

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»
Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки)

Техническое и информационное обеспечение интеллектуальных систем
электроснабжения
(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему «Разработка системы непрерывного контроля силового трансформаторного оборудования»

Студент

И. Р. Халиков

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

к.т.н., доцент, В.А. Шаповалов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2020

Содержание

Введение.....	3
1 Анализ дефектов в силовых трансформаторах и методов их диагностирования.....	6
1.1 Конструктивные элементы силового агрегата.....	6
1.2 Понятие дефекта.....	15
1.3 Характерные повреждения силовых трансформаторов.....	16
1.4 Методы диагностирования состояния трансформаторного оборудования.....	22
1.5 Выводы по первому разделу.....	37
2 Анализ аппаратно-программных средств систем непрерывного контроля. Разработка концепции системы мониторинга и диагностики состояния трансформаторного оборудования.....	39
2.1 Основные положения процесса создания системы диагностирования.....	39
2.2 Технические требования, учитываемые при создании системы непрерывного контроля трансформаторного оборудования.....	43
2.3 Определение функциональной возможности системы непрерывного контроля.....	48
2.4 Определение конфигурации системы мониторинга.....	50
2.5 Определение технических и программных средств.....	50
2.6 Выводы по второму разделу.....	60
3 Техничко-экономическое обоснование применения разработанной системы непрерывного контроля.....	61
3.1 Затраты на планово-предупредительный ремонт трансформаторного оборудования.....	61
3.2 Анализ экономического эффекта от внедрения новой разработки.....	63
3.3 Выводы по третьему разделу.....	70
Заключение.....	72
Список используемых источников.....	74

Введение

Электроэнергетика является базовой отраслью российской экономики. Надежность и эффективность функционирования электроэнергетики, бесперебойность снабжения потребителей обеспечивается за счет поддержания номинальных режимов работы электротехнических устройств.

В настоящее время с экономической точки зрения электроэнергетическая сфера России требует принятия мер по увеличению жизненного цикла разнообразного электрооборудования. Конец прошлого века в России ознаменовался резким сокращением объемов строительства, модернизации и реконструкции электростанций и подстанций, и только в последнее время наметилась некоторая активность в этих направлениях.

Нестабильное экономическое состояние страны и большое количество морально устаревшей электротехнической аппаратуры не позволяют в ближайшем будущем осуществить ее замену. Из-за этого актуализируется проблема увеличения сроков службы и анализ вероятности дальнейшей эксплуатации энергооборудования, участвующего в электроснабжении общественных, промышленных и жилых инфраструктур.

Функционирование любой установки характеризуется износом, т.е. старением. В эксплуатационном цикле оборудования наиболее ресурсозатратными являются режимы пуска, работа с перегрузкой и особенно аварийные ситуации.

Основными неблагоприятными воздействиями в электрических аппаратах являются: нагрузки, налагаемые массой, давление рабочей среды, тепловые нагрузки различных узлов и деталей, воздействие агрессивных сред, эрозионное воздействие, контактные или динамические нагрузки, внутренние перенапряжения. Из-за постоянного износа требуется грамотная эксплуатация силового агрегата.

Оценка технического состояния энергооборудования электрических сетей по большей части связано с использованием эффективных методов

технического контроля и инструментальной диагностики. Также грамотный мониторинг является неотъемлемой частью надежного и безопасного функционирования электрооборудования.

Система контроля состояния оборудования определяется стратегией его обслуживания. Обычно немошные агрегаты выводят из работы в случае полного факта повреждения. Крупные электрические аппараты в основном подвергаются обследованию и ремонту по заданному графику и составленному расписанию.

Однако планово-предупредительный ремонт может привести как к более высоким затратам (когда выполняются ненужные мероприятия по обслуживанию), так и к более высокому системному риску (когда нужные мероприятия своевременно не выполняются).

Силовое трансформаторное оборудование (трансформаторы и автотрансформаторы) – один из видов наиболее ответственного оборудования на электростанциях и подстанциях. При их изготовлении используются дорогостоящие материалы и комплектующие: электролитическая медь, электротехническая сталь и т.д. Именно это в конечном итоге определяет надежность всего объекта.

В силовые агрегаты в качестве изоляции заливают большой объем высокоочищенного трансформаторного масла, легковоспламеняющегося вещества, возгорание которого может подвергнуть опасности жизни оперативного персонала и нанести существенный ущерб дорогостоящему оборудованию, находящегося около энергоустановки.

Согласно подсчетам около 20% аварий на подстанциях сопровождаются взрывами и воспламенениями трансформаторов, поэтому защите электрооборудования от подобного развития неисправностей должно уделяться особое внимание.

На основании вышесказанного следует вывод о необходимости создания системы непрерывного контроля наиболее ответственного электрооборудования на электростанциях и подстанциях.

Целью данной работы является повышение надежности функционирования силового трансформаторного оборудования и увеличение срока его эксплуатации.

Достижением поставленной цели будет являться решение следующих задач:

- анализ дефектов в силовых трансформаторах и методов их диагностирования;

- анализ аппаратно-программных средств систем непрерывного контроля, разработка концепции системы мониторинга и диагностики состояния трансформаторного оборудования;

- технико-экономическое обоснование применения разработанной системы.

1. Анализ дефектов в силовых трансформаторах и методов их диагностирования

1.1 Конструктивные элементы силового агрегата

Трансформатор является сложным устройством, состоящим из большого количества механизмов и узлов, от работы которых зависит функционирование всей установки.

Трансформатор состоит из следующих элементов:

- а) магнитопровода;
- б) обмоток;
- в) изоляции;
- г) бака;
- д) расширителя;
- е) вводов;
- ж) механизма регулирования напряжения;
- з) охлаждающего устройства.

Магнитопроводом (рисунок 1) называется конструкция, создающая магнитную цепь трансформатора и способствующая появлению замкнутого магнитного потока в ней. Основным материалом, из которого изготавливается данный элемент, является холоднокатаная электротехническая сталь.

В связи с планарной конструкцией трансформаторные магнитопроводы имеют комбинированные или косые стыки в местах соприкосновения стержней и ярм. Стержни магнитопровода стягиваются стеклобандажами. Ярмовые балки спрессовывают ярма с помощью стяжки полубандажами, изолированными от балок с целью предотвращения появления замкнутого контура, который может привести к возникновению недопустимых вихревых токов. Ярмовые балки (верхние и нижние) изолируются друг от друга и связываются пластинами из металла, которые выдерживают вес активной части с обмотками в собранном виде. У трансформаторов больших

мощностей на нижних ярмовых балках предусматриваются шунты, экранирующие поток рассеяния.

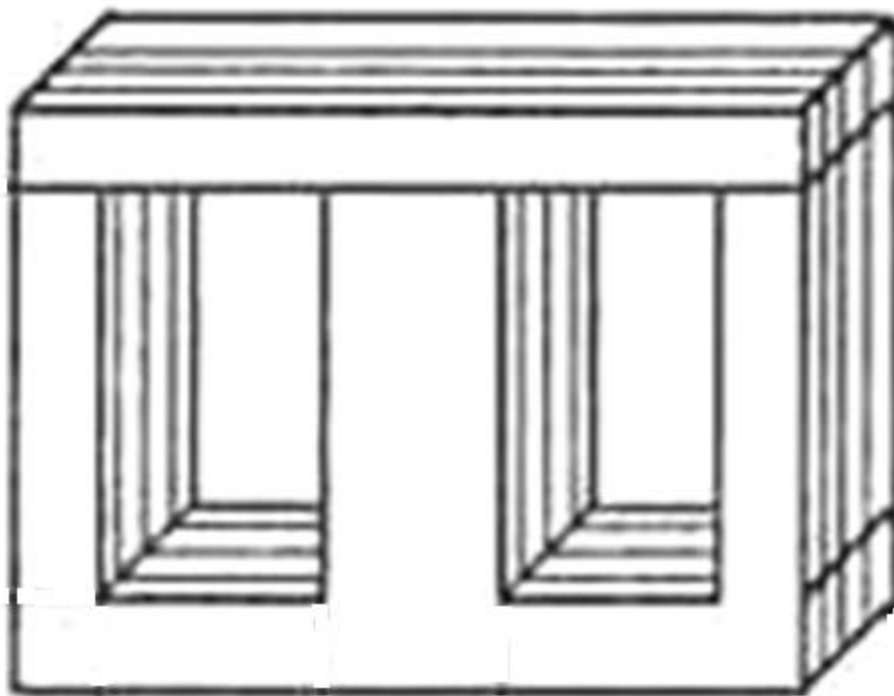


Рисунок 1 - Магнитопровод

Электрические цепи в трансформаторе представлены обмотками. Они служат проводниками электрического тока. Существуют несколько видов конструкций обмоток (рисунок 2), применяемых в трансформаторах различных габаритов. В мощных агрегатах, как правило, используются обмоточные провода прямоугольного сечения, в качестве изоляции служит специальная бумага. При протекании тока большой величины устанавливают провода с несколькими параллельно расположенными жилами или транспозицией отдельных жил. Провода круглого сечения обычно применяют для изготовления многослойных обмоток.

Обмотки силовой электроустановки могут быть концентрическими и чередующимися (рисунок 3). В первом случае обмотки высокого и низкого напряжений имеют цилиндрический вид, и устанавливают их на стержне так, чтобы цилиндры оказались концентрированными относительно друг друга. Во втором примере проводники высокого и низкого напряжений имеют

также вид цилиндров только одинаковых диаметров и устанавливаются на стержне магнитопровода поочередно.

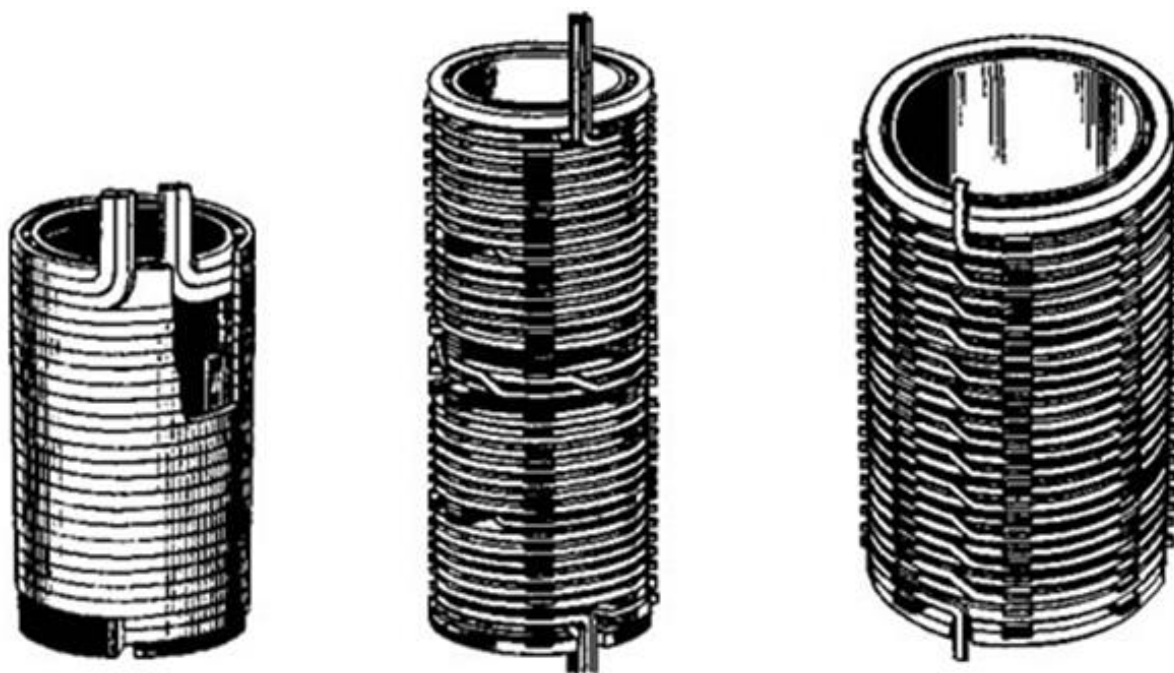


Рисунок 2 – Примеры обмотки трансформатора

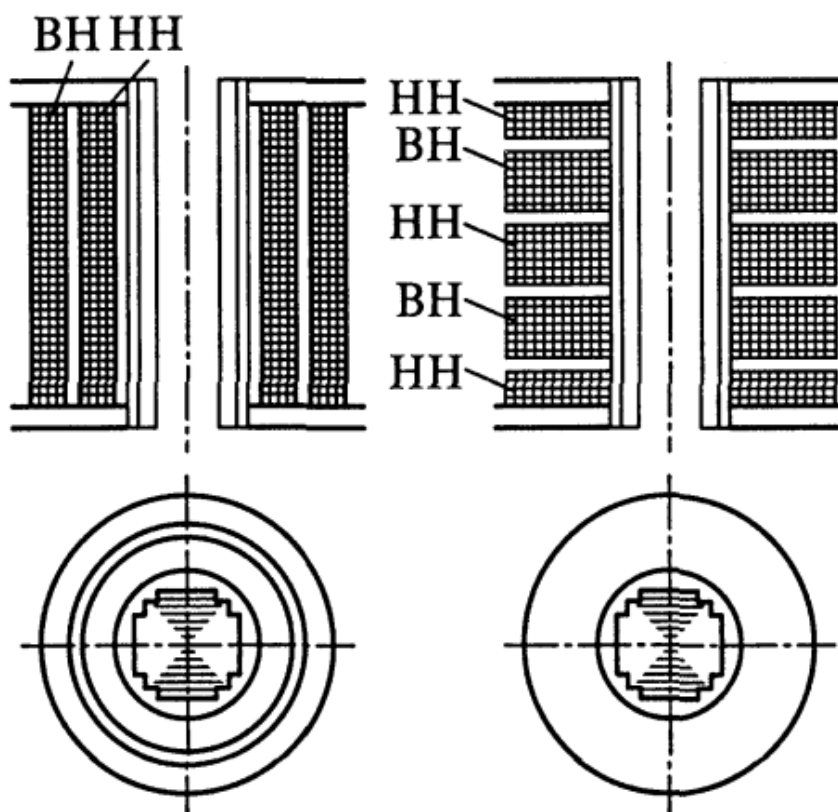


Рисунок 3 – Конструктивная разновидность обмоток

Трансформаторные обмотки имеют продольную и главную изоляции. Продольной называют изоляцию, располагающуюся между отдельными частями (слоями) данной обмотки. Главной изоляцией является диэлектрик, находящийся между проводниками разноименных фаз, а также между обмотками и заземленными элементами. В процессе эксплуатации трансформатора изоляция обмоток претерпевает неблагоприятные воздействия, такие как перенапряжения, протекания токов короткого замыкания, перегревы, химические реакции.

Изоляция характеризуется электрической прочностью, которая зависит от диэлектрических свойств масляных промежутков и установленных в определенной последовательности специальных элементов (цилиндров, угловых шайб).

