



Диагностические решения в электроэнергетике

**Организация мониторинга критических
силовых трансформаторов с пониженным
индексом технического состояния**

Оглавление

1. Организация мониторинга критических силовых трансформаторов.....	3
1.1. Требования к техническим средствам систем мониторинга критических трансформаторов	3
1.2. Требования к программным средствам системы мониторинга критических трансформаторов	4
2. Экспертная оценка технического состояния трансформатора.....	5
2.1. Оперативная оценка технического состояния трансформатора.....	5
2.2. Прогнозирование развития состояния трансформатора	7
2.3. Алгоритмы принятия итоговых диагностических решений.	7
2.4. Целевое назначение результатов работы экспертной системы.	8
3. Технические средства для организации мониторинга критических трансформаторов	9
3.1. Первичные параметры, описывающие критический трансформатор.	9
3.2. Критерии выбора набора параметров трансформатора для системы мониторинга.	10
3.2. Возможные конфигурации технических средств мониторинга критических трансформаторов.	10
Приложение 1. Математические модели для оценки состояния трансформаторов	13

1. Организация мониторинга критических силовых трансформаторов

Установка систем диагностического мониторинга для силовых трансформаторов способствует оптимизации системы управления их эксплуатацией, повышает надежность и экономическую эффективность работы этого сложного, дорогого и ответственного оборудования.

Для систем стационарного мониторинга трансформаторов существуют два варианта целевой функции, определяющие состав технических и программных средств.

Для новых трансформаторов и трансформаторов, находящихся в нормальном состоянии, основной целью системы мониторинга является выявление дефектных состояний на ранних стадиях, что позволяет минимизировать затраты на эксплуатацию за счет того, что все ремонтные и сервисные воздействия на трансформатор будут осуществляться вовремя и поэтому в минимальном объеме. Технические и программные средства таких систем мониторинга должны быть ориентированы на глубокую и чувствительную диагностику дефектных и преддефектных состояний трансформатора.

Для трансформаторов, имеющих низкий индекс технического состояния, обычно уже находящихся в критическом состоянии, вопрос о выявлении дефектных состояний не стоит – проблемы явно присутствуют и развиваются. Чаще всего основным вопросом, который должна помочь решить установка системы мониторинга, является вопрос прогнозирования – сможет ли контролируемый трансформатор безаварийно доработать определенный период времени, год или даже больше. Этот интервал времени зависит от того, когда появится реальная возможность модернизировать трансформатор, а в большинстве случаев просто заменить его.

Технические, а особенно программные средства таких систем мониторинга, должны быть ориентированы на анализ возможных сценариев развития технического состояния трансформатора, чтобы в нужный момент сформировать обоснованные рекомендации о возможности или невозможности дальнейшей эксплуатации трансформатора.

Проблемы создания систем диагностического мониторинга критических силовых трансформаторов, основные особенности их технических и программных средств рассматриваются ниже.

1.1. Требования к техническим средствам систем мониторинга критических трансформаторов

Выбор технических средств, позволяющих создать систему мониторинга критических силовых трансформаторов, отличается от выбора технических средств, проводимого для новых трансформаторов, и имеет функциональные отличительные особенности.

Во-первых, поскольку система мониторинга критических трансформаторов не требует проведения надежной диагностики дефектов на самых ранних этапах возникновения и развития дефектных состояний, требования к техническим средствам упрощаются. Основной их задачей теперь является контроль уже существующих дефектных состояний и выявление новых, но только существенных дефектов. Поэтому объем и стоимость технических средств такой системы могут быть минимальными.

Технические средства системы мониторинга должны обеспечивать контроль только критических параметров трансформаторов, непосредственно влияющих на возможность их дальнейшей эксплуатации.

Например, в такой системе мониторинга нет никакой необходимости контролировать 8 растворенных в масле газов. Для корректной оценки технического состояния трансформатора вполне достаточно контроля содержания водорода и суммы горючих газов. При этом нужно учитывать, что критический трансформатор уже находится на учащенном периодическом контроле растворенных газов при помощи хроматографов. И тем более что в большинстве случаев диагностические возможности метода контроля растворенных в масле газов в режиме

«on-line» перекрываются возможностями другого, более дешевого метода контроля частичных разрядов в изоляции.

В то же время контроль влагосодержания в масле трансформатора является обязательным, поскольку это критический параметр, однозначно характеризующий стойкость масла к электрическому пробое. Эта функция практически всегда должна входить в состав современных приборов контроля растворенных газов в масле трансформатора.

При выборе технических средств для системы диагностического мониторинга критических трансформаторов необходимо таким же образом анализировать и оптимизировать технические средства каждого диагностического метода.

Во-вторых, для систем мониторинга критических трансформаторов иначе стоит вопрос о сроке службы технических и программных средств самой системы мониторинга.

