающим потенциалом в местах: - крепления электростатического экрана; - смыкания параллельных и элементарных проводников обмотки; - нарушений паяных соединений токоведущих цепей; - прохождения цепей заземления; - расположения пластин магнитной системы с нарушенной изоляцией при циркуляции вихревых токов. Разряды между конструктивными элементами остова трансформатора, отводами обмотки ВН и баком, обмоткой ВН и заземлением.

Продолжение таблицы 21

3	<p>C_2H_2 или H_2 - основные газы; CH_4, C_2H_4, CO - характерные газы с высоким содержанием</p>	<p>Разряды высокой энергии, дуга</p>	<p>Замыкания:</p> <ul style="list-style-type: none"> - обмотки НН на землю; - между обмотками; - высоковольтными вводами и баком; - отводом и баком; - обмотками и остовом трансформатора; - межвитковые.
4	<p>C_2H_6 – основной газ; CH_4, CO - характерные газы с высоким содержанием</p>	<p>Термический дефект, $T < 300\text{ }^{\circ}C$</p>	<p>Перегрузка трансформатора. Нарушение потока масла в охлаждающих каналах обмоток и магнитной системы.</p> <p>Недостаточная эффективность системы охлаждения, вызванная:</p> <ul style="list-style-type: none"> - загрязнением наружной поверхности радиаторов; - нарушением потока масла внутри радиаторов; - снижением эффективности работы вентиляторов, маслонасосов; - недостаточной эффективностью работы системы охлаждения, допущенной при проектировании/производстве. <p>Нагрев металлических элементов конструкции потерями от полей рассеяния в начальной стадии развития дефекта.</p>

Продолжение таблицы 21

5	<p>CH₄ - основной газ; C₂H₄, C₂H₆ - характерные газы</p>	<p>Термический дефект, 300 °C ≤ T ≤ 700 °C</p>	<p>Нарушение контактных соединений, в том числе неудовлетворительное состояние контактных соединений РПН, ПБВ.</p> <p>Токи, циркулирующие по:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ярмовым прессующим балкам и стяжным шпилькам при нарушении изоляции стяжных шпилек; - прессующим элементам и пластинам электротехнической стали; - заземляющим проводам. <p>Нарушение изоляции между соседними параллельными проводниками в обмотке.</p> <p>Нагрев средней интенсивности металлических элементов конструкции потерями от полей рассеяния.</p>
6	<p>C₂H₄ - основной газ; C₂H₂, CH₄ - характерные газы с высоким содержанием</p>	<p>Термический дефект, T > 700 °C</p>	<p>Нарушение контактных соединений.</p> <p>Нарушение изоляции пластин магнитной системы с образованием короткозамкнутых контуров.</p> <p>Перегрев металлических элементов конструкции потерями от полей рассеяния.</p>
7	<p>C₂H₄ - основной газ; C₂H₂, CH₄ - характерные газы с высоким сод.</p>	<p>Деструкция целлюлозной изоляции</p>	<p>Перегрузка трансформатора.</p> <p>Высокая влажность масла.</p> <p>Снижение эффективности системы охлаждения.</p>

Заключение

В магистерской диссертации разработана система мониторинга элементов систем энергоснабжения. Для мониторинга в диссертации выбраны силовые трансформаторы, так как как они имеют ряд преимуществ по сравнению с другими типами трансформаторов.

Произведено исследование статистических данных отказов силовых трансформаторов. Определены виды повреждений и их места возникновения в трансформаторе.

Также рассмотрены и проанализированы виды контроля состояний трансформатора. В качестве вида контроля был выбран хроматографический контроль газов, содержащихся в масле. Хроматографический анализ позволяет наблюдать за развитием процессов в трансформаторе; предвидеть повреждения, не обнаруживаемые классическими способами; охарактеризовать повреждения и ориентироваться при определении их места.

В качестве системы мониторинга было подобрано оборудование для онлайн АРГ, которое удовлетворяет всем предъявляемым стандартами требованиям и условиям.