Материалом, из которого выполняются изоляционные цилиндры, является специальный диэлектрический картон тонкой структуры. Данные цилиндры имеют слоистую форму и располагаются как между обмоткой и магнитопроводным стержнем, так и между самими обмотками. Цилиндрическая изоляция устанавливается на диэлектрические детали, относящиеся к конструкции нижнего ярма. В случае трехфазного трансформатора междуфазные перегородки имеют длину, равную высоте обмотки и располагаются в месте, где между обмотками разноименных фаз существует наибольшая разность потенциалов.

Трансформаторный бак (рисунок 4) служит защитным резервуаром, в котором располагаются магнитопровод с обмотками и устройство регулирования напряжения. Главными элементами бака являются крышка, стенки и дно. На крышке монтируют вводы, крепления расширителя, выхлопную трубу, термометры и иные конструкции. Радиаторы системы охлаждения укрепляют на стенке бака. Экранирование бака от потоков рассеяния осуществляется установкой внутри него пластин из немагнитных материалов или пакетов из электротехнической стали.

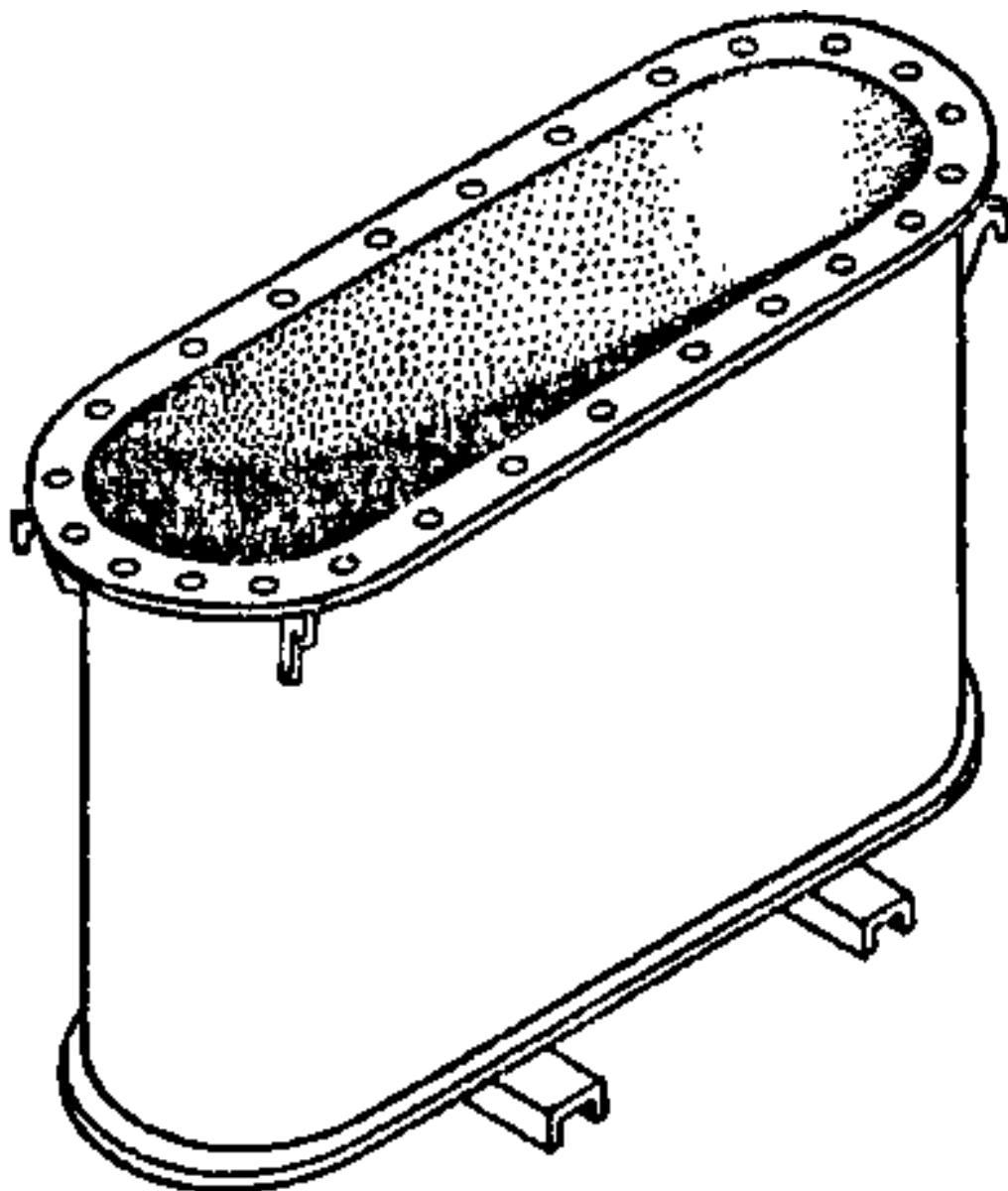


Рисунок 4 – Трансформаторный бак

Резервуар, выполняющий роль компенсатора перепадов температур трансформаторного масла при эксплуатации энергоустановки, называется расширителем. Объем данного элемента составляет почти 10% от всего количества масла в силовом агрегате. Также расширитель обеспечивает постоянную заполненность трансформаторного бака маслом во время нестабильных нагрузочных и температурных режимов работы агрегата. Принцип работы данного элемента заключается в том, что при повышении температуры избыток масла переходит в расширитель, а при уменьшении - поступает обратно в бак трансформатора.

Одним из важнейших функций расширителя является то, что этот элемент сокращает площадь поверхностного контакта масла с воздухом. Это позволяет снизить риск его окисления, тем более что в верхней части трансформаторного бака температура масла выше, чем в расширителе. В некоторых случаях расширитель оснащают воздухоосушителем, в котором предусмотрен заполненный силикагелем гидрозатвор. Воздухоосушитель, через который проходит воздух в расширитель, способствует очистке воздушных потоков от механических примесей и влаги. Пленочная или азотная защита, применяемая в расширителях мощных трансформаторов предотвращает прямой контакт масла с воздухом.

Вводами (рисунок 5) называют элементы, служащие для коммутирования обмоток с шинами подстанции. Можно выделить три основных элемента вводов:

- а) токоведущая часть, к верхней части которой присоединяют шину, а к нижнему концу подключают соответствующий отвод обмотки;
- б) фланец, выполненный из металла и служащий креплением ввода на баке;
- в) изолятор, выполненный из фарфора или полиматериала.

Широкое распространение получили маслonaполненные вводы. Они обычно применяются в трансформаторах класса напряжения 110 кВ и выше. Такие вводы имеют некоторый объем масла, не сообщающийся с маслом в трансформаторном баке. Для обеспечения изоляции покрывки из фарфора стягиваются втулкой, что в свою очередь способствует появлению определенного количества изолированного масла. Негерметичные вводы могут оснащаться расширителем, имеющим воздухоосушитель с масляным затвором. У герметичных вводов в верхней части также может быть предусмотрен, компенсирующий элемент. Для контроля давления масла герметичные вводы оснащаются манометром. Также высоковольтные вводы могут быть изготовлены с изоляцией из твердого материала.



Рисунок 5 – Ввод

Механизмы регулирования напряжения играют важную роль в работе трансформатора. Они способствуют поддержанию определенного уровня напряжения в сетях различного класса напряжения с помощью переключения ответвлений обмоток, т. е. изменения коэффициента трансформации. Обычно выделяют два вида переключающих устройств:

1) Механизм переключения без возбуждения. Данное устройство может работать только при отключении трансформатора от сети, что в свою очередь приводит к прекращению электропитания потребителей. Диапазон переключений таких устройств в силовых агрегатах отечественного производства равен $\pm 5\%$;

2) Механизм регулирования напряжения под нагрузкой. Такое устройство способно работать без отключения установки от сети. Диапазон переключений данных аппаратов в силовых агрегатах отечественного производства равен $\pm 12\%$.

Устройство переключения без возбуждения (рисунок 6) состоит из механизма неподвижных контактов, которые соединяются с ответвлениями обмотки, предназначенными для регулирования, и узла подвижных контактов, служащих для последовательного соединения неподвижных контактов.



Рисунок 6 – Механизм переключения без возбуждения

Устройство регулирования напряжения под нагрузкой (рисунок 7) имеет в своем составе:

- а) контактор, функцией которого является обеспечение перехода на конкретное рабочее положение без разрыва электрической цепи и гашения при этом дугового разряда;
- б) избиратель, выполняющий роль подготовителя определенного рабочего положения;
- в) приводной механизм, переключающий контактор и избиратель;
- г) токоограничитель, способствующий уменьшению тока, циркулирующего во время переключения.



Рисунок 7 – Устройство регулирования напряжения под нагрузкой

Система охлаждения предназначена для удаления в окружающую среду излишек тепла, выделяющегося в трансформаторе во время его функционирования. Вследствие износа изоляции по причине перегрева длительная работа силового электрооборудования невозможна без устройств охлаждения.

Различают естественную и принудительную системы циркуляции трансформаторного масла. Естественная циркуляция заключается в подъеме масла к крышке при нагревании, отдаче тепла стенкам бака и спуске в его нижнюю часть. В трансформаторах большой мощности для повышения эффективности охлаждения требуется применение систем, обеспечивающих принудительную циркуляцию охлаждающих сред. Маслонасосы, вентиляторы и водяные насосы способствуют уменьшению нагрева силового агрегата.

1.2 Понятие дефекта

Оценка функционального состояния электроагрегатов является значимым элементом всех главных аспектов работы электростанций и подстанций. Важнейшей из ее задач является обнаружение факта исправности или неисправности устройства.

Оборудование считается исправным, если его состояние соответствует тем требованиям, которые прописаны в нормативных документах, в остальных случаях — неисправным.

Главной причиной перехода агрегатов из исправного состояния в аварийное является наличие дефектов. Дефектом можно назвать любое несоответствие оптимальному состоянию отдельных частей оборудования.

Дефекты в аппаратах возникают в различные периоды их жизненного цикла: при производстве, установке, настройке, функционировании, ремонте и испытаниях и способствуют выходу его из строя.

На практике встречаются довольно много видов дефектов электротехнического оборудования, и их разнообразность поражает. В основном выделяют четыре главные категории или степени развития неисправности:

- оптимальное состояние электрического оборудования (неисправности отсутствуют);
- начальная степень дефекта (существование такой неисправности не сильно влияет на работу электрооборудования);
- развитая степень неисправности (существование данного дефекта ограничивает функциональные возможности оборудования или уменьшает его срок службы);
- аварийная стадия дефекта (наличие такой неисправности препятствует эксплуатации устройства, делая ее невозможной).

При выявлении различных неисправностей, основываясь на их степени развития, осуществляются следующие решения по их ликвидации:

- замена электрооборудования, его частей или элементов;

- выполнение ремонтных работ оборудования, его механизмов или частей (после данных мероприятий обязательно проведение дополнительных исследований для анализа качества произведенного ремонта);
- продолжение эксплуатации, но уменьшение времени между регулярными проверками;
- проведение отдельных испытаний.

1.3 Характерные повреждения силовых трансформаторов

Повреждения обмоток и их изоляции (рисунок 8) в силовых агрегатах могут происходить под воздействием различных перенапряжений, в случае перегрева и динамических сил, порождающихся при прохождении токов короткого замыкания.

Также практика показывает, что причиной повреждения обмоток даже при малейших отклонениях могут стать технологический брак при производстве, просчеты в конструкции, а также несоблюдении требуемых правил эксплуатации, монтажа и хранения.

Во время эксплуатации первых трансформаторов, преобразовавших высокие напряжения как отечественная, так и зарубежная инженерия столкнулась с невиданным ранее повреждением трансформаторной изоляции. Диэлектрик в агрегатах поражался необычными разрядами. Они представляли собой обугленные дорожки, проходившие и по поверхности электрокартона и в глубине диэлектрика между его слоями, обычно по направлению оси обмотки. В результате исследований было выявлено, что такие разряды приводили к уменьшению электрического сопротивления изоляции. Во время эксплуатации трансформатора эти паразитические разряды способствовали пробоем через изоляцию на заземленные части силового электрооборудования. В некоторых случаях повреждения агрегата становились критическими. Из-за ветвистого характера такие разряды называли «ползущими» (рисунок 9). В современной электротехнике они именуется частичными разрядами.



Рисунок 8 - Повреждение изоляции и обмотки трансформатора

Возникновению частичных разрядов в трансформаторе могут способствовать несколько факторов, а именно:

а) перегрев трансформаторного масла или изоляции вследствие чего происходит выделение газов;

б) превышающие нормированные значения перенапряжения при функционировании силового агрегата;

в) деформирование обмоток под влиянием токов короткого замыкания, которое в свою очередь приводит к возникновению локальных напряженностей электрического поля сопоставимых с перенапряжениями.

г) ослабление электрического сопротивления трансформаторной изоляции вследствие попадания в агрегат механических частиц из охлаждающей системы в случае выхода из строя маслонасосов;

д) использование некачественного трансформаторного масла с низкой газостойкостью.

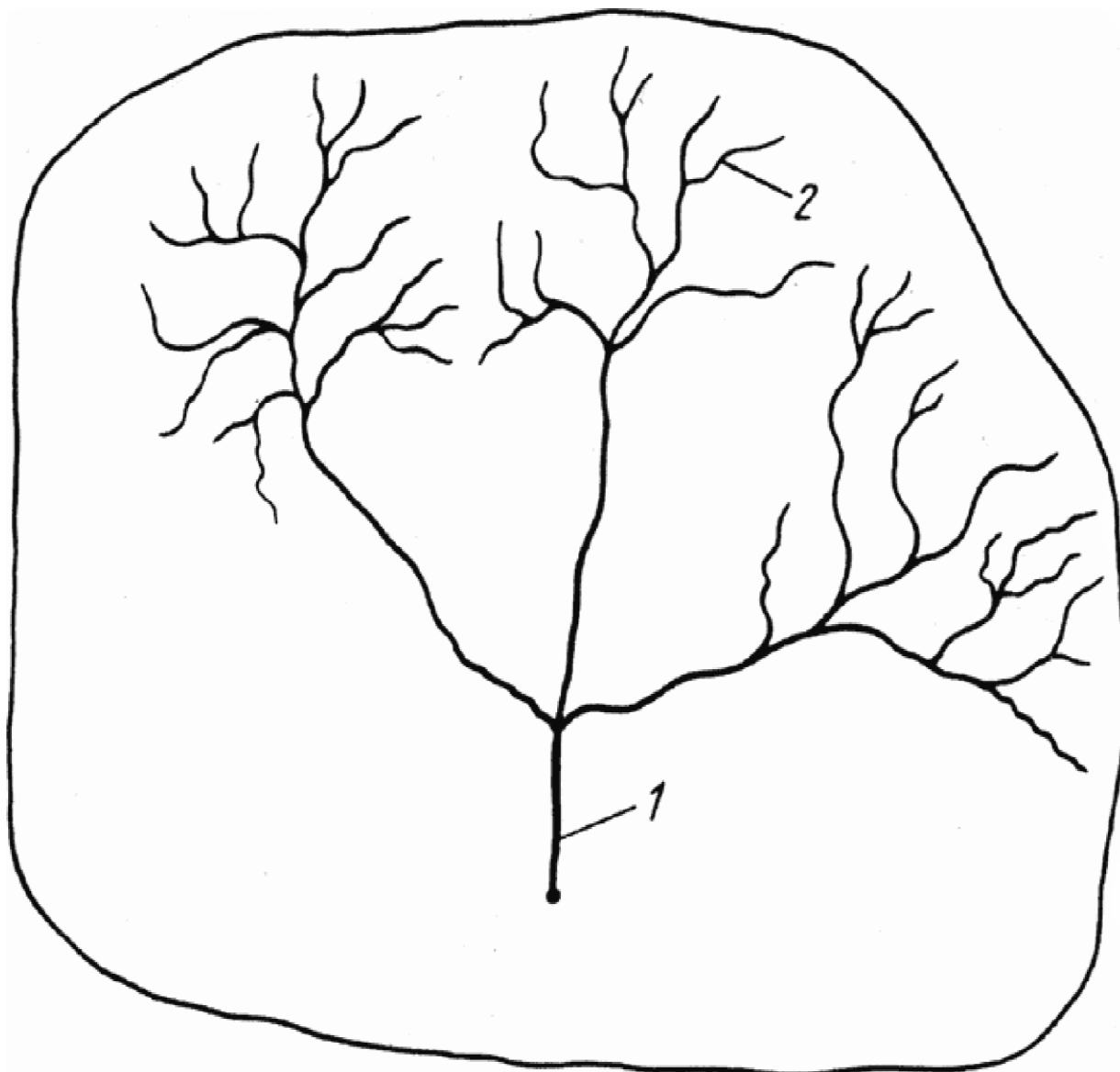


Рисунок 9 - Повреждение изоляции «ползущим» разрядом: 1 — основной ствол разряда; 2 - ветвистый путь разряда

Значительная доля повреждаемости трансформаторов приходится на вводы ВН, которые являются одним из наиболее нагруженных узлов по напряженности поля, возможностям теплоотдачи и, наконец, по механической напряженности конструкции. Повреждения высоковольтных вводов крайне опасны, их возможные последствия — взрыв, разлив масла и пожар оборудования ВН (рисунок 10).