Если система мониторинга устанавливается на новом трансформаторе, то автоматически предполагается, что она будет работать в течение всего срока эксплуатации трансформатора. Обычно это время исчисляется десятками лет.

Если система мониторинга устанавливается на критическом трансформаторе, то она тоже должна служить весь срок эксплуатации трансформатора, но в этом случае этот срок будет на порядок меньше, не более одного – нескольких лет.

Возможны два варианта оптимизации этой ситуации – или создание для критических трансформаторов «одноразовых и дешевых» систем мониторинга, или создание условно «мобильных» надежных систем мониторинга, которые можно было бы достаточно оперативно монтировать и демонтировать на критических трансформаторах.

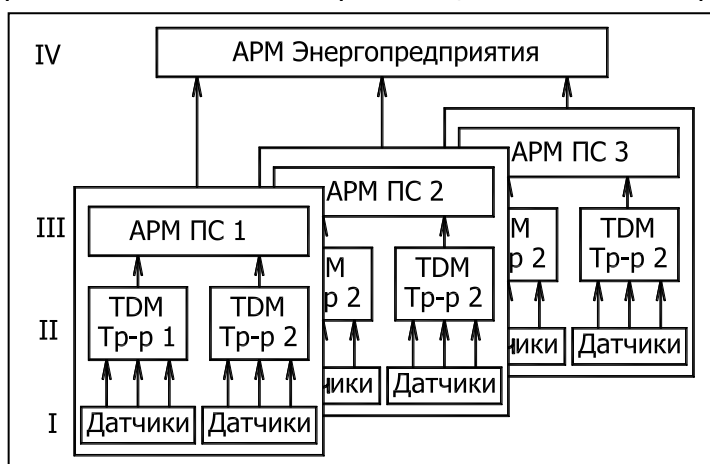
Для силовых трансформаторов, этих дорогих и ответственных элементов энергетического транзита, лучшим вариантом является создание условно мобильных систем мониторинга, так как термин «дешевая одноразовая система» обычно практически однозначно соответствует термину «система пониженного срока службы и надежности».

1.2. Требования к программным средствам системы мониторинга критических трансформаторов

Ниже сформулированы требования к программному обеспечению мониторинга критических трансформаторов на примере программного обеспечения INVA системы TDM. Это сделано так потому, что INVA позволяет решать все основные проблемы, возникающие при контроле критических трансформаторов.

Программные средства системы TDM обладают иерархической структурой и включают в себя несколько уровней регистрации, обработки информации, мониторинга и диагностики технического состояния трансформатора, выработки и принятия решений.

Стандартная поставка технических и программных средств системы TDM включает в себя 4 (максимум до 5) уровня регистрации, обработки информации и принятия решения о техническом состоянии контролируемого трансформатора.



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

Уровень II (уровень модулей и приборов системы мониторинга) – технический и программный уровень первичной обработки данных от датчиков, уровень осуществления

параметрической диагностики работы трансформатора. Этот уровень диагностики реализован на основе программных возможностей модулей и приборов.

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

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

Уровень V (уровень контроля транзита энергии) – самый высокий уровень интеграции информации от систем мониторинга. Это даже может быть САЦ РОССЕТИ в г. Москва. На этом уровне собирается информация от всех систем мониторинга, установленных в энергосистемах России.

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

Для решения всех задач, связанных с мониторингом критических трансформаторов, получаемая диагностическая информация должна оперативно пересылаться на более высокие уровни АСУ-ТП.

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

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

- Получение в АСУ ТП на уровнях III, IV и V оперативной информации о состоянии трансформатора в объеме, необходимом для оценки оперативным персоналом текущей ситуации и принятия решений.
- Возможность получения первичной информации о состоянии трансформатора от других подсистем АСУ ТП без использования в системе мониторинга дополнительных датчиков.
- Локальный доступ удаленным пользователям к «разрешенным» первичным данным и результатам работы системы TDM с использованием ресурсов АСУ ТП, в том числе WEB — доступ.
- Удаленный контроль правильности функционирования и исправности технических и программных средств системы мониторинга.

2. Экспертная оценка технического состояния трансформатора

Основой для оптимальной, экономически обоснованной стратегии управления эксплуатацией трансформатора является знание его текущего технического состояния.

2.1. Оперативная оценка технического состояния трансформатора

В разных источниках техническое состояние трансформатора описывается другими, но очень похожими по смыслу параметрами, например, «остаточный ресурс трансформатора»,

«индекс технического состояния» и т.д. Вне зависимости от формального звучания этих параметров они имеют примерно одинаковый смысл.

На основании анализа расчетного параметра «текущее техническое состояние трансформатора» в программном обеспечении INVA строятся стратегии управления «жизнью трансформатора»: оперативная и стратегическая. В зарубежной литературе для описания стратегии управления эксплуатацией трансформатора используется термин «life management».