Список использованных источников

- 1 Алексеев, Б.А. Основное электрооборудование в энергосистемах / Б.А. Алексеев. – М: НЦ ЭНАС, 2002. – 216 с
2. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). – С.-Пб.: - Энергоатомиздат, 2008 г.
- 3 Непомнящий, В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей / В.А. Непомнящий. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010.
- 4 Силовые трансформаторы. Справочная книга/Под ред. С.П. Лизунова, А.К. Лоханина.- М.: Энергоиздат, 2004.-616с.
- 5 ГОСТ 8865-93 Системы электрической изоляции. Оценка нагревостойкости и классификация
- 6 ГОСТ Р 52719-2007 Трансформаторы силовые. Общие технические условия (с Поправкой)
- 7 ГОСТ 1516.1-76 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 3 до 500 кВ. Требования к электрической прочности изоляции
- 8 ГОСТ 20690-75 Электрооборудование переменного тока на напряжение 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции
- 9 ГОСТ Р 56738-2015: «Трансформаторы силовые и реакторы. Требования и методы испытаний электрической прочности изоляции»
- 10 Хренников, А Силовые трансформаторы. Проблема электродинамической стабильности/А. Хренников//Новости электротехники.- 2008.- №6.- с. 14-18.
- 11 ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия (с Изменениями N 1, 2, 3, 4)
- 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 Львов М. Ю. Анализ повреждаемости силовых трансформаторов напряжением 110 кВ и выше ОАО «Холдинг МРСК». Конференция ТРАВЭК. 2009.

15 Герасимова Л. С., Майорец А. И. Обмотки и изоляция силовых трансформаторов. М.: Энергия, 1969.

16 Голоднов, Ю.М. Контроль за состоянием трансформаторов / Ю.М. Голоднов. - М.: Огни, 1988. - 504 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 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

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

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

.Андреев А.М., Монастырский А.Е., Соловьев Ю.В., Таджибаев А.И. Частичные разряды и методы их измерения; под ред. А.И. Таджибаева. – СПб: ПЭИПК, 2010. – 48 с

21 Вдовико В.П. Частичные разряды в диагностировании высоковольтного оборудования. Новосибирск: Наука, 2007. 155 с

22 Русов В.А., Софьина Н.Н. Вибрационное обследование и диагностика состояния силовых трансформаторов // Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования. Выпуск 11. СПб: ПЭИПК, 2000.-С. 38-53.

23 Стандарт организации «Энергетические масла и маслохозяйства электрических станций и сетей. Организация эксплуатации и технического

обслуживания/Нормы и требования» НП «ИНВЭЛ». СТО 70238424.27.100.053– 2009

24 Ваня Я. Анализаторы газов и жидкостей: М., Энергия, 1970 г. - с.552.

25 Бикулов А.М. Методы и средства газового анализа: учебное пособие. -М.: АСМС, 2002.-с. 82.

26 ГОСТ 13320-81 Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия М.: Госстандарт СССР, 1988 г. - с.35.

27 Аш Ж. Датчики измерительных систем: В двух книгах. Книга 2 // М.: Мир, 1992. - 169-187 С.

28 Тиняков Ю.Н. Милешин С.А. Андреев К.А. Цыганков В.Ю. Анализ конструкций зарубежных прототипов датчиков давления // Наука и образование: электронное научно-техническое издание. - 2011г. - 1-13 С.

29 Бережной В.Н. Трансформаторное масло // Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования// Выпуск 16. ПЭИПК, Санкт-Петербург, 2001 г

30 Измерение влажности трансформаторного масла. Учеб.пособие: Дудкин С.М., Монастырский А.Е., Таджибаев А.И., Бузаев В.В., Сапожников Ю.М. - СПб: Изд. ПЭИПК, 2001, - 36 с.