Рисунок 10 – Поврежденный высоковольтный ввод трансформатора

Учитывая, что около 1/3 повреждений трансформаторов вызваны дефектами вводов, только по этому виду оборудования повреждаемость составляет около 30 аварий в год (в эксплуатации находится около 10 тыс. маслонаполненных вводов 110-750 кВ).

Основные виды дефектов высоковольтных вводов следующие:

- местный перегрев и тепловые пробои в бумажной изоляции из-за высоких диэлектрических потерь. Причина — недостаточная сушка либо

недопитка изоляции маслом, загрязнение масла;

- тепловое разложение масла при ослаблении контактов и их искрении;
- повреждения изоляции из-за дефектов центрального стержня;
- коронный разряд в полостях изоляции при некачественной сушке и пропитке;
- искровой разряд с прокладок из-за дефектов их соединений или замыканий;
- разряды на поверхности изоляции из-за снижения электрической прочности масла и дефектов фарфоровой покрышки, в том числе из-за образования токопроводящего осадка внутри покрышки;
- пробой по откладывающемуся внутри нижней фарфоровой покрышки осадку, что приводит к разрушению ввода, возгоранию масла с повреждением обмоток и деформацией бака.

Температура во вводе высокого напряжения может достигать больших величин из-за тепловой нагрузки данного узла. На практике встречаются случаи нагрева вводов по температуре выше, чем верхних слоев трансформаторного масла на 10 °С. Еще больший перегрев во вводе может быть вызван старением бумажной изоляции. Именно перегревы могут привести к разрушению ввода, вследствие пробоя через осадок внутри нижней фарфоровой покрышки. Обычно в силовых агрегатах класса напряжения 110-750 кВ перегрузки представляю для вводов наибольшую опасность

Еще один пример дефекта, который развивается сравнительно медленно - попадание меди в бумажную изоляцию. Она проникает через масляную пропитку из емкостных обкладок. Это приводит к образованию в изоляции оксидов меди и снижению ее электрической прочности. Причиной повреждения может быть также проникновение в бумажную изоляцию сульфида меди Cu_2S (продукта коррозии масла) как проводящей добавки.

Сложным и часто недостаточно надежным узлом силового трансформатора является устройство регулирования напряжения под

нагрузкой.

Самыми распространенными дефектами переключающего устройства являются:

а) разрушение перегородки, изолирующей устройство регулирования напряжения, в результате которого происходит загрязнение трансформаторного масла продуктами термического разложения;

б) деформация контактов, способствующая появлению подгара и искрения в контактной системе;

в) увлажнение электроизоляционного цилиндра, приводящее к нарушению герметизации и появлению дугового короткого замыкания;

г) нарушение работы механических узлов вследствие износа, что повышает риск выхода из строя оборудования.

Одним из важнейших элементов силового электрооборудования, снижающим риск его перегрева, является охлаждающая система. Нарушение функционирования данного узла приводит к быстрому старению трансформаторной изоляции и ухудшению свойств масла в баке. Вследствие этого трансформатор становится уязвим к различным неблагоприятным воздействиям.

Часто встречающимися на практике дефектами охлаждающей системы трансформатора являются:

а) поломка лопастей из-за неправильной установки крыльчатки вентилятора;

б) выход из строя вентилятора вследствие поломки подшипников, не прошедших своевременное обслуживание;

в) некачественные сварные швы, способствующие утечке трансформаторного масла;

г) изменения формы поверхности элементов охлаждающей системы;

д) неисправность охладителей в зимний период из-за прохождения через маслоохладитель, заполненного жидкостью, холодного масла;

е) засорение пространства между трубками охладителя, что приводит к ухудшению отвода тепла.

1.4 Методы диагностирования состояния трансформаторного оборудования

Способы мониторинга состояния трансформаторного оборудования согласно классификации можно разделить на две группы:

- 1) Метод неразрушающего контроля;
- 2) Метод разрушающего контроля.

В основе метода неразрушающего контроля стоит мониторинг технических характеристик энергоагрегата в режиме его нормального функционирования. Для метода разрушающего контроля характерно контролирование состояния оборудования при его отключении и вскрытии конструкции.

В зависимости от используемого физического явления способы неразрушающего диагностирования разделяются на:

- тепловизионный;
- хроматографический;
- электрический;
- вибрационный;
- акустический.

В тепловизионном методе контроля осуществляется измерение, оценка и анализ температурного состояния диагностируемого объекта. К главным условиям применения диагностики с помощью тепловых методов контроля относится наличие в обследуемом объекте потоков тепла.

С помощью определения температуры можно узнать состояния много оборудования. Практически при всяком, ненормальном режиме функционирования агрегата изменение температуры будет означать появление дефектов, которые будут сказываться на дальнейшей работе аппарата. Реакции, сопровождающиеся повышением температуры при любых

режимах эксплуатации, появляются в течение всего периода работы электрооборудования.

Диагностика, основанная на инфракрасном излучении, несет в себе наиболее прогрессивное и эффективное влияние в контроле электротехнического оборудования.

Данный метод включает в себе некоторые достоинства и преимущества перед привычными методами обследования, а именно:

- 1) высокая точность получаемых данных;
- 2) отсутствие риска для жизни персонала, проводящего диагностику аппаратов;
- 3) проведение контроля без отключения оборудования;
- 4) возможность обследования объекта без специального рабочего места;
- 5) достаточно большой объем данных за единицу времени;
- 6) обнаружение повреждений на раннем этапе появления;
- 7) обследование многих типов подстанционного оборудования;
- 8) небольшие затраты времени на проведения измерений одного электрооборудования.

Диагностика изменения температуры трансформатора наружных поверхностей обеспечивает выявление повреждений контактных соединений, охладителей, фильтров с силикогелем, локальные перегревы бака, болтов, скрепляющих поддон с колоколом, и иных частей. Точно определяются нагревы вводов на стороне высокого напряжения.

Использование тепловой диагностики основано на том, что присутствие почти всех видов повреждений электротехнических устройств становится причиной увеличения температуры дефектных частей, что в свою очередь приводит к изменению плотности потока инфракрасного излучения, которое регистрируется специальными приборами.

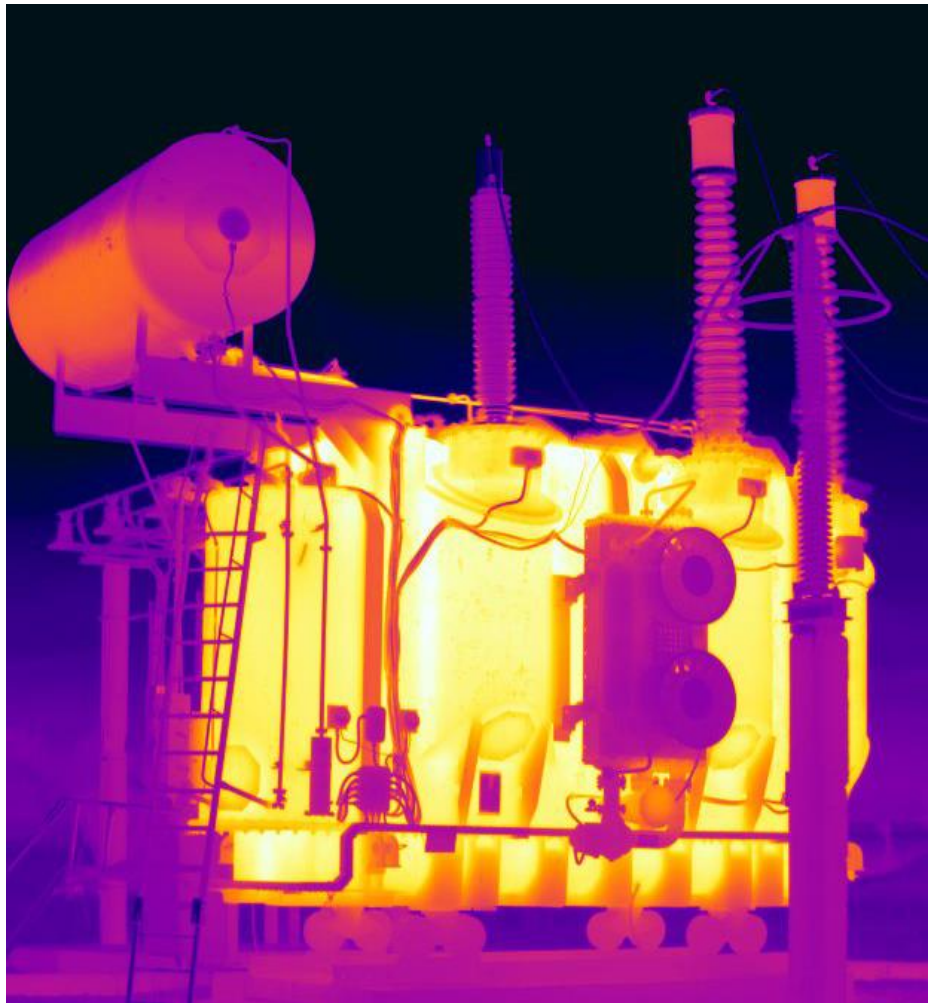


Рисунок 11 – Термограмма трансформатора

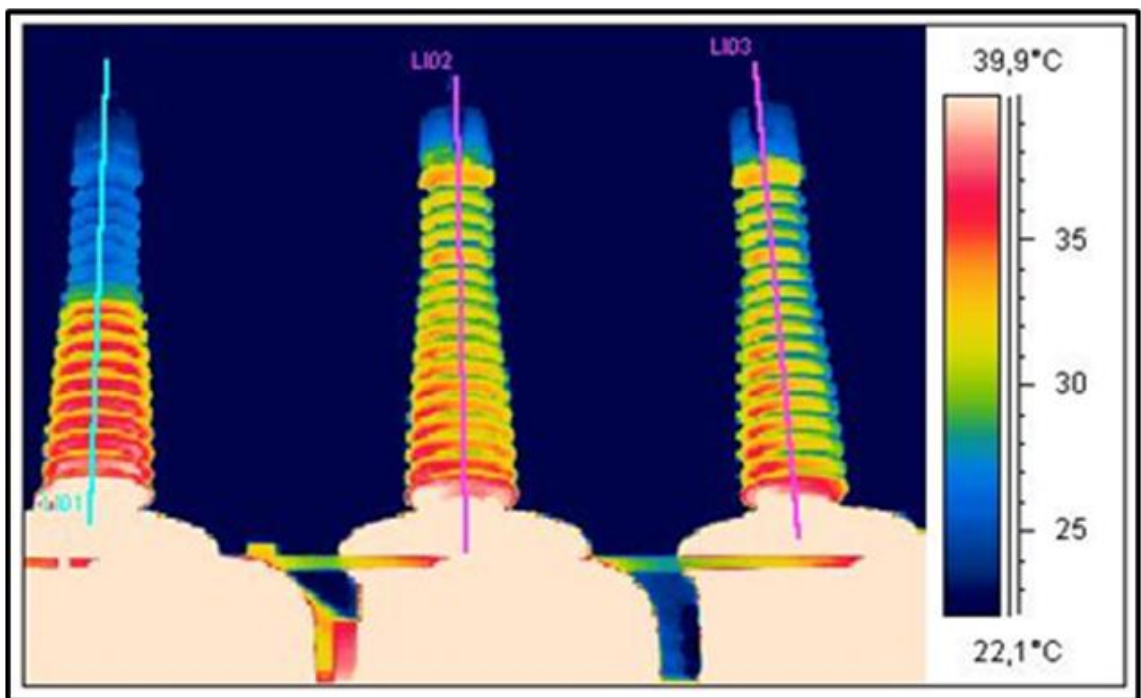


Рисунок 12 – Термограмма маслонаполненных вводов

При тепловизионном обследовании оборудования применяется высокотехнологичное измерительное устройство, получившее название тепловизор (рисунок 13). Данный прибор, предназначен для дистанционного обследования, определения пространственно-временного распространения нагрева конструкций, присутствующих в поле зрения устройства, путем воспроизведения термограмм в определенном временном порядке и регистрации температуры обследуемого оборудования по общепринятым коэффициентам излучения и характеристикам съемки (температурного состояния среды, расстояние наблюдения и т. п.). Другими словами, тепловизор — это камера, фиксирующая оборудование в излучении инфракрасного диапазона и позволяющая во время диагностики отображать картину распространения температуры на объекте.



Рисунок 13 – Виды тепловизоров

Для измерения температуры бесконтактным методом также используются пирометры (рисунок 14), функционирование которых основано на определении мощности излучения тепла от исследуемого объекта в основном инфракрасного диапазона.

Главное отличие пирометров от тепловизоров заключается в том, что эти устройства измеряют температуру в определенном месте (до 1 см), а тепловизоры показывают тепловое рассеяние всего объекта целиком, представляя все колебания и разность температур.

Результаты инфракрасной диагностики следует анализировать с учетом таких факторов, как особенность эксплуатации диагностируемого оборудования, условий его функционирования и работоспособность различных узлов агрегата.



Рисунок 14 – Виды пирометров

Детекция газов в трансформаторном масле, способствует выявлению ранних дефектов электрооборудования, характеристики их развития и определению степени неисправности. Этот метод, широко используется для

оценки состояния изоляции трансформаторов. Выделение газов в масло является следствием развивающихся повреждений с разложением изоляции. Оценка технического состояния электрооборудования производится сравнением зафиксированных при обработке количественных данных с граничными значениями концентрации газов и по скорости роста концентрации газов в масле.