В самом общем случае решения задач управления эксплуатацией в этой стратегии должны быть объединены три задачи различного уровня:

1 - Принятие оперативных диагностических решений о проведении различных текущих ремонтных и сервисных работ.

2 - Определение сроков проведения капитальных ремонтов и модернизаций.

3 - Планирование технически и экономически обоснованных сроков вывода трансформатора из эксплуатации.

В зависимости от глубины периодов планирования управлением эксплуатацией трансформатора необходимо использовать различные наборы первичных параметров, соответствующим образом описывающих состояние трансформатора.

Для принятия решения на первом уровне о проведении оперативных сервисных и ремонтных работ необходимо знание текущего технического состояния трансформатора и информации об имеющихся дефектах.

Для планирования сроков проведения капитальных ремонтов, это второй уровень принятия управляющих воздействий, необходимо дополнительно ориентироваться и на более медленные изменения состояния трансформатора, для чего необходимо рассматривать другие параметры и дефекты трансформатора, возникновение и развитие которых соизмеримо с таким временным интервалом стандартного межремонтного цикла.

На третьем уровне управления жизнью трансформатора, когда решается вопрос о сроках его замены, приходится дополнительно рассматривать другие вопросы. Необходимо учитывать и возможность эффективного восстановления параметров трансформатора во время капитального ремонта, и возможность замены трансформатора во время комплексной модернизации подстанции и всего транзита электроэнергии, где трансформатор является одним из многих элементов.

Дополнительная информация о необходимости замены трансформатора может быть получена после оценки возможных последствий возрастающих рисков из-за снижения надежности работы «старого» трансформатора, при оценке возрастающей стоимости владения «старым» трансформатором и т.д.

Даже из всего этого простого перечисления особенностей принятия управляющих воздействий, имеющих различную целевую функцию, хорошо видно, что состояние трансформатора должно описываться минимум тремя взаимосвязанными параметрами – текущим, среднесрочным и долгосрочным коэффициентами технического состояния.

При этом не важно, как этот параметр называется в других источниках: или «остаточный ресурс», или «индекс технического состояния», или еще как-нибудь, в него всегда будет «вкладываться» определенный технологический смысл, как мы это делаем при расчетах коэффициента технического состояния трансформатора.

Важно то, что все три составляющих коэффициента технического состояния неразрывно связаны между собой, являются тремя частями единого целого. Поэтому нужно говорить о том, что коэффициент технического состояния трансформатора является векторным параметром, комплексным вектором, имеющим три проекции на координатные оси «текущего», «среднесрочного» и «долгосрочного» состояния трансформатора.

Каждая из трех осей координат, составляющих вектор технического состояния трансформатора, может быть названа определенным образом:

- Горизонтальная ось X – ось текущего технического состояния трансформатора, отражающая необходимость в оперативном проведении ремонтных и сервисных работ.

- Горизонтальная ось Y – ось среднесрочного технического состояния трансформатора (остаточный ресурс трансформатора до капитального ремонта), отражающая необходимость проведения капитальных ремонтов и модернизаций.

- Вертикальная ось Z – ось коэффициента долгосрочного технического состояния трансформатора (индекса полного технического состояния). Проекция вектора технического состояния на эту ось отражает необходимость проведения полной модернизации или замены трансформатора.

По итогам работы систем мониторинга и диагностики можно только корректно определить коэффициент текущего технического состояния трансформатора – оценить необходимость проведения оперативных ремонтных и сервисных работ.

2.2. Прогнозирование развития состояния трансформатора

Система управления эксплуатацией критического трансформатора должна включать в себя две взаимосвязанные подсистемы – диагностики и прогнозирования. При помощи алгоритмов диагностирования определяется объем ремонтных воздействий, а при помощи алгоритмов прогнозирования рассчитывается время достижения трансформатором пороговых значений технического состояния.

Достоверность прогнозирования развития дефектных и бездефектных состояний трансформатора в основном зависит от двух параметров – от типа используемой в расчетах математической модели и от того, насколько корректно в этой модели учтены уникальные особенности контролируемого трансформатора. Точнее будет говорить, что достоверность проведения прогнозных расчетов технического состояния в основном зависит от учета особенностей конструкции трансформатора.

Достаточно часто на практике использование несложной математической модели, внешне просто учитывающей реальные технические особенности трансформатора, дает намного лучшие результаты, чем использование сложной и более точной математической модели. Даже если эта модель будет состоять из большого количества «правильных и умных» уравнений, для которых где-то мелким почерком будет сделана маленькая ссылка, что коэффициенты этой модели нужно будет как-то (и кем-то) определить и уточнить, ну а вот тогда-то ...

Реально выполнимой возможностью учесть все многообразие модификаций бездефектной и дефектных моделей трансформатора является переход от использования стационарных математических моделей к использованию в расчетах адаптивных моделей, в которых коэффициенты влияния и интегральные коэффициенты модели непрерывно уточняются и модернизируются по мере поступления оперативной информации о состоянии трансформатора.