31 С.Н. Иванов, С. К. Гаркуш. Повышение надежности энергетического оборудования // Дальневосточная весна – 2019: материалы Междуна-родной 17-й Международной научно-практической конференции по проблемам экологии и безопасности; Комсомольск-на-Амуре, 5 июня 2019 г. - Комсомольск-на-Амуре: ФГОУ ВО «КнАГУ», 2019.- С.100 – 102.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(обязательное)

Трансформаторы силовые, автотрансформаторы и реакторы. Автоматизированная система мониторинга и технического диагностирования. Общие технические требования

Настоящий стандарт (далее - СТО) разработан в целях совершенствования нормативно-технической базы электросетевого комплекса, унификации и оптимизации требований к структуре, техническим и метрологическим характеристикам, уровню надёжности системы автоматизированного мониторинга и технического диагностирования силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов, повышения уровня производственной безопасности в ПАО "ФСК ЕЭС".

Требования настоящего СТО распространяются на АСМД силового масляного трансформаторного оборудования, в том числе, трансформаторов, автотрансформаторов и реакторов класса напряжения 110 кВ и выше.

Требования настоящего СТО обязательны для применения предприятиями и организациями на всех стадиях жизненного цикла АСМД:

- разработки и проверки качества АСМД;
- подготовки проектно-сметной документации при строительстве новых или реконструируемых объектов электросетевого хозяйства;
- проведении строительно-монтажных и наладочных работ, вводе в эксплуатацию;
- постоянной эксплуатации;
- подготовки технических требований для конкурсов по выбору организаций - поставщиков АСМД;
- при разработке программ проведения приемо-сдаточных испытаний и передачи систем в эксплуатацию.

Назначение и область применения АСМД

АСМД предназначена для:

- непрерывного (с устанавливаемой периодичностью) измерения, регистрации, преобразования и отображения основных диагностических параметров Т, АТ, ШР в нормальных, предаварийных и аварийных режимах;
- систематизации в определенном порядке измеренных диагностических параметров Т, АТ, ШР;
- определения технического состояния в текущие моменты измерения диагностических параметров и возможного прогнозирования остаточного ресурса;
- оптимизации регламентных диагностических работ
- обеспечения перехода на планирование технического обслуживания и ремонтов по техническому состоянию.

АСМД рекомендуется оснащать силовое масляное трансформаторное и реакторное оборудование, имеющее повышенную системную важность, не допускающее длительного вывода из работы, а также оборудование, требующее учащенного контроля по отдельным диагностическим параметрам, контроль которых возможен средствами АСМД.

При реализации концепции технического обслуживания и ремонтов по техническому состоянию, в целях оптимизации регламентных диагностических работ, рекомендуется оснащение АСМД всего парка оборудования, находящегося в зоне обслуживания обособленных диагностических подразделений, с одновременным изменением в сторону уменьшения или полного отказа от классических регламентных диагностических мероприятий с выводом оборудования из работы. Также подобный подход применим для оборудования, находящегося на ПС, удалённых от зоны постоянного базирования.

Функции АСМД

АСМД должна осуществлять измерения диагностических параметров отдельных устройств и узлов контролируемых объектов, и определять их техническое состояние по расчетно-аналитическим моделям.

Расчетно-аналитические модели должны устанавливать связь технического состояния с измеряемыми параметрами отдельных устройств и узлов, содержать зависимости и методику расчета опасного уровня дефектов.

В зависимости от важности и технического состояния объекта, а также решаемых целевых или процессных задач, состав технических средств АСМД и реализуемых расчётно-аналитических моделей может значительно отличаться.

Для достижения максимального технико-экономического эффекта, состав и структура АСМД должны комплектоваться оптимальным набором компонентов и функций, обеспечивающих необходимый уровень диагностирование контролируемого оборудования.