В основе хроматографического анализа лежит:

- а) расчет концентрации газов;
- б) измерения влагосодержания.

Газами, показывающими наличие того или иного дефекта в оборудовании, являются:

- CH_4 (метан);
- H_2 (водород);
- C_2H_4 (этилен),
- C_2H_6 (этан);
- C_2H_2 (ацетилен);
- CO_2 (диоксид углерода);
- CO (оксид углерода).

Большое влияние на достоверность анализа и повторяемость его результатов оказывают методы отбора проб и экстрагирования газа из масла. Самым распространенным является отбор проб в газоплотные шприцы объемом десятки миллилитров.

С помощью анализа газов в масле выявляется большинство сравнительно медленно развивающихся дефектов, в том числе на ранней стадии их развития. Методика основывается на определении концентраций, отношений газов и скорости нарастания концентрации газов. Отношения газов рассчитываются, если хоть один газ имеет концентрацию выше типичной или превышена скорость нарастания концентрации газа.

Выявляемые по результатам хроматографического анализа неисправности:

- 1) мощный дуговой разряд между обмотками;
- 2) короткие замыкания между магнитопроводом и обмотками;
- 3) дуговой разряд или искра в контактных соединениях токоведущих частей;
- 4) нарушение паек;
- 5) вихревые токи в сердечнике;
- 6) КЗ между вводами и баком;
- 7) частичные разряды на деревянных деталях;
- 8) дуга при работе контактной системы устройства регулирования напряжения;
- 9) разряды из-за высокой влажности электроизоляционной бумаги и появления примесей в масле;
- 11) замыкания между пластинами стали в сердечнике
- 12) частичные разряды на изоляционных прокладках;
- 13) неисправность контактов избирателя переключающего устройства,
- 14) нарушение контакта кабеля с токоведущим проводником вводов;
- 15) циркуляция токов в болтовых соединениях;
- 16) замыкания в шихтованном сердечнике и заземляющих соединениях;
- 17) нарушение сварочных швов
- 18) дефекты прессовки магнитных экранов;
- 18) нарушение изоляции между параллельно идущими проводниками в обмотках;
- 19) дефекты узлов трансформатора вследствие перегрузок;

На данный момент основным оборудованием, с помощью которого проводят оценку состояния трансформаторного масла:

- влагомер (рисунок 15) – необходим для определения влаги в масле
- измеритель объемной доли газов – используется для определения наличия газов в масле (рисунок 16).



Рисунок 15 – Влагомер



Рисунок 16 – Измеритель объемной доли газов

- измеритель диэлектрических параметров трансформаторного масла — используется для определения относительной диэлектрической проницаемости и тангенса угла диэлектрических потерь масла, используемого в трансформаторах (рисунок 17).



Рисунок 17 – Измеритель диэлектрических параметров масла

- автоматический тестер трансформаторного масла — применяется для определения электрической прочности жидкостей, используемых для электроизоляции (рисунок 18). Показателем загрязненности масла примесями будет являться напряжение пробоя.



Рисунок 18 - Тестер трансформаторного масла

В настоящее время в России широкое применение среди диагностических систем получили методы, позволяющие проводить обследование электрооборудования, не проникая в его конструкцию.

Сущность электрического метода заключается в создании в исследуемом объекте возмущения, образованного либо с помощью электрического поля, либо воздействием неэлектрического характера (механическим, тепловым, и др). В качестве первоначального параметра применяются электрические характеристики оборудования, подвергающегося диагностике.

Одним из основных в электрическом методе для обследования электрооборудования является метод измерения частичных разрядов. Характерными явлениями процессов развития частичных разрядов являются акустические и электрические проявления, возникновение газов, свечение, повышение температуры изоляции. Другими словами, частичные разряды представляют собой результат действия местных концентраций напряженности электрического поля в изоляции, превышающей ее электрическую прочность в конкретных точках.

Метод частичных разрядов основан на измерении значения частичного разряда или проверка того, что оно не превышает установленную величину при оптимальных напряжении и чувствительности. При использовании данного метода требуется создать контакт измерительных устройств с объектом исследования. Возможность определения комплекса параметров, позволяющих полноценно оценить свойства частичных разрядов с получением их количественных величин, способствовала данному методу стать широко используемым и доступным. К главному недостатку такого способа диагностики можно отнести высокую чувствительность к различным помехам.

Электромагнитная (дистанционная) технология обнаружения объекта с частичными разрядами выполняется с помощью направленного принимающего сверхвысокие частоты устройства. Данный способ не требует

прикосновения измерительных аппаратов с контролируемым объектом и позволяет проводить обзорное исследование группы электрооборудования.

Главная угроза частичных разрядов объясняется следующими факторами:

- их невозможно выявить в процессе лабораторных испытаний. при которых на электрооборудование подают повышенное выпрямленное напряжение;

- данные разряды с высокой вероятностью могут быстро создать условия для пробоя и, в конечном счете, создать аварийную ситуацию.

Обследование трансформаторов с помощью вибродиагностики позволяет полноценно определить функциональное состояние важных частей трансформаторного оборудования, маслонасосов, узнать причины повышенной вибрации и своевременно выявить ухудшение технического состояния, как всего трансформатора, так и отдельных фаз обмотки и сердечника.

Вибрация представляет собой механическое колебание контролируемой области агрегата относительно среднего, нейтрального положения. Это характерно любому работающему механизму. Вибрация довольно информативный и показательный параметр, который применяется для оценки текущего функционального состояния электрооборудования.

Динамические процессы изменяются в результате развития дефектов в машине, происходят качественные и количественные изменения сил, которые воздействуют на детали машин. В итоге вместе с уровнем механических колебаний изменяется и их форма.

Физически вибрация на поверхности бака силового трансформатора качественно и количественно связана с состоянием активной части. При изменении уровня прессовки во время работы приводит к изменению полной вибрационной картины, увеличению вибрации, изменению ее частоты, возникновению модулированных колебаний. Эти изменения часто

обнаруживаются работниками оперативных бригад, проводящих осмотры функционирующих трансформаторов.

Часто текущее состояние обмоток и изоляции трансформатора контролируется определенными вибрационными параметрами: виброскорость, виброускорение и виброперемещение.

На сегодняшний день для объяснения вибросигналов широкое применение получили такие характеристики, как виброперемещение и виброскорость.

Виброперемещение указывает на наибольшие пределы изменения положения исследуемой точки, характеризуется двойной амплитудой и показывает движение от одного крайнего положения до другого, противоположного.

Виброскорость характеризуется наибольшей скоростью перемещения исследуемой точки в течение ее изменения направления. При измерениях виброскорости рассчитывают не ее максимальную величину, а среднеквадратичное значение.

Виброускорение показывает воздействие сил в устройстве, которое побудило колебания в материале. При определении вибрационных характеристик применяются переносные спектроанализаторы, замеряющие импульсы с датчика вибрации.

Для проведения вибрационного обследования широко применяются высокоточные устройства измерения вибрации и цифровой обработки сигналов, функциональность которых постоянно развивается, а цена уменьшается.

По итогам измерений методом вибрационной диагностики предоставляются графики вибрационных сигналов (рисунки 19-20).

Существует информационная спектральная методика сравнения форм сигналов, которая основана на узкополосной спектральной оценке вибросигналов. В такой технологии диагностические данные содержатся в

соотношении амплитуд и начальных фаз главной составляющей и других составляющих, кратных ей по частоте.

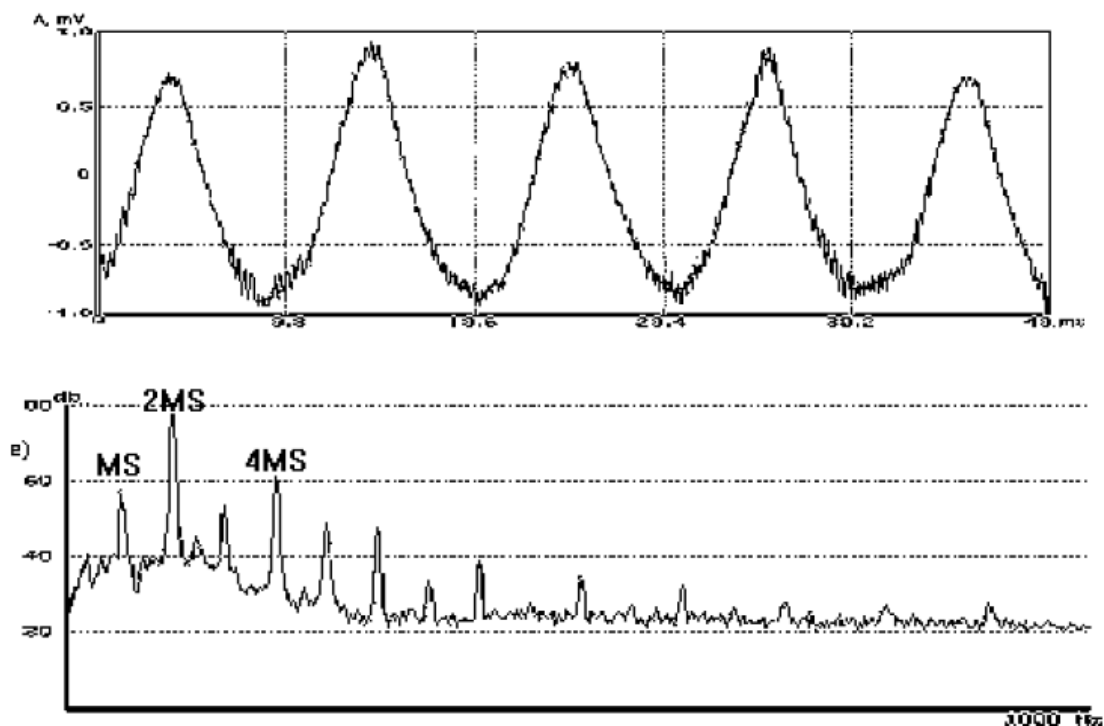


Рисунок 19 - Формы и спектры вибрации сердечника трансформатора, работающего в нормальном режиме

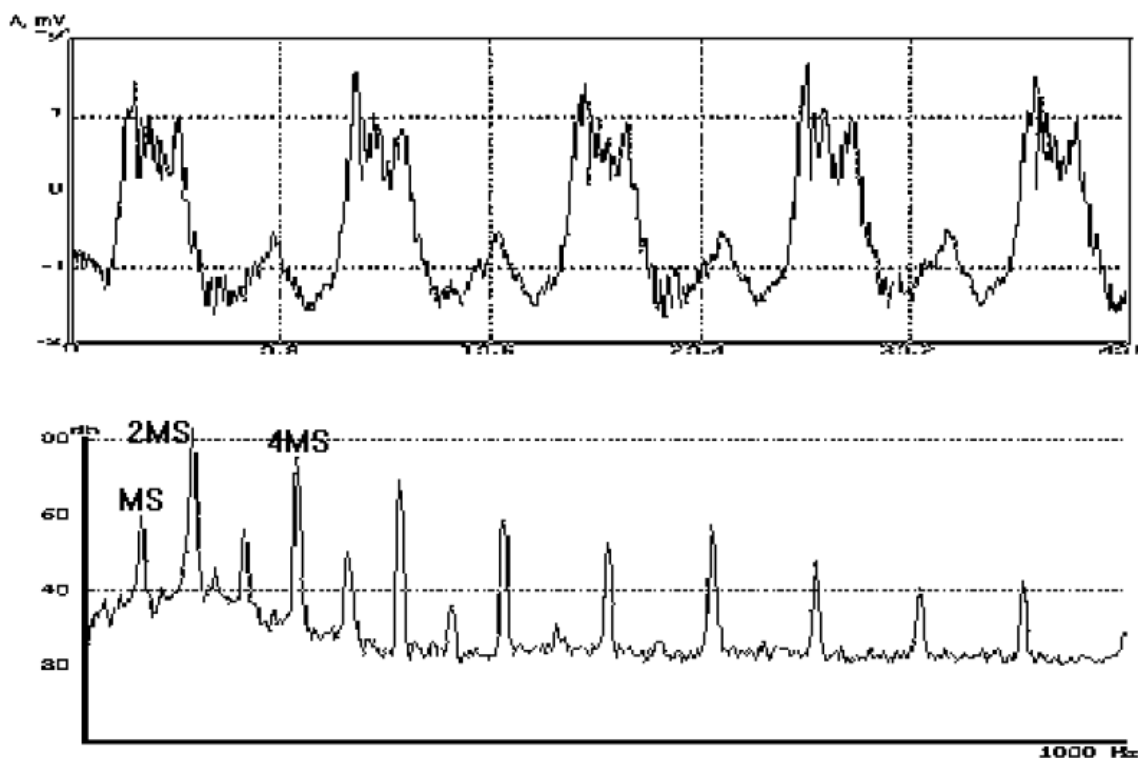


Рисунок 20 - Формы и спектры вибрации сердечника трансформатора при перегрузке, сопровождающейся магнитным насыщением сердечника

Акустические методы контроля используются для диагностики изделий, в материале которых радиоволны не затухают быстро: полупроводники, диэлектрики (стекловолокно, керамика, пластмассы), магнитодиэлектрики (ферриты), материалы из тонкого металла.

Акустический метод диагностики основан на создании в дефектном месте разряда и прослушивании звуковых колебаний, возникающих над этим участком. Такой способ контроля применяют для нахождения различных видов повреждения с условием, что электрический разряд способен создаться в проблемном участке.

Недостаток акустического метода — низкая разрешающая способность устройств из-за малой глубины проникновения радиоволн.

Радиоволновой метод неразрушающего контроля разделяется на две группы: активный и пассивный методы. Активный метод заключается в излучении и приеме упругих волн, пассивный — на приеме волн, которые исходят от самого объекта, например, возникновение трещин сопровождается образованием акустических колебаний.

Активный метод делится на методы отражения, прохождения, собственных колебаний.

Метод отражения основан на анализе отражения импульсов упругих волн от неоднородностей или границ объекта контроля, и обнаруживает дефекты типа нарушения сплошности, определяет их координаты, размеры, ориентацию путем прозвучивания изделия и приема отраженного от дефекта эхо-сигнала. Метод прохождения основаны на влиянии параметров объекта контроля на характеристики прошедших через него волн, и выявляет глубинные дефекты типа нарушения сплошности, расслоения, непрочлепа, непропаев. В методе собственных колебаний о свойствах объекта контроля судят по параметрам его свободных или вынужденных колебаний (их частотам и величине потерь). Данный метод применяется для обнаружения глубинных дефектов.

В качестве акустического датчика используют чувствительные элементы пьезо- или электромагнитной системы, воспринимающие механические колебания исследуемого объекта и преобразующие их в электрические сигналы, поступающие в устройство, усиливающее звуковые частоты. Данные частоты наибольшие в месте повреждения или дефекта.

Ультразвуковая дефектоскопия основана на индикации распространения в металле ультразвуковых колебаний с частотами, превышающими 20 кГц, и отражения их от дефектов.