Такие расчетные модели называются адаптивными потому, что они постоянно и автоматически корректируются, за счет этого учитывая изменение текущего технического состояния трансформатора. Особенно важно использовать эти модели для контроля критических трансформаторов, каждый из которых является уникальным.

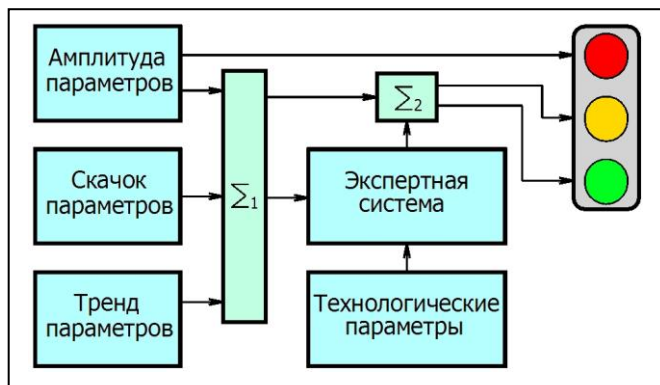
При начале работы системы мониторинга для коэффициентов математической модели трансформатора берутся усредненные значения, полученные после итерационного уточнения для других трансформаторов. В процессе работы эти коэффициенты уточняются и максимально корректно описывают реальный контролируемый трансформатор.

2.3. Алгоритмы принятия итоговых диагностических решений

По результатам работы оперативных алгоритмов комплексной диагностики в первую очередь принимается решение о текущем техническом состоянии трансформатора – рассчитывается коэффициент текущего технического состояния трансформатора.

Алгоритм принятия оперативного решения о текущем состоянии трансформатора в системе TDM иллюстрируется рисунком.

Основное влияние на принятие решения об оценке состояния трансформатора имеют значения критических параметров, регистрируемых в модулях системы мониторинга. Это



объясняется тем, что для этих параметров существуют общепринятые нормативные пороговые значения, однозначно оценивающие техническое состояние определенной подсистемы, важной для дальнейшей работы трансформатора.

Превышение любым критическим параметром порога предаварийного состояния фиксируется экспертной системой и отображается на рисунке зажиганием «красной лампы светофора» текущего состояния трансформатора.

Большое значение для формирования оценки состояния трансформатора в системе мониторинга имеют не только абсолютные значения критических параметров, но и такие изменения, как «скачок параметра» и «тренд параметра». Это происходит при быстрых или медленных изменениях в трансформаторе и отражает возникновение или развитие дефектных состояний.

Возникновение таких ситуаций оценивается экспертной системой как «тревожные состояния» и отображается зажиганием «желтого сигнала» светофора состояния. Желтый свет зажигается потому, что это фиксирует тревожные изменения в состоянии трансформатора, но поскольку абсолютные значения критических параметров еще не достигли предаварийных значений, то «красный свет светофора» зажигать еще рано.

Аналогично происходит с ранжированием итогов работы комплексной экспертной системы, реализованной в программном обеспечении модулей и на уровне АРМ трансформатора программном обеспечении мониторинга INVА. На уровне отдельных технических модулей реализованы локальные экспертные системы, анализирующие техническое состояние подсистем трансформатора, а на уровне АРМ происходит интегрирование работы локальных экспертных систем и проводится комплексная экспертная оценка состояния трансформатора.

Итоговое экспертное заключение, автоматически формируемое в системе INVА, позволяет выявить наличие в трансформаторе явных и скрытых дефектных и преддефектных состояний. Все выявленные экспертной системой дефекты обычно являются еще развивающимися (это основное достоинство экспертной системы – возможность выявлять дефекты на самых ранних стадиях их появления и развития) и по уровню своего развития не достигли предаварийного порога, поэтому по итогам работы встроенной экспертизы программой может зажигаться только «желтый сигнал светофора».