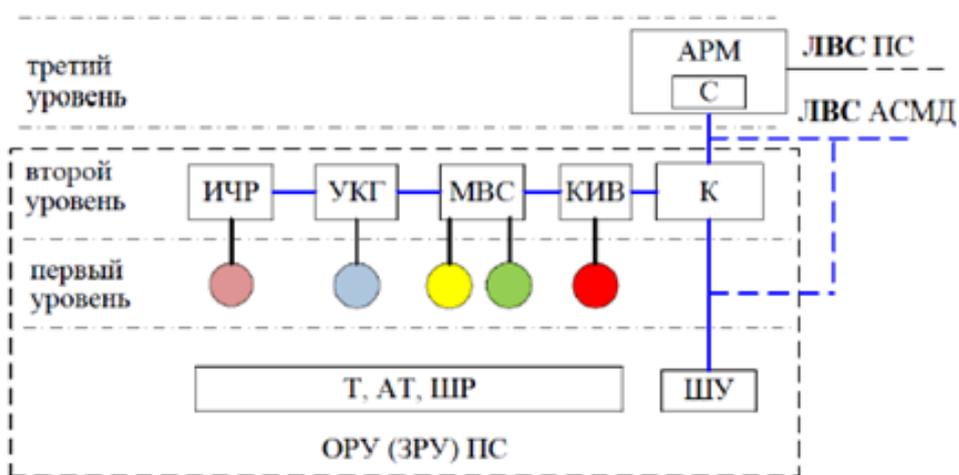
При максимальной комплектации технические средства АСМД должны обеспечивать контроль:

АСМД должна иметь возможность импорта измерительных величин, характеризующих режимное состояние контролируемого объекта, в том числе:

- значение напряжения и силы тока в рабочем режиме;
- значение напряжения и силы тока при перенапряжении и к.з.

Структура и состав АСМД

Структура полнофункциональной комплексной АСМД представляет собой трехуровневую систему, представленную на рисунке 14.



Т -

трансформатор; АТ - автотрансформатор; ШР - шунтирующий реактор; ШУ -

шкаф управления; К - коммутатор; ИЧР - измеритель частичных разрядов;
УКГ - устройство контроля газо- и влагосодержания; С - сервер; МВС -
модуль ввода сигналов; ЛВС - локально-вычислительная сеть; АРМ -
автоматизированное рабочее место инженера; КИВ - устройство контроля
изоляции вводов;

Рисунок 14 - Структурная схема АСМД

-  - датчик температуры;
-  - датчик тока проводимости ВВ;
-  - датчик газо- и влагосодержания;
-  - клеммы цепей РЗА Ш;
-  - датчик ЧР.

Требования к ПТК АСМД

Общие требования к ПТК

АСМД должна строиться на базе современных измерительных датчиков, программируемых контроллеров и промышленных компьютеров. АРМ должно реализовываться с учетом требований к средствам АСУ ТП

Построение системы передачи данных АСМД на уровне управления должно строиться на принципах минимизации количества установленных элементов, в максимальном объеме учитывать и задействовать ранее установленные технические и программные элементы средств автоматизированного диагностирования.

АСМД должна формировать и обеспечивать индикативное отражение заключения о техническом состоянии контролируемых узлов и оборудования в целом по трехуровневой шкале: рабочее, ухудшенное и предаварийное. АСМД должна иметь возможность принимать сигналы от первичных датчиков, действующих на объекте контроля, и визуализировать на устройстве верхнего уровня.

Технические средства АСМД должны быть оснащены средствами самодиагностики. Вся информация по результатам самодиагностики

хранится на третьем уровне и отображается на местных средствах индикации.

Технические средства третьего уровня АСМД должны содержать стандартные интерфейсы, обеспечивающие интеграцию в АСУ по проводным и/или оптоволоконным линиям связи.

Технические и программные средства второго и третьего уровня системы должны поддерживать стандартные протоколы обмена, принятые для промышленных ЛВС, в том числе, протокола МЭК 61850, МЭК 60870-5-104.

Внутрисистемные коммуникации на всех уровнях между компонентами различного назначения и разных производителей должны быть реализованы с использованием указанных стандартных международных протоколов.

Для организации связи между вторым и третьим уровнем используется ЛВС АСМД.

Программные и технические средства АСМД должны обеспечивать возможность визуализации предупредительной и аварийной сигнализации.

Программные средства второго и третьего уровня АСМД должны обеспечивать возможность параметризации и конфигурирования без вывода системы из режима работы.

Программные средства АСМД должны включать в себя средства тестирования на объекте эксплуатации.

Программные средства АСМД должны предусматривать сервисные функции, такие как калибровка измерительных каналов, проверка исправности УСО дискретного ввода/вывода, последовательных каналов связи и часов реального времени.