Акустический метод хорош тем, что сигналы в агрегате, вызванные электрическими разрядами, обнаруживаются даже при таких помехах, как шума маслонасосов, вибростук, гул вентиляторов и т. п.

Основные инструменты, используемые для ультразвуковой дефектоскопии:

1) Осциллограф, регистрирующий форму сигнала и его спектр (рисунок 21).



Рисунок 21 – Осциллограф

2) Ультразвуковой зонд, в котором происходит преобразование частоты сигнала в воспринимаемый человеком звук и прослушивание его через специальную аудиогарнитуру (рисунок 22).



Рисунок 22 – Зонд

1.5 Выводы по первому разделу

Описаны основные конструкционные элементы силовых трансформаторов и их функциональное назначение.

Рассмотрены различные неисправности в трансформаторах. Например, одни имеют обуславливающий характер, другие - случайный. При возникновении непредсказуемых дефектов весь процесс старения становится быстрее.

Определено, что развитие неисправности в силовом трансформаторном оборудовании проходит постепенно и представляет долгий процесс. Каждому элементу этого процесса соответствуют свои параметры, которые и определяются с помощью диагностики. В процессе развития дефект претерпевает определенные стадии.

Выявлено, что при возникновении дефекта самым главным является определение наибольшего срока службы действующего электрооборудования, т.е. решение проблемы его бесперебойной работы до принятия мер. Например, силовой трансформатор может оставаться работоспособным даже с ухудшенными параметрами изоляционных материалами, хоть и является неисправным.

Выделены полезные методы продления срока эксплуатации изоляционной системы электрооборудования и улучшения электроизоляционных свойств материала. Такие мероприятия позволяют увеличить срок службы оборудования, без вывода его на ремонт.

Определено, что из-за существующей связи между элементами конструкции агрегата, неисправность одной части, менее опасной, может способствовать не только изменению работоспособности его самого, но и сильное ухудшение состояния сопрягающегося с ним более значимого механизма, что может повлечь за собой отказ силового трансформатора. Следовательно, при обследовании желательно определять те повреждения, которые развиваются вследствие первоначальных неисправностей.

2 Анализ аппаратно-программных средств систем непрерывного контроля. Разработка концепции системы мониторинга и диагностики состояния трансформаторного оборудования.

2.1 Основные положения процесса создания системы диагностирования

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

В технической диагностике различают функциональное и тестовое диагностирование. Функциональное диагностирование – диагностирование, осуществляемое во время функционирования объекта, на который поступают только рабочие воздействия. Тестовое диагностирование – это диагностирование, при котором на объект подаются специально сформированные системой диагностирования тестовые сигналы. Кроме этого, диагностирование должно обеспечить:

- распознавание возникших в оборудовании дефектов и мест их нахождения;
- выявление причин возникновения и развития дефектов;
- создание моделей развития дефектов;
- управление развитием выявленных дефектов;
- определение состава дефектов, устранение которых необходимо для восстановления требуемого ресурса работоспособности.

Располагая знанием о причинах возникновения каждого дефекта и факторах, влияющих на его развитие, можно путём влияния на причины и факторы приостановить или замедлить развитие наиболее критичных

дефектов, продлевая таким образом ресурс работоспособности оборудования.

Первостепенное значение в процессе диагностирования имеет получение полной информации о состоянии оборудования с максимально возможной достоверностью. Эта проблема имеет две составляющие:

- аппаратное обеспечение;
- методико-метрологическое обеспечение (нормативные требования к точности анализа; аттестованные методики и т.д.).

Согласно нормативным документам следует учитывать набор положений, который должен быть обеспечен в процессе диагностирования конкретного устройства. Этот набор включает:

- задачи и условия диагностирования;
- показатели и характеристики диагностирования;
- состав диагностических параметров;
- метод технического диагностирования;
- средства технического диагностирования;
- правила технического диагностирования;
- результаты технического диагностирования.

Процесс диагностирования происходит в условиях ограниченной информации и, как правило, носит вероятностный характер. Суть распознавания заключается в выявлении конкретного состояния оборудования. В простейшем случае их может быть два: исправное и неисправное, а в общем случае – конечное множество, поскольку каждый дефект и их совокупность будут характеризовать свое состояние оборудования. Обычно множество состояний устройства называются диагнозами и обозначаются как $D = D_1, D_2, \dots, D_i$.

Оборудование характеризуется множеством параметров, среди которого можно выделить подмножество параметров, несущих диагностическую информацию, которая на текущий момент времени может регистрироваться соответствующими техническими средствами. Другими словами такой параметр можно назвать диагностическим признаком.

Диагностический признак формализуется для последующей компьютерной обработки. Здесь предлагается их подразделять на:

- простые или двухразрядные со значениями соответственно k_1 и k_2 ;
- сложные или m -разрядные со значениями k_1, k_2, \dots, k_m .

Простой диагностический признак выражает результат обследования, который может быть представлен одним из двух возможных значений: «да» или «нет», «положительный» или «отрицательный» и т.п.

Сложный диагностический признак используется, когда область возможных значений измеряемого параметра разбивается на несколько (больше двух) интервалов, например $x_i \leq 1, 1 < x_i < 3, x_i \geq 3$.

Для повышения надежности обычно стремятся к последовательной многократной фиксации диагностических параметров, поскольку при разовом контроле вероятность объективной оценки технического состояния практически минимальна из-за возможных ошибок, сбоев и т.д. Надежность и объективность такой оценки повышается по мере увеличения числа актов контроля. Это обстоятельство является основанием для введения многократного фиксирования параметров с определенной периодичностью, т.е. их мониторинга.

Процесс создания системы диагностирования и предполагает наличие, по крайней мере, трех условий: параметра x_i , характеризующего оборудование и потенциально несущего диагностическую информацию; средств фиксации значений этого параметра; заранее сформированных диагностических интервалов, при сопоставлении с которыми значений x_i однозначно определяются k_i

Например, состояние силового трансформатора диагностируется только по одному параметру – влажности твердой изоляции, которую обозначим как x . Задача заключается в выборе такого значения x_0 , что при $x \leq x_0$ трансформатор считается исправным (состояние D1), а при $x > x_0$ состояние объекта рассматривается как неисправное (обозначим его как D2). Такой подход позволяет сформировать диагностическую процедуру, которая

формально представляется следующим образом:

- при $x \leq x_0, x \in D_1$;
- при $x \geq x_0, x \in D_2$.

Но влажность неоднозначно характеризует состояние изоляции, а тем более состояние всего объекта, поскольку на это влияет еще множество других факторов. Для учета этих факторов предлагается использовать плотность распределения случайной величины (в нашем случае – влажности изоляции) $f(x)$, что отражает рисунок 23, на котором приведены возможные плотности распределения вероятности диагностического параметра x для неувлажненной (исправной) и увлажненной (неисправной) изоляции.

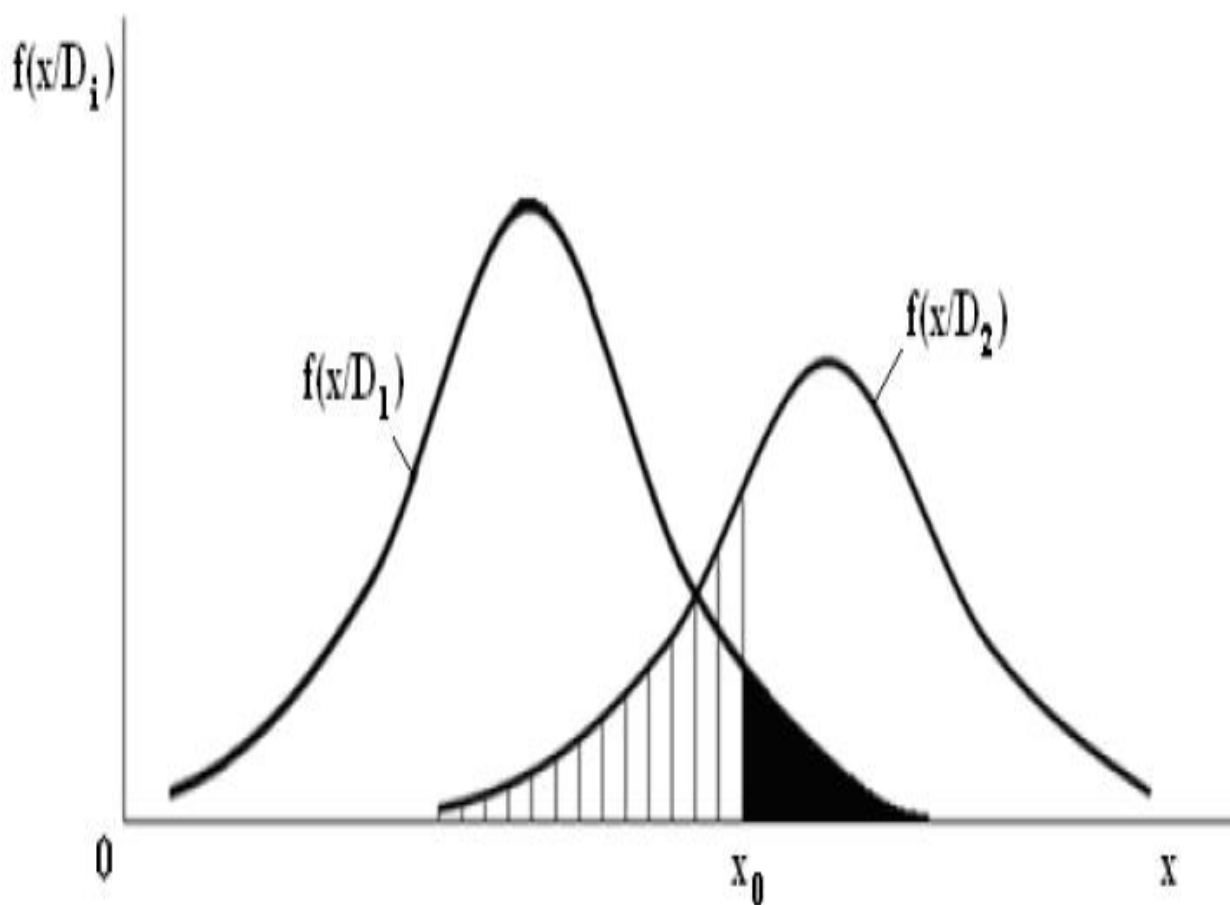


Рисунок 23 – Статистические распределения плотности вероятности диагностического параметра x для исправного D_1 и дефектного D_2 состояний трансформатора

2.2 Технические требования, учитываемые при создании системы непрерывного контроля трансформаторного оборудования

Современная система непрерывного контроля должна состоять из трех уровней.

Первый уровень включает в себя измерительные системы и первичные датчики.

Второй уровень - блок мониторинга. Данная аппаратура представляет собой микропроцессорную технику, обеспечивающую сбор и обработку сигналов, полученных от первичных датчиков. Также блок мониторинга осуществляет информационный обмен с верхним уровнем. Допускается совмещенное функционирование аппаратов уровней I и II. Допускается применение одного блока мониторинга для диагностики трех однофазных трансформаторов трехфазной группы.

Третий уровень выполняется в виде объединенного программно-технического комплекса силового электрооборудования подстанции и выполняет следующие функции:

- а) решение расчетно-аналитических задач;
- б) контролирование исправности оборудования нижних уровней и их дистанционное конфигурирование;
- в) математическая обработка данных.

На подстанциях, не имеющих системы автоматизированного управления, уровнем III должны быть обеспечены отображение состояния основных параметров трансформаторного оборудования, визуализация сигналов аварийной и предупредительной автоматики, запись данных о параметрах, обработка накопленных архивов и журналов и передача данных региональному диспетчеру.

Оборудование второго и третьего уровней должна быть связана между собой с помощью цифровых каналов, выполненных из витой пары либо волоконно-оптических линий.

Система непрерывного диагностирования должна обеспечивать для

каждой единицы трансформаторного оборудования следующее:

1) выявление диагностических параметров оборудования по расчетам математических моделей;

2) определение и диагностика параметров, отражающих состояние оборудования.

Современный мониторинговый комплекс должен реализовывать следующие функции:

- а) мониторинг содержания газов в трансформаторном масле;
- б) расчет температуры наиболее нагретой обмотки;
- в) мониторинг содержания воды в трансформаторном масле;
- г) контроль температуры верхних слоев масла;
- д) оценка состояния высоковольтных вводов;
- е) контроль текущего номера отпайки РПН.

К датчикам входной информации также предъявляются требования, которые определяют допустимые погрешности и интервалы их опроса (таблица 1).

Таблица 1 – Требования к датчикам

Измеряемая величина	Диапазон изменения входного сигнала	Диапазон изменения выходного сигнала первичного датчика	Интервал опроса	Допустимая погрешность
Температура окружающей среды	-60...+60°C	4 - 20 мА	Не реже 1 раза в 5 минут	Основная - 1,0%, температурная - не более 0,3%
Температура верхних слоёв масла	-60...+100°C	4 - 20 мА	Не реже 1 раза в минуту	То же
Температура масла на входе охладителя	-60...+100°C	4 - 20 мА	Не реже 1 раза в минуту	То же

Продолжение таблицы 1

Температура масла на выходе охладителя	-60...+100°C	4 - 20 мА	Не реже 1 раза в минуту	То же
Температура масла в баке РПН	-60...+100°C	4 - 20 мА	Не реже 1 раза в минуту	То же
Ток или мощность привода РПН	0-3 А 0-3 кВт	4 - 20 мА	Не реже 1 раза за 20 мс в процессе переключения	То же
Текущий номер отпайки РПН	1-100	4 - 20 мА	Не реже 1 раза за 20 мс в процессе переключения	То же
Содержание газов в масле	0 – 0,0015 г/т	4 - 20 мА	Не реже 1 раза в 4 часа	То же
Содержание влаги в масле	0 - 30 г/т	4 - 20 мА	Не реже 1 раза в 4 часа	То же
Температура нижних слоёв масла	-60...+100°C	4 - 20 мА	Не реже 1 раза в 15 минут	То же
Давление масла вводов	0-6 кг/см ²	4 - 20 мА	Не реже 1 раза в 1 минуту	То же

Системы мониторинга должна быть выполнена на основе современных измерительных систем и датчиков, микропроцессорных контроллеров и производительных компьютеров. Автоматизированное рабочее место выполняется в соответствии с требованиями к оборудованию системы автоматизированного управления. Аппаратура системы должна обладать функцией самодиагностики с высокой точностью обнаружения неполадки. Диагностический комплекс должен передавать данные по итогам самодиагностики на верхние уровни и визуализировать их на локальных устройствах индикации. Аппараты верхнего уровня системы должны содержать стандартные интерфейсы, которые обеспечивают взаимодействие

с АСУ по проводным линиям связи и оптоволокну. Оборудование и программное обеспечение среднего и верхнего уровней должны использовать стандартизированные протоколы передачи данных, применяемые для промышленных вычислительных сетей.

Связь внутри комплекса между элементами, выполняющими различные функции и произведенными разными изготовителями, реализуется на основе международных стандартизированных протоколов.