2.4. Целевое назначение результатов работы экспертной системы

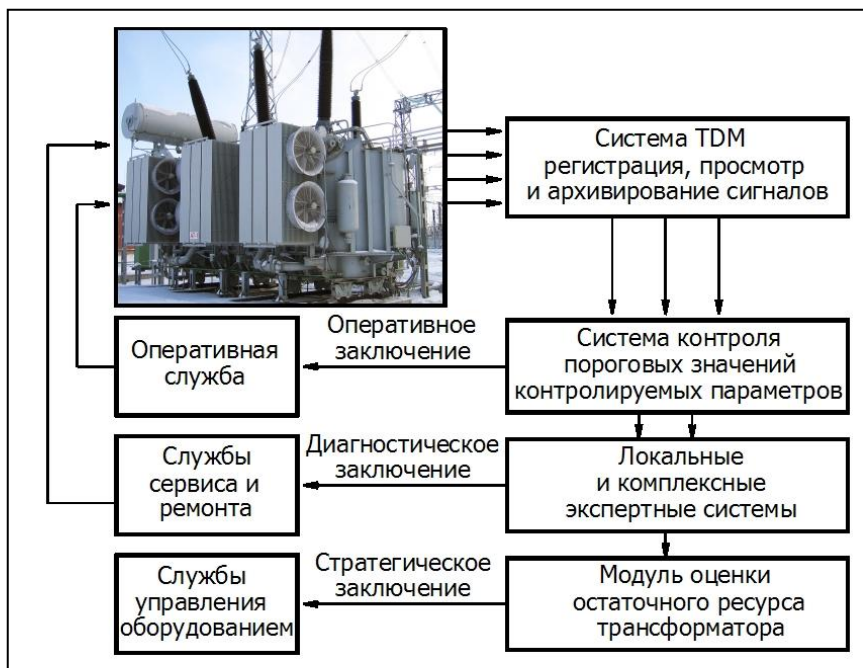
Результаты работы экспертного ядра программы мониторинга INVА оперативно отражаются на экране компьютера АРМ подстанции в виде цифровой информации, различных гистограмм, светофоров состояния и т.д. При необходимости эта информация передается на более высокие уровни АСУ-ТП с более обобщенного анализа и визуализации.

Однако для более формализованной организации управления обслуживанием и ремонтами трансформаторов по техническому состоянию необходимо наличие диагностической информации в концентрированном виде, в виде готовых к распечатыванию использованию в «бумажном виде» отчетов и справок.

В идеальном случае эти отчеты должны готовиться к распечатыванию самой экспертной программой, но допускать, при необходимости, их корректировку эксплуатационным персоналом и экспертами в соответствии с принятым на предприятии документооборотом.

На основании работы экспертного ядра ПО INVА специальной программой формируются оперативные документы, справки и отчеты, предназначенные для использования эксплуатационным персоналом подстанции.

Для создания актуальных документов для ремонтных и сервисных служб дополнительно используются результаты различных «of-line» тестов, дополняющих информацию о текущем техническом состоянии трансформатора. Эти важные данные вводятся в общую базу данных системы мониторинга при помощи специальной функции в программном обеспечении INVA.



Для получения стратегических заключений «о дальнейшей судьбе трансформатора» вся выше перечисленная диагностическая и справочная информация должна быть дополнена информацией о проведенных и планируемых капитальных ремонтах и о стратегических задачах подстанции, на которой установлен контролируемый системой мониторинга трансформатор.

Создание диагностических отчетов для эксплуатационного персонала является базовой функцией системы TDM. Возможность создания и состав ремонтных и стратегических отчетов отдельно оговаривается при заключении договора на поставку системы мониторинга марки TDM, потому что они связаны с особенностями конструкции и эксплуатации каждого конкретного трансформатора.

Создание

диагностических отчетов для эксплуатационного персонала является базовой функцией системы TDM. Возможность создания и состав ремонтных и стратегических отчетов отдельно оговаривается при заключении договора на поставку системы мониторинга марки TDM, потому что они связаны с особенностями конструкции и эксплуатации каждого конкретного трансформатора.

3. Технические средства для организации мониторинга критических трансформаторов

3.1. Первичные параметры, описывающие критический трансформатор

Критические параметры технического состояния контролируемого оборудования (измеренные и расчетные), непосредственно определяющие возможность дальнейшей эксплуатации оборудования.

Эти параметры имеют максимальную значимость и наиболее активно используются в системе управления ремонтами и сервисным обслуживанием.

Условно критические параметры технического состояния контролируемого оборудования (измеренные и расчетные), косвенно влияющие на возможность дальнейшей эксплуатации оборудования. Обычно сюда же входят расчетные параметры, полученные на основании работы экспертных систем.

Не критические параметры технического состояния контролируемого оборудования (измеренные и расчетные), не оказывающие прямого влияния на возможность дальнейшей эксплуатации оборудования.

Комплексный параметр текущего технического состояния (ТТС) трансформатора (текущий остаточный ресурс), описывающий состояние трансформатора в момент проведения измерений, определяющий необходимость в проведении оперативных сервисных и ремонтных воздействий.

Комплексный параметр технического состояния трансформатора рассчитывается в основном по критическим параметрам, но с учетом условно критических параметров. Не критические параметры влияют только на долгосрочную оценку состояния трансформатора.

3.2. Критерии выбора набора параметров трансформатора для системы мониторинга

Для корректной работы математической модели системы мониторинга необходимо обеспечивать оптимальный набор первичных сигналов. На основании анализа этих параметров будут работать диагностические алгоритмы.

В рамках существующих технических средств системы мониторинга, на этапе проектирования, возможно использование различного набора первичных параметров.

- Минимальный набор, при котором вообще возможна работа данной математической модели.

- Оптимальный набор параметров, который обеспечивает получение эффективных результатов при использовании наиболее значимых первичных параметров.

- Максимальный набор, в котором максимально используются все параметры, регистрация которых возможна техническими средствами системы мониторинга. В этом случае диагностические возможности математических моделей используются полностью.

При выборе набора первичных параметров, которые должны регистрироваться системой мониторинга для конкретного трансформатора, всегда приходится решать сложную задачу, в которой критерии выбора достаточно размыты.

- Простое увеличение количества регистрируемых технологических параметров трансформатора необоснованно удорожает систему мониторинга. Плюсом в этом случае является то, что теоретически повышается информативность работы системы мониторинга, хотя обычно на практике это малозаметно. Реально информативность системы мониторинга повышается только тогда, когда речь идет о регистрации критических параметров, количество которых для трансформатора является ограниченным.

- Целевое увеличение количества регистрируемых технологических параметров трансформатора является оптимальным. Критерием оптимальности является формирование пакета входных сигналов для математических моделей, реализованных в программном обеспечении. Это делается с целью обеспечения максимальной эффективности работы экспертных алгоритмов. В этом случае возрастает не просто параметрическая информативность работы системы мониторинга, в значительно большей степени растет ее экспертная информативность, прямо ориентированная на управление эксплуатацией трансформатора.

- Ограничителем «сверху» для количества регистрируемых технологических параметров является цена трансформатора. Если стоимость системы мониторинга превышает порог в 3 ÷ 5% от стоимости трансформатора, то экономическая эффективность работы такой системы обычно недостаточна для практического использования.

3.2. Возможные конфигурации технических средств мониторинга критических трансформаторов

Для корректной работы систем мониторинга критических трансформаторов можно использовать несколько вариантов технических средств, но все они должны работать с программным обеспечением INVA, потому что только оно позволяет реализовывать необходимые функции контроля и прогнозирования развития технического состояния трансформаторов с низким индексом технического состояния. Только в программном обеспечении INVA реализован полный набор математических моделей трансформатора, приведенный в приложении 1.

В составе технических средств систем мониторинга критических трансформаторов можно использовать оборудование практически любых фирм – производителей соответствующего диагностического оборудования. Условия для этого одно - наличие открытого протокола и возможности передачи информации с использованием протокола МЭК 60870-5-104.

Возможные варианты технических средств системы мониторинга критических трансформаторов приведены в таблице в порядке возрастания суммарной стоимости технических и программных средств системы. Сюда же оценочно включены затраты на монтаж оборудования на контролируемом трансформаторе и возможные затраты будущих периодов на

поддержку работоспособности технических и программных средств системы мониторинга. Затраты на интеграцию итоговой информации в системах АСУ-ТП различного уровня для всех вариантов одинаковы.

№	Приборы системы мониторинга и их основные свойства				Цена	Мобильность	Применение
	Параметры масла		Технологические приборы				
	Марка прибора	Контроль параметров	Марка прибора	Контроль параметров			
1	TDM-Oil (ДИМРУС)	- Влага в масле - ЧР - Вибрация - Температура	-	-	+	Высокая	110 кВ
2	TDM-Oil (ДИМРУС)	- Влага в масле - ЧР - Вибрация - Температура	B-500 (ДИМРУС)	- Вводы	++	Высокая	110 кВ
3	ГИДРОМЕР (ИНТЕРА)	- Влага в масле - Водород + СО - Температура	ТИМ-3 (ДИМРУС)	- Вводы - ЧР	+++	Средняя	110 кВ
4	ГИДРОМЕР (ИНТЕРА)	- Влага в масле - Водород + СО - Температура	КИВ 500/110 + CDM (ДИМРУС)	- Вводы - ЧР	+++	Средняя	220 кВ и выше
5	ИНТЕГАЗ (ИНТЕРА)	- Влага в масле - Водород - Сумма 6 газов - Температура	TDM (ДИМРУС)	- Вводы - ЧР - РПН и т.д.	++++	Низкая	220 кВ и выше

Примечания:

- Для работы со всеми этими системами предполагается использовать программное обеспечение фирмы «Мониторинг и автоматика», предназначенное для сбора информации и передачи ее на верхний уровень системы АСУ-ТП, вплоть до САЦ РОССЕТИ.

- Приборы комплексного контроля параметров масла, ГИДРОМЕР и TDM-Oil, монтируются на сливных кранах бака трансформатора. Если в трансформаторе используется шаровый или пластинчатый кран, то проблем с монтажом этих приборов нет. Если же сливной кран имеет вентильную конструкцию, с изогнутым каналом, то на таком кране смонтировать приборы нельзя.

Дополнительная сравнительная информация к таблице

Вариант 1. Система мониторинга трансформатора на основе прибора TDM-Oil.

Самая дешевая система мониторинга критического трансформатора, наиболее просто монтируемая на сливном кране бака трансформатора. По этой причине достаточно просто система переустанавливается с одного трансформатора на другой.

При помощи своих встроенных датчиков система мониторинга контролирует:

- Частичные разряды – состояние изоляции трансформатора.
- Влагосодержание в масле – электрическая прочность масла.
- Вибрацию – состояние конструкции трансформатора.
- Температуру масла – эффективность работы системы охлаждения трансформатора.

Дополнительное достоинство системы TDM-Oil – возможность передачи информации в АСУ-ТП по встроенному в прибор радиоканалу.

Вариант 2. Система мониторинга трансформатора на основе приборов TDM-Oil и B-500.

Дешевая система мониторинга критического трансформатора с возможностью контроля состояния высоковольтных вводов. Просто монтируется на трансформаторе: на сливном кране бака (TDM-Oil) и на самом трансформаторе монтируется система контроля высоковольтных вводов (B-500). Вместо B-500 можно использовать прибор КИВ-500/110.

Система мониторинга такой конфигурации достаточно просто переустанавливается с одного трансформатора на другой.

При помощи своих датчиков система мониторинга контролирует:

- Частичные разряды – состояние изоляции трансформатора.
- Влагосодержание в масле – электрическая прочность масла.
- Вибрацию – состояние конструкции трансформатора.
- Температуру масла – эффективность работы системы охлаждения трансформатора.
- Токи проводимости вводов - состояние изоляции высоковольтных вводов.

Достоинство системы «TDM-Oil + B-500» – возможность передачи информации по встроенному радиоканалу, что снижает затраты на организацию каналов связи и облегчает монтаж, демонтаж и повторный монтаж оборудования на другом трансформаторе.

Вариант 3. Система мониторинга критического трансформатора на основе двух приборов: ГИДРОМЕР и ТИМ-3.

Достаточно дешевая система мониторинга критического трансформатора. Просто монтируется на трансформаторе: на сливном кране бака (ГИДРОМЕР) и к измерительным выводам высоковольтных вводов подключается ТИМ-3. Поскольку такой вариант системы мониторинга требует использования для прибора ТИМ-3 монтажного шкафа, монтируется она сложнее двух предыдущих вариантов.

Прибор ГИДРОМЕР контролирует содержание водорода в масле и СО, что является его достоинством перед TDM-Oil. Однако поскольку в нем отсутствует регистрация частичных разрядов, вместо прибора B-500 (или КИВ-500/110) приходится использовать более сложный прибор контроля вводов с функцией регистрации частичных разрядов.

При помощи своих датчиков система мониторинга контролирует:

- Частичные разряды – состояние изоляции трансформатора.
- Влагосодержание в масле – электрическая прочность масла.
- Концентрацию водорода и СО в масле бака – состояние изоляции в баке.
- Температуру масла – эффективность работы системы охлаждения трансформатора.
- Токи проводимости вводов - состояние изоляции высоковольтных вводов.

Вариант 4. Система мониторинга критического трансформатора на основе трех приборов: ГИДРОМЕР, КИВ-500/110 и CDM-6.

Такая система мониторинга критического трансформатора достаточно просто монтируется на трансформаторе: на сливном кране бака (ГИДРОМЕР) и в отдельном шкафу рядом с трансформатором монтируются приборы КИВ-500/110 и CDM-6.

Прибор ГИДРОМЕР контролирует содержание водорода и СО в масле. Для регистрации частичных разрядов приходится использовать дополнительный прибор CDM-6.

В отличие от прибора ТИМ-3, он имеет увеличенное количество входных каналов и позволяет лучше контролировать частичные разряды в трансформаторах, имеющих шесть высоковольтных вводов.

При помощи своих датчиков система мониторинга контролирует:

- Частичные разряды – состояние изоляции трансформатора.
- Влагосодержание в масле – электрическая прочность масла.
- Концентрацию водорода и СО в масле бака.
- Температуру масла – эффективность работы системы охлаждения трансформатора.
- Токи проводимости вводов - состояние изоляции высоковольтных вводов.

Вариант 5. Система мониторинга критического трансформатора на основе двух интегральных систем: ИНТЕГАЗ + TDM.

Такая система мониторинга критического трансформатора монтируется на трансформаторе в одном (или двух) шкафах рядом с трансформатором. В одном устанавливается прибор ИНТЕГАЗ, а во втором монтируется система TDM. В настоящее время производителями рассматривается вопрос установки всего оборудования в общем шкафу.

Прибор ИНТЕГАЗ имеет расширенные свойства, что является его достоинством. Система TDM гибко конфигурируется под проблемы любого трансформатора.