Формирование сигналов противоаварийной автоматики должно обеспечиваться программными и техническими средствами системы мониторинга. Функциями конфигурирования и параметризации должно обладать основное программное обеспечение всех уровней системы. Также программные средства должны обеспечиваться средствами тестирования на местах функционирования.

Выбранное оборудование диагностического комплекса всех уровней должен соответствовать следующим требованиям надежности при эксплуатации:

- 1) восстановление комплекса при отказе должно составлять не более 1 часа;
- 2) срок службы устройств контроля и управления должен составлять не менее 150000 ч;
- 3) взаимозаменяемость однотипных устройств контроля и управления должна обеспечиваться без регулировки и подстройки в процессе функционирования.

При сбоях питания АРМ оператора должна обеспечиваться сохранность накопленных и оперативно получаемых данных. Оборудование верхнего уровня и АРМ оператора должны быть оснащены источником бесперебойного питания. Комплекс мониторинга должен самовосстанавливаться после аварийного или умышленного отключения питания.

Оборудование первого и второго уровней располагаются

непосредственно на силовом электрооборудовании или вблизи него. Данная аппаратура должна иметь уровень защиты не ниже IP54 и функционировать при следующих условиях:

- а) относительная влажность не выше 95%;
- б) атмосферное давление от 84 кПа до 106,5 кПа;
- в) температура окружающей среды от -60°C до $+40^{\circ}\text{C}$.

Оборудование третьего уровня устанавливается в проветриваемых помещениях с сухим воздухом. Устройства такого типа должны иметь уровень защиты не ниже IP40 и функционировать при следующих условиях:

- а) относительная влажность не выше 90%;
- б) атмосферное давление от 84 кПа до 106,5 кПа;
- в) температура окружающей среды от $+15^{\circ}\text{C}$ до $+35^{\circ}\text{C}$.

Программное обеспечение должно обладать функциями выполнения прописанных алгоритмов, в том числе:

- 1) расчет математических моделей, контролирующих и оценивающих текущее состояние оборудования;
- 2) прием и обработку входной информации о состоянии диагностируемого агрегата,
- 3) фильтрацию и проверку достоверности входных данных;
- 4) формирование диагностических, аварийных и предупредительных и сигналов;

Софт системы непрерывного контроля должен включать в себя следующие функции:

- а) ввод данных в диалоговом состоянии;
- б) визуализация информации он-лайн от первичных датчиков и результатов расчетов по математическим алгоритмам;
- в) обеспечение защиты информации;
- г) работа с базой данных;
- д) организация связи между внутрисистемными компонентами диагностического комплекса;

е) составление отчетных журналов;

ж) накопление и архивирование статистических данных.

2.3 Определение функциональной возможности системы непрерывного контроля

В первую очередь система мониторинга должна предоставлять информацию об электрических параметрах силового трансформатора, и, несомненно, контролировать состояние особо важных частей агрегата (рисунок 24).

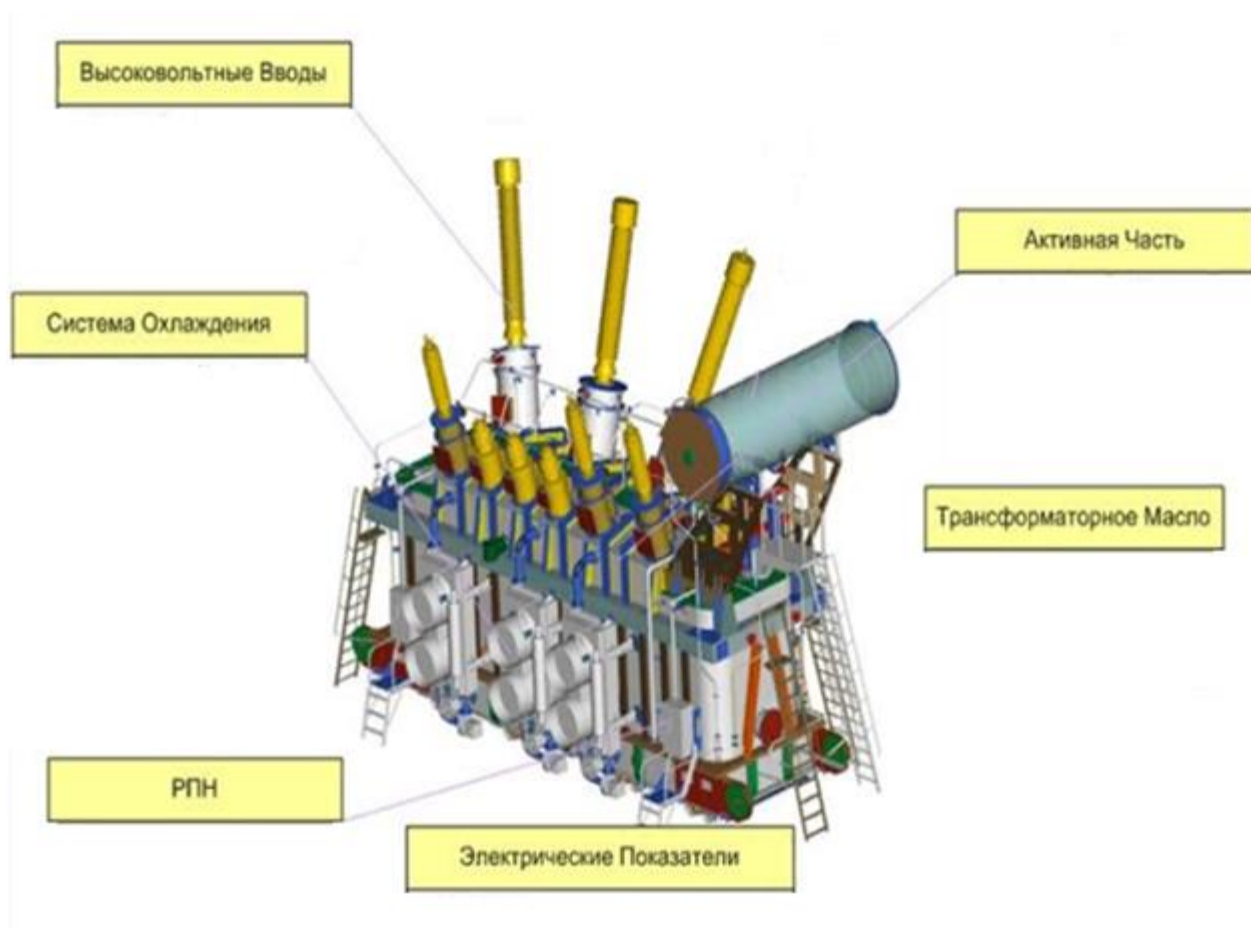


Рисунок 24 – Контролируемые элементы трансформатора

На основании выше сказанного, можно выделить диагностические подсистемы и их контролируемые параметры:

1) Мониторинг активной части:

а) содержание влаги в изоляции

- б) расчет потерь ХХ и КЗ
 - в) контроль температуры обмотки
 - г) оценка деформации обмотки
 - д) оценка состояния изоляции
 - е) расчет температуры наиболее нагретой точки обмотки
- 2) Мониторинг трансформаторного масла:
- а) температура верхних слоев
 - б) влагосодержание
 - в) температура нижних слоев
 - г) газосодержание
- 3) Мониторинг высоковольтных вводов:
- а) небаланс токов проводимости
 - б) оценка состояния изоляции
 - в) давление во вводе
 - г) значение $\text{tg}\delta$
 - д) значение емкости С
- 4) Мониторинг устройства РПН:
- а) контроль режима управления
 - б) температура масла в баке РПН
 - в) оценка остаточного ресурса
 - г) ток двигателя привода
 - д) текущее положение
 - е) количество переключений
 - ж) контроль цепей питания и управления
 - з) длительность переключения
- 5) Мониторинг системы охлаждения:
- а) поток масла в охладителях
 - б) контроль количества включенных охладителей и насосов
 - в) оценка эффективности системы охлаждения
 - г) температура масла на входе охладителя

- д) контроль цепей питания и управления
- е) температура масла на выходе охладителя

2.4 Определение конфигурации системы мониторинга

На основании технических требований примем трехуровневую систему непрерывного контроля. Структурная схема представлена на рисунке 25.

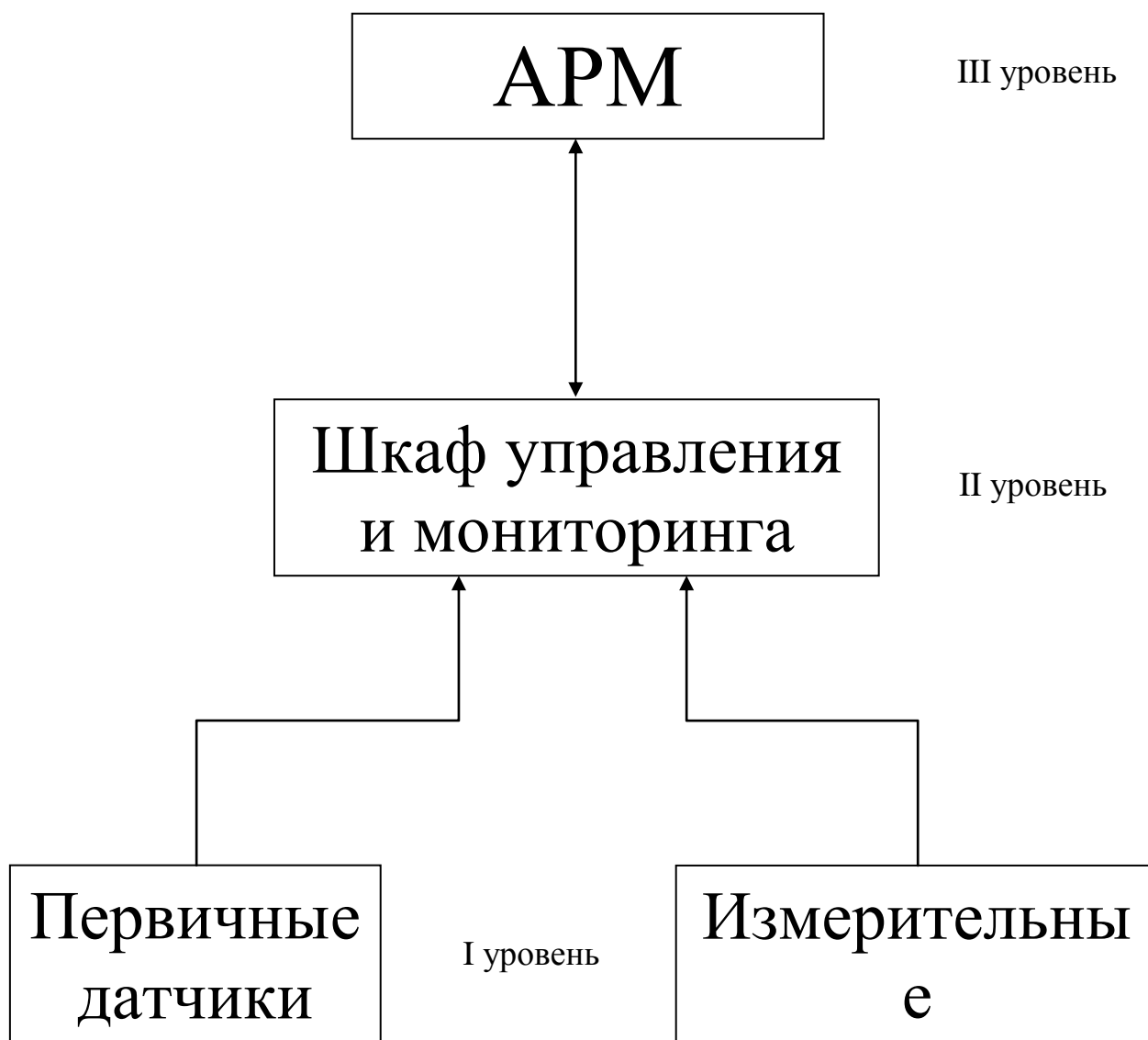


Рисунок 25 – Структурная схема системы непрерывного контроля

2.5 Определение технических и программных средств

Основным элементом системы диагностики является блок мониторинга, который принимает, обрабатывает и передает на верхние уровни сигналы. Модульное исполнение данного устройства является

наиболее практичным и рациональным (рисунок 26). Данное решение эффективно, так как модульная структура основана на общей информационной шине, что позволяет оперативно создавать системы мониторинга и диагностики с необходимыми свойствами, что в свою очередь минимизирует экономические затраты.



Рисунок 26 – Модульная структура блока мониторинга

Следует выделить следующие подсистемные модули (Diagnostic Subsystems):

1) Мониторинг эксплуатационных параметров трансформатора (DS-1) – осуществляет контроль токов, перегрузок, напряжений, перенапряжений, частоты, коэффициента мощности; активной, реактивной, полной мощностей.

2) Мониторинг состояния активной части (DS-2) – предоставляет информацию о температуре обмоток, масла, наиболее нагретой точки

обмотки, растворенных в трансформаторном масле газообразных продуктов разложения изоляции; уровне содержания воды в масле и твердой изоляции.

На рисунке 27 показан датчик температуры масла, газо- и влагосодержания.



Рисунок 27 – Датчик температуры масла и газовлагосодержания

Места установки данного датчика показаны на рисунке 28.

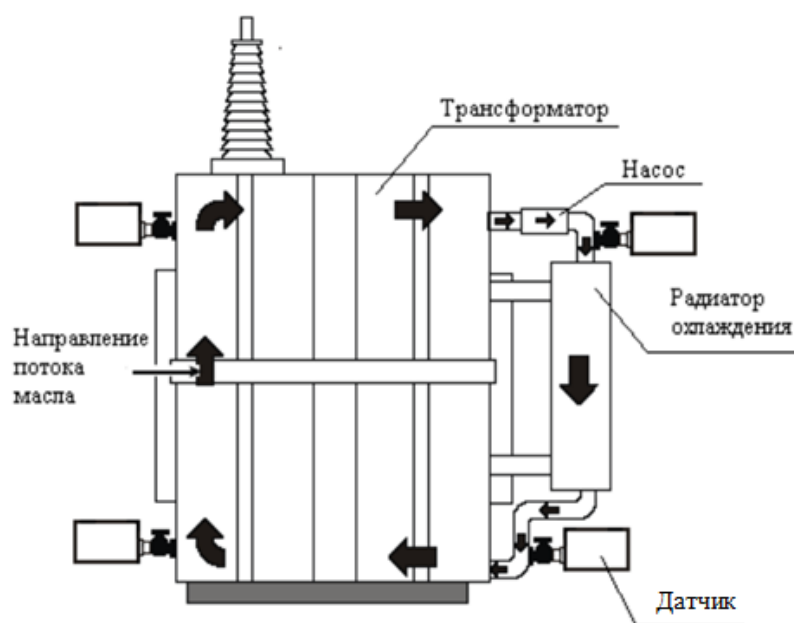


Рисунок 28 – Места установки датчика

3) Мониторинг состояния изоляции высоковольтных вводов (DS-3) – осуществляет контроль за значениями тангенса угла потерь, тока небаланса проводимости, емкости на каждом вводе

Датчики состояния высоковольтных вводов показаны на рисунке 29.



Рисунок 29 – Датчики состояния высоковольтных вводов

За счет использования датчиков при помощи систем мониторинга можно контролировать несколько очень важных параметров технического состояния трансформатора и его элементов:

- величину тангенса угла диэлектрических потерь в изоляции высоковольтных вводов по сдвигу вектора тока проводимости.
- основную емкость высоковольтных вводов по величине тока проводимости.
- состояние и наличие дефектов различного типа в изоляции вводов по частичным разрядам.

Пример установки датчика показан на рисунке 30.

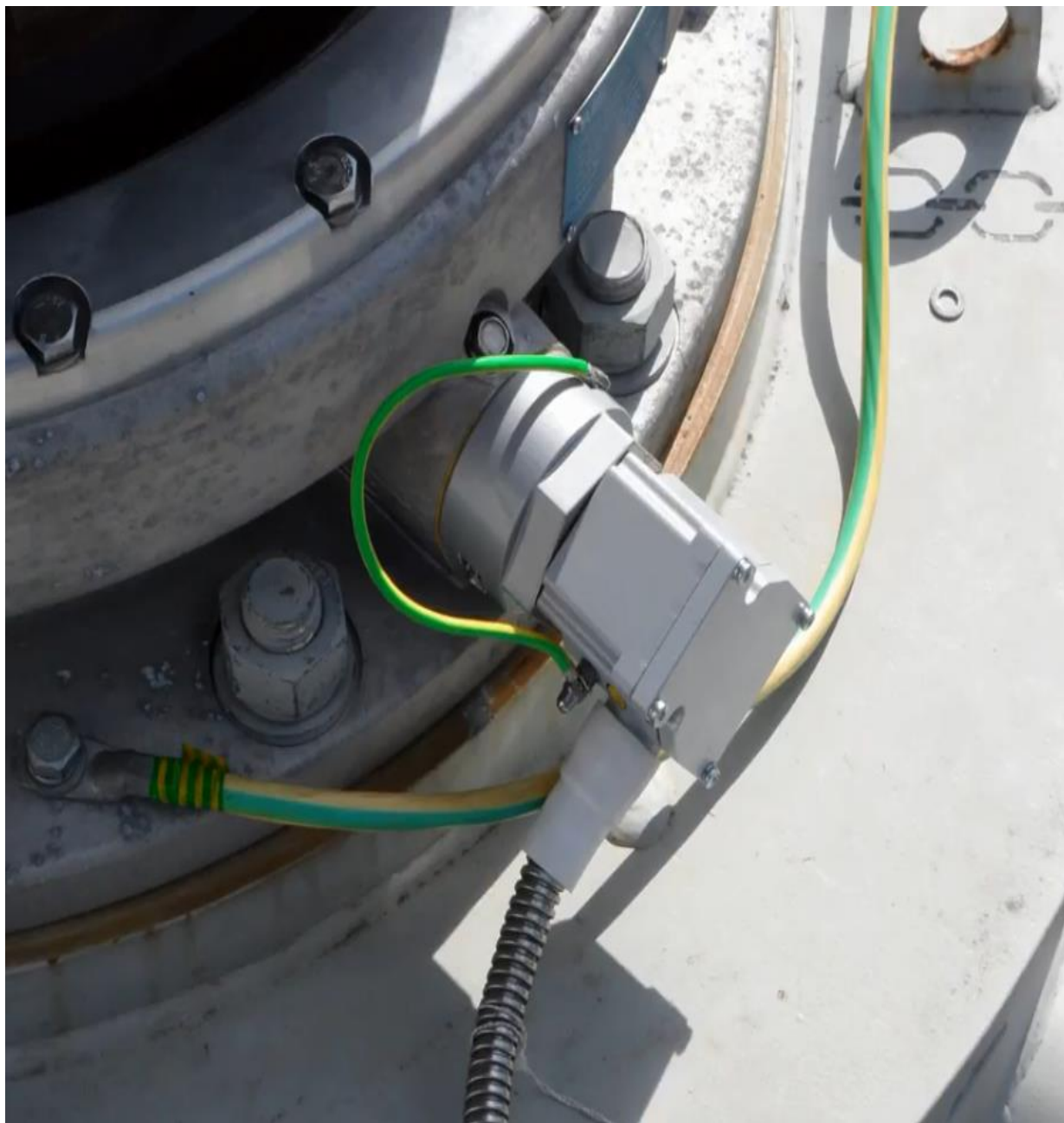


Рисунок 30 – Датчик, установленный на вводе

4) Мониторинг состояния устройства РПН (DS-4) – предоставляет данные о рабочем положении контактов, измерениях тока нагрузки двигателя привода, количестве произведенных операций РПН, отображения состояния РПН.

Одним из основных элементов мониторинга состояния устройства регулирования напряжения является виброакустический датчик на баке РПН (рисунок 31).



Рисунок 31 – Виброакустический датчик

Пример монтированного датчика показан на рисунке 32.



Рисунок 32 – Монтированный виброакустический датчик

Данный датчик предназначен для проведения контактной регистрации импульсов частичных разрядов на поверхности баков и конструкций различного высоковольтного оборудования. Основным достоинством применения всех виброакустических датчиков является то, что их выходная информация наиболее просто поддается расшифровке и анализу, она доступна и понятна персоналу для проведения различных типов диагностики и локации на интуитивном уровне.

Анализ вибраций, возникающих при переключениях, позволяет определить величину и продолжительность воздействий, возникающих при размыкании и замыкании контактов устройства РПН. Данный метод непроникающего контроля способствует раннему обнаружению неполадок оборудования регулирования напряжения.

5) Мониторинг состояния системы охлаждения (DS-5) – осуществляет контроль температуры масла на входе и выходе охладителя, количества включенных охладителей и насосов, оценивает общее состояние системы охлаждения.

Все выше описанные диагностические модули, цепи управления РПН и системой охлаждения трансформатора размещаются в шкафу мониторинга и управления (рисунок 33). Такой шкаф наружного защищенного исполнения выполняется обычно из металла и оснащается автоматической системой подогрева. Весь блок мониторинга и управления благодаря наличию подогрева в шкафу работает при наружной температуре до -50 градусов и ниже.

На верхнем уровне системы непрерывного контроля предусматривается сервер локальных вычислительных сетей и компьютер на автоматизированном рабочем месте оператора. Данная технология обеспечивает персонал основной диагностической информацией о контролируемом трансформаторном оборудовании и позволяет осуществлять управление РПН и системой охлаждения в режиме реального времени.

На компьютере устанавливается специальное программное

обеспечение, которое выполняет следующие аналитические функции:

- контроль основных электрических показателей;
- расчет температуры наиболее нагретой точки обмотки трансформатора;
- расчет влагосодержания в масле
- определение старения изоляции трансформаторного оборудования;
- определение типа дефектов в трансформаторе по концентрации и сочетанию растворенных в масле газов;
- расчет параметров основной изоляции высоковольтных вводов и определение дефектного ввода и типа дефекта;
- контроль электрических и тепловых параметров устройства РПН;
- контроль системы охлаждения и оценка эффективности ее работы.

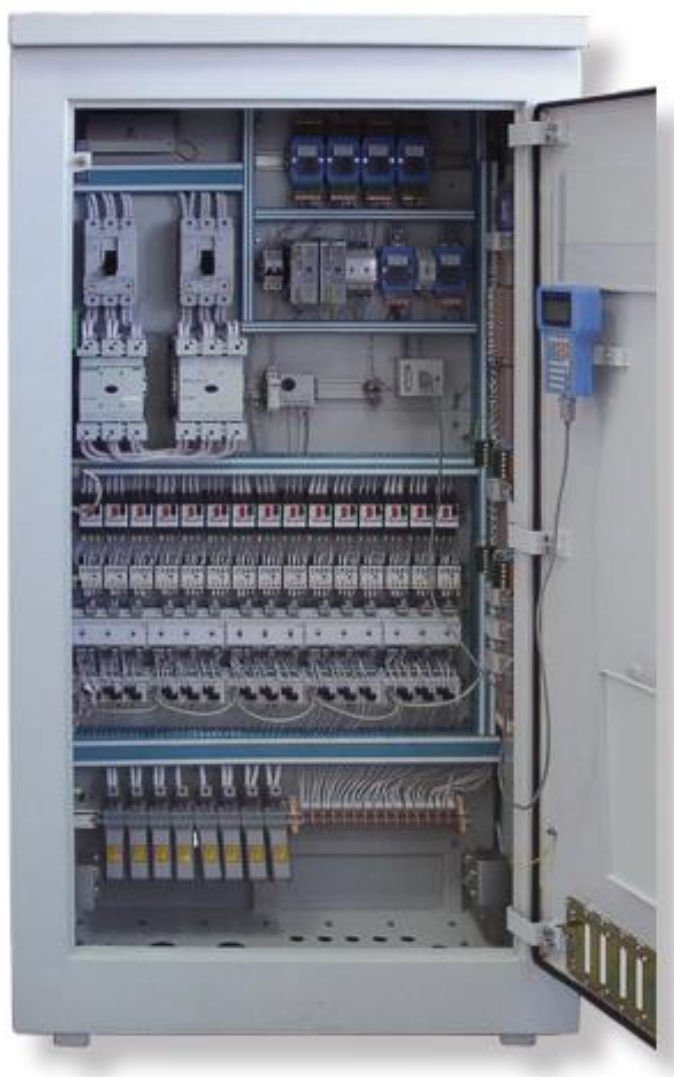


Рисунок 33 – Пример исполнения шкафа мониторинга и управления

Формирование картины текущего состояния, прогнозирование остаточного ресурса контролируемых аппаратов и визуализация рассчитанных параметров происходит в так называемых информационных экранах программного обеспечения (рисунки 34, 35, 36).

При получении значений, превышающих граничные уровни, выдается предупредительная и аварийная сигнализация. Аварийные значения параметров подсвечиваются на экранах красным цветом. Желтый цвет – предупредительный. Текущие события, требующие внимания оператора отображаются в области экрана, выделенной под сигналы тревог.

Также следует предусмотреть вывод графиков в реальном времени, а также обработку и отображение архивной информации о событиях, произошедших за время эксплуатации оборудования.

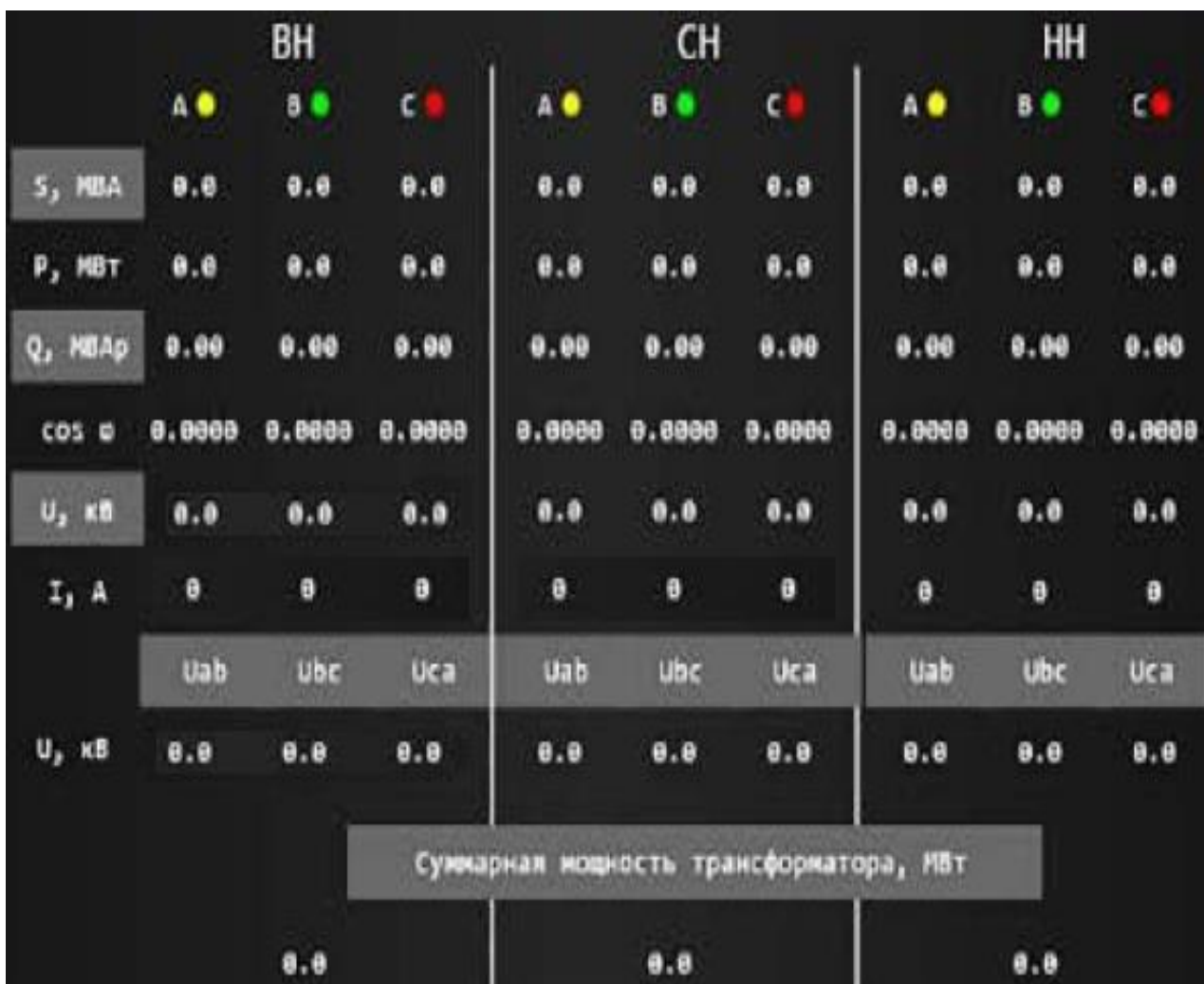


Рисунок 34 – Пример отображения электрических параметров трансформатора



Рисунок 35 – Пример отображения состояния активной части трансформатора

РПН	
Текущая ступень РПН	8
Ресурс переключений РПН	258
Относительный механический износ РПН	0.0258 %
Относительный электрический износ контактов РПН	0.258 %

Рисунок 36 – Пример отображения состояния устройства РПН

2.6 Выводы по второму разделу

Выявлено, что процесс создания системы непрерывного контроля довольно не простой. Так как устройства характеризуются различными параметрами, особо важно правильно выбирать диагностический признак, который наиболее точно отразит состояние электрооборудования. Также важным фактором является выбор средств регистрации значений основополагающего параметра.

На основании технических требований принята концепция трехуровневой схемы реализации системы непрерывного контроля, которая включает в себя:

- уровень I (первичные датчики и измерительные системы)
- уровень II (блок мониторинга)
- уровень III (централизованный программно-технический комплекс)

Определены подсистемные модули отвечающие за:

- электрические показатели трансформатора;
- состояние активной части;
- состояние вводов;
- состояние устройства РПН;
- состояние системы охлаждения.