Это самая сложная, но и самая функциональная система мониторинга критического трансформатора. Система может быть использована для наиболее ответственных силовых трансформаторов, находящихся в критическом состоянии.

Приложение 1. Математические модели для оценки состояния трансформаторов

Для повышения информативности при оценке состояния критических трансформаторов большое внимание в программном обеспечении системы мониторинга должно быть уделено использованию экспертных математических моделей различных подсистем трансформатора.

В программном обеспечении INVA системы TDM реализовано 14 диагностических математических моделей подсистем трансформатора. При наличии соответствующих технических средств регистрации первичной информации эти модели помогут корректно определять техническое состояние критических трансформаторов.

Перечень математических моделей и их основных свойств представлен в таблице.

№	Диагностическая модель	Назначение математической модели, получаемые результаты
1	Температурное состояние трансформатора	<ul style="list-style-type: none"> - Расчет температуры наиболее нагретой точки обмотки по температуре верхних слоев масла и нагрузке трансформатора. - Расчет старения изоляции по температуре наиболее нагретой точки обмотки и расчетному влагосодержанию твердой изоляции. - Оценка эффективности работы системы охлаждения. - Контроль технического состояния маслонасосов и вентиляторов системы охлаждения трансформатора.
2	Влагосодержание в масле и в твердой изоляции трансформатора	<ul style="list-style-type: none"> - Контроль текущего влагосодержания в масле трансформатора. - Расчет влагосодержания в масле с учетом предшествующих режимов работы трансформатора. - Расчет влагосодержания в твердой изоляции в местах перегрева. - Определение температуры закипания влаги в твердой изоляции.
3	Контроль и анализ растворенных газов в масле	<ul style="list-style-type: none"> - Определение типа дефектов в трансформаторе по наличию, концентрации и сочетанию растворенных в масле газов.
4	Контроль состояния вводов трансформатора	<ul style="list-style-type: none"> - Расчет параметров основной изоляции высоковольтных вводов (тангенс угла диэлектрических потерь, емкость) и их изменения. - Определение дефектного ввода, определение типа дефекта.
5	Контроль и анализ частичных разрядов в изоляции	<ul style="list-style-type: none"> - Регистрация частичных разрядов в диапазонах HF, UHF и диапазоне ультразвука. - Определение наличия и типа дефектов в изоляции трансформатора. - Локация места возникновения дефекта внутри бака трансформатора.
6	Комплексный анализ растворенных газов и частичных разрядов	<ul style="list-style-type: none"> - Совместный анализ растворенных газов и зарегистрированных частичных разрядов для уточнения диагнозов о состоянии изоляции. - Разделение дефектов внутри бака трансформатора и во вводах.
7	Контроль состояния устройства РПН	<ul style="list-style-type: none"> - Статистический контроль работы РПН. - Расчет перепада температур в основном баке и баке контактора РПН. - Определение механического и электрического износа контактов.
8	Анализ влияния импульсных перенапряжений	<ul style="list-style-type: none"> - Регистрация высокочастотных импульсных перенапряжений. - Оценка воздействия импульсных высокочастотных перенапряжений, выявление изменений состояния трансформатора.
9	Вибрационное состояние трансформатора	<ul style="list-style-type: none"> - Определение технического состояния конструкции трансформатора по общему уровню и спектру вибрации на поверхности бака трансформатора. - Оценка качества прессовки сердечника и обмоток.
10	Комплексный контроль состояния трансформатора	<ul style="list-style-type: none"> - Контроль температуры, влагосодержания, частичных разрядов и вибрации в баке трансформатора (разработка для модуля TDM-Oil). - Комплексное оперативное и бюджетное решение для оценки состояния трансформатора.
11	Оптимальное управление охлаждением	<ul style="list-style-type: none"> - Управление охлаждением трансформатора с минимизацией потерь. - Использование функции «прекуллинг» для уменьшения превышений температуры обмоток трансформатора.
12	Комплексная оценка	<ul style="list-style-type: none"> - Комплексная оценка технического состояния трансформатора на

	состояния трансформатора	основе результатов работы всех диагностических моделей. - Рекомендации по стратегии эксплуатации контролируемого оборудования с учетом требований РД 34.45-51.300-97.
13	Нагрузочная способность трансформатора	- Расчет нагрузочной способности трансформатора по ГОСТ 14209-97 (МЭК 354-91), МЭК 60076-7, МЭК 60076-2. - Допустимые расчетные величины перегрузки и время перегрузки.
14	Оценка влияния состояния трансформатора на работу транзита	- Определение влияния текущего технического состояния трансформатора на надежность работы технологического транзита энергии (для уровней IV и V в программном обеспечении INVA).

Примечание: для работы математических моделей необходимо иметь первичную информацию необходимого объема, регистрируемую техническими средствами системы мониторинга.

При использовании минимальных по объему технических средств, возможности математических моделей используются не полностью, или они вообще не работают.