3 Технико-экономическое обоснование применения разработанной системы непрерывного контроля

3.1 Затраты на планово-предупредительный ремонт трансформаторного оборудования

Как известно, планово-предупредительный ремонт включает в себя текущий и капитальный ремонты и связанные с ними испытания и измерения.

Текущий ремонт подразумевает проверку состояния ограниченного числа быстроизнашивающихся и относительно несложных в ремонте узлов и деталей с устранением обнаруженных дефектов. Также производится осмотр и чистка относительно легкодоступных конструктивных элементов, в том числе загрязненной внешней изоляции.

Капитальный ремонт включает в себя разборку трансформатора с расшивкой верхнего ярма, снятие (установку) обмоток и главной изоляции, сушку активной части, устранение неполадок или замену переключающих устройств и системы охлаждения, восстановление антикоррозионных покрытий внутренних поверхностей оборудования (узлов), сборку, заливку маслом и испытания электрооборудования.

На основании базовых цен на работы по ремонту энергетического оборудования составим ведомости для трехфазных трансформаторов и автотрансформаторов класса напряжения 35-500 кВ, имеющих устройство РПН и систему охлаждения типа Д или ДЦ (таблицы 1-6).

Таблица 2 – Цены на ремонт трансформаторов класса напряжения 35 кВ

Мощность агрегата, кВА	Капитальный ремонт, руб.	Текущий ремонт, руб.
10000	134799	14701
16000	150399	17764
25000	182537	21154

Продолжение таблицы 2

40000	234071	26258
63000	260125	27000

Таблица 3 – Цены на ремонт трансформаторов класса напряжения 110 кВ

Мощность агрегата, кВА	Капитальный ремонт, руб.	Текущий ремонт, руб.
10000	292426	22419
16000	329791	27564
25000	382470	31771
40000	450829	37692
63000	512002	43899
80000	579912	50555
125000	733227	56678

Таблица 4 – Цены на ремонт трансформаторов класса напряжения 220 кВ

Мощность агрегата, кВА	Капитальный ремонт, руб.	Текущий ремонт, руб.
25000	452871	44592
40000	607763	47043
63000	717733	58068

Таблица 5 – Цены на ремонт автотрансформаторов класса напряжения 220 кВ

Мощность агрегата, кВА	Капитальный ремонт, руб.	Текущий ремонт, руб.
63000	518086	55456

Продолжение таблицы 5

125000	769718	72688
200000	1012242	88369
250000	1072190	96046

Таблица 6 – Цены на ремонт автотрансформаторов класса напряжения 330 кВ

Мощность агрегата, кВА	Капитальный ремонт, руб.	Текущий ремонт, руб.
125000	971897	81631
200000	1200660	93963
240000	1229245	95148
250000	1234840	95556
400000	1525493	109991

Таблица 7 – Цены на ремонт автотрансформаторов класса напряжения 500 кВ

Мощность агрегата, кВА	Капитальный ремонт, руб.	Текущий ремонт, руб.
250000	1683995	111401
500000	2139592	130403

3.2 Анализ экономического эффекта от внедрения новой разработки

Согласно нормам периодичность текущего ремонта трансформаторов и автотрансформаторов с устройством РПН и системой охлаждения Д или ДЦ составляет 1 год, а периодичность капитального ремонта – 12 лет.

Основываясь на вышеизложенные данные, можно получить формулу для расчета окупаемости системы непрерывного контроля:

$$T = \frac{K}{I}, \quad (1)$$

где T – срок окупаемости, год;

K – капиталовложения при внедрении новой технологии, руб.:

$$K = K_{об} + K_{ПО} + K_{м}; \quad (2)$$

$$K = 450000 + 150000 + 50000 = 650000 \text{ руб.},$$

где $K_{об}$ – стоимость оборудования, равная 450000 руб.;

$K_{ПО}$ – стоимость программного обеспечения, равная 150000 руб.;

$K_{м}$ – стоимость монтажа, равная 50000 руб.;

I – затраты на текущий ремонт, руб/год.

Используя формулу (1), рассчитаем сроки окупаемости для каждого типа трансформатора.

Трансформаторы класса напряжения 35 кВ:

- мощностью 10000 кВА:

$$T = \frac{650000}{14701} = 44,2 \text{ года}$$

- мощностью 16000 кВА:

$$T = \frac{650000}{17764} = 36,6 \text{ года}$$

- мощностью 25000 кВА:

$$T = \frac{650000}{21154} = 30,7 \text{ года}$$

- мощностью 40000 кВА:

$$T = \frac{650000}{26258} = 24,8 \text{ года}$$

- мощностью 63000 кВА:

$$T = \frac{650000}{27000} = 24,1 \text{ года}$$

Трансформаторы класса напряжения 110 кВ:

- мощностью 10000 кВА:

$$T = \frac{650000}{22419} = 29 \text{ лет}$$

- мощностью 16000 кВА:

$$T = \frac{650000}{27564} = 23,6 \text{ года}$$

- мощностью 25000 кВА:

$$T = \frac{650000}{31771} = 20,5 \text{ года}$$

- мощностью 40000 кВА:

$$T = \frac{650000}{37692} = 17,2 \text{ года}$$

- мощностью 63000 кВА:

$$T = \frac{650000}{43899} = 14,8 \text{ года}$$

- мощностью 80000 кВА:

$$T = \frac{650000}{50555} = 12,9 \text{ года}$$

- мощностью 125000 кВА:

$$T = \frac{650000}{56678} = 11,5 \text{ года}$$

Трансформаторы класса напряжения 220 кВ:

- мощностью 25000 кВА:

$$T = \frac{650000}{44592} = 14,6 \text{ года}$$

- мощностью 40000 кВА:

$$T = \frac{650000}{47043} = 13,8 \text{ года}$$

- мощностью 63000 кВА:

$$T = \frac{650000}{58068} = 11,2 \text{ года}$$

Автотрансформаторы класса напряжения 220 кВ:

- мощностью 63000 кВА:

$$T = \frac{650000}{55456} = 11,7 \text{ года}$$

- мощностью 125000 кВА:

$$T = \frac{650000}{72688} = 8,9 \text{ года}$$

- мощностью 200000 кВА:

$$T = \frac{650000}{88369} = 7,4 \text{ года}$$

- мощностью 250000 кВА:

$$T = \frac{650000}{96046} = 6,8 \text{ года}$$

Автотрансформаторы класса напряжения 330 кВ:

- мощностью 125000 кВА:

$$T = \frac{650000}{81631} = 8 \text{ лет}$$

- мощностью 200000 кВА:

$$T = \frac{650000}{93963} = 6,9 \text{ года}$$

- мощностью 240000 кВА:

$$T = \frac{650000}{95148} = 6,8 \text{ года}$$

- мощностью 250000 кВА:

$$T = \frac{650000}{95556} = 6,8 \text{ года}$$

- мощностью 400000 кВА:

$$T = \frac{650000}{109991} = 5,9 \text{ года}$$

Автотрансформаторы класса напряжения 500 кВ:

- мощностью 250000 кВА:

$$T = \frac{650000}{111401} = 5,8 \text{ года}$$

- мощностью 500000 кВА:

$$T = \frac{650000}{130403} = 5 \text{ лет}$$

Занесем рассчитанные значения в таблицу 8.

Таблица 8 – Расчетные значения окупаемости системы непрерывного контроля для конкретного типа трансформатора

Мощность, кВА	Срок окупаемости, год
Трансформаторы класса напряжения 35 кВ	
10000	44,2
16000	36,6
25000	30,7
40000	24,8
63000	24,1
Трансформаторы класса напряжения 110 кВ	
10000	29,0
16000	23,6
25000	20,5
40000	17,2
63000	14,8
80000	12,9
125000	11,5
Трансформаторы класса напряжения 220 кВ	
25000	14,6
40000	13,8
63000	11,2
Автотрансформаторы класса напряжения 220 кВ	
63000	11,7
125000	8,9
200000	7,4

Продолжение таблицы 8

250000	6,8
Автотрансформаторы класса напряжения 330 кВ	
125000	8,0
200000	6,9
240000	6,8
250000	6,8
400000	5,9
Автотрансформаторы класса напряжения 500 кВ	
250000	5,8
500000	5,0

На основании полученных результатов, можно сделать вывод, что наибольший экономический эффект от внедрения новой разработки возможно получить для автотрансформаторов класса напряжения 220-500 кВ мощностью 125-500 МВА.

3.3 Выводы по третьему разделу

Выявлено, что переход от планово-предупредительного ремонта оборудования к ремонту по фактическому состоянию должен быть подкреплен технико-экономическим обоснованием.

Рассмотрены существующие нормы периодичности проведения текущего и капитального ремонта для силового трансформаторного оборудования.

На основании базовых цен на ремонт определенного типа силового электрооборудования возможно определить затраты на обслуживание данных агрегатов. Не стоит забывать, что при инфляции расчет стоимости ремонта необходимо производить с поправочными коэффициентами.

Определено, что расходы на обслуживание энергетических установок можно минимизировать с помощью внедрения системы непрерывного контроля.

В свою очередь применение новых технологий подразумевает некоторые капиталовложения, обусловленные его рыночной стоимостью, монтажом, наладкой.

При анализе затрат на планово-предупредительный ремонт энергооборудования и расчете окупаемости применения новой технологии, было выявлено, что использование разработанной системы непрерывного контроля стоимостью 650000 руб. наиболее выгодно для эксплуатации автотрансформаторов класса напряжения 220-500 кВ мощностью 125-500 МВА.

Заключение

Выделены основные узлы силового энергооборудования:

- а) активная часть;
- б) изоляция;
- в) устройство регулирования напряжения;
- г) система охлаждения.

Рассмотрены такие характерные повреждения в силовом агрегате как:

- 1) Пробой изоляции
- 2) Разрушение вводов;
- 3) Выход из строя контактной системы переключающего устройства;
- 4) Поломка маслонасосов и вентиляторов охлаждающей системы.

Определено, что развитие неисправности в силовом трансформаторном оборудовании может проходить из-за старения материала и износа конструктивных элементов.

Рассмотрены различные методы диагностики состояния электрооборудования:

- тепловой
- хроматографический
- электрический
- вибрационный
- акустический

Рассмотрены основные требования при создании системы контроля и диагностики трансформаторного оборудования в режиме реального времени. Выбрана концепция трехуровневой схемы реализации системы непрерывного контроля состояния электрооборудования, которая включает в себя:

- уровень I (первичные датчики и измерительные системы)
- уровень II (блок мониторинга)
- уровень III (централизованный программно-технический комплекс)

Определены подсистемные модули, позволяющие контролировать:

- электрические показатели трансформатора;
- состояние активной части;
- состояние вводов;
- состояние устройства РПН;
- состояние системы охлаждения.

Выбрана необходимая аппаратура и программное обеспечение, позволяющее корректно функционировать разработанной системе.

Рассмотрены затраты на планово-предупредительный ремонт трансформаторного оборудования. Приведено технико-экономическое обоснование предлагаемой разработки. Выявлено, что использование новой системы наиболее выгодно при эксплуатации автотрансформаторов класса напряжения 220-500 кВ мощностью 125-500 МВА.

Список используемых источников

1. Акимова Н. А. Монтаж, техническая эксплуатация и ремонт электрического и электромеханического оборудования. – М.: Академия, 2013. – 304 с.
2. Аксенов Ю. П. Мониторинг технического состояния высоковольтной изоляции электрооборудования энергетического назначения в эксплуатации и при ремонтах. - М.: Науктехлитиздат, 2015. - 338с.
3. Алексеев Б. А. Крупные силовые трансформаторы: контроль состояния в работе и при ревизии. - М.: НТФ «Энергопрогресс», 2015. - 88 с.
4. Быстрицкий Г. Ф. Электроснабжение. Силовые трансформаторы. – М.: Юрайт, 2016. – 261 с.
5. Герасименко А. А. Передача и распределение электрической энергии. – М.: КноРус, 2016. – 648 с.
6. Голоднов Ю. М. Контроль за состоянием трансформаторов. – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 88 с.
7. Дмитриев А. И. Диагностика электрооборудования электрических станций и подстанций. - Екатеринбург: Эксмо, 2015. — 64 с.
8. Котеленец Н. Ф. Испытания, эксплуатация и ремонт электрических машин. – М.: Академия, 2018. – 384 с.
9. Кудрин Б. И. Электроснабжение. – М.: Академия, 2012. – 352 с.
10. Лизунова С. Д. Силовые трансформаторы. Справочная книга. М.: Энергоиздат, 2014. – 616 с.
11. Лыкин А. В. Электроэнергетические системы и сети. – М.: Юрайт, 2013. – 360 с.
12. Могузов В. Ф. Обслуживание силовых трансформаторов. – М.: Энергоатомиздат, 2017. – 192 с.
13. Монастырский А. Е. Методы и средства оценки состояния маслонаполненного оборудования. - СПб.: ПЭИПК, 2016. – 78 с.
14. Попов Г.В. Вопросы диагностики силовых трансформаторов. – М.:

Энергоатомиздат, 2013. – 176 с.

15. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: МарТ, 2013. - 165 с.

16. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – М.: Норматика, 2015. – 560 с.

17. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций. – М.: Академия, 2014. – 448 с.

18. Хорольский, В. Н. Эксплуатация систем электроснабжения. – М.: Инфра-М, 2016. – 288 с.

19. Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей. – М.: ЭНАС, 2015 – 376 с.

20. Филиппова, Т. А. Энергетические режимы электрических станций и электроэнергетических систем. – М.: Юрайт, 2015. – 293 с.

21. Gong M. Enhancing robustness of coupled networks under targeted recoveries, 2015 [Электронный ресурс]. - <http://www.nature.com/articles/srep08439>.

22. Islam M. Global renewable energy-based electricity generation and smart grid system for energy security, 2014 [Электронный ресурс]. - <http://dx.doi.org/10.1155/2014/197136>.

23. Jenkins N. An overview of the smart grid in Great Britain, 2015 [Электронный ресурс]. - <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2095809916300224>.

24. Katic N. A. Profitability of smart grid solutions applied in power grid, 2016 [Электронный ресурс]. - <http://www.ingentaconnect.com/content/doi/10.1155/2016/00000020/A00101s1/art00031>.

25. Leonardi A. Towards the Smart Grid: Substation Automation Architecture and Technologies, 2014 [Электронный ресурс]. – <http://dx.doi.org/10.1155/2014/896296>.

26. Menck P. How dead ends undermine power grid stability, 2014 [Электронный ресурс]. - <http://www.nature.com/articles/ncomms4969>.

27. Mureddu M. Islanding the power grid on the transmission level: less connections for more security, 2016 [Электронный ресурс]. - <http://www.nature.com/articles/srep34797>.

28. Pahwa S. Abruptness of Cascade Failures in Power Grids, 2014 [Электронный ресурс]. - <http://www.nature.com/articles/srep03694>.

29. Rojas-Renteria J. L. An Electrical Energy Consumption Monitoring and Forecasting System, 2016 [Электронный ресурс]. - <http://www.ingentaconnect.com/content/doi/22414487/2016/00000006/00000005/art00004>.

30. Wang, B. Enhancing synchronization stability in a multi-area power grid, 2016 [Электронный ресурс]. - <http://www.nature.com/articles/srep26596